



Empresa de Pesquisa Energética

# **ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E  
SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS:**

**RELATÓRIO R1**

*Escoamento do potencial de geração da região de Ribas do  
Rio Pardo/MS*

**Dezembro de 2021**

(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**

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

**Secretário-Executivo do MME**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento**

**Energético**

Paulo César Magalhães Domingues

**Secretário de Energia Elétrica**

Christiano Vieira da Silva

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

Rafael Bastos da Silva

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

# ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

*Escoamento do potencial de  
geração da região de Ribas do  
Rio Pardo/MS*



Empresa de Pesquisa Energética

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

**Presidente**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Ângela Regina Livino de Carvalho

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

**Sede**

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

**Escritório Central**

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

**Coordenação Geral**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira  
Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**

José Marcos Bressane

**Coordenação Técnica**

Daniel José Tavares de Souza

**Equipe Técnica**

Carolina Moreira Borges  
Rodrigo Ribeiro Ferreira

**Nº EPE-DEE-RE-149/2021-rev0**

Data: 23/12/2021

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

<p><b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i></p> <p><i>Data de assinatura</i></p>	
<p><i>Projeto</i></p> <p><b>ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</b></p>		
<p><i>Área de estudo</i></p> <p><b>Estudos do Sistema de Transmissão</b></p>		
<p><i>Sub-área de estudo</i></p> <p><b>GET Sul</b></p>		
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-RE-149/2021-rev0      <b>Escoamento do potencial de geração da região de Ribas do Rio Pardo/MS</b></p>		
<p><i>Revisões</i></p> <p>rev0</p>	<p><i>Data</i></p> <p>23/12/2021</p>	<p><i>Descrição sucinta</i></p> <p>Emissão Original</p>

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

## **APRESENTAÇÃO**

Este Relatório apresenta o estudo de escoamento do potencial de geração da região de Ribas do Rio Pardo, localizada no estado do Mato Grosso do Sul, contando com a participação da Energisa-MS e contribuições do ONS. Foram comparados o desempenho técnico e econômico de alternativas de expansão para reforço do atendimento elétrico à região, neste caso atrelado à concretização das novas usinas. Adicionalmente, foi também avaliada a inserção de potencial futuro nas regiões de Inocência e Chapadão, também no estado do Mato Grosso do Sul.

## Sumário

Apresentação .....	7
Sumário.....	8
Índice de Figuras.....	10
Índice de Tabelas .....	11
1 Introdução .....	12
2 Conclusões.....	13
3 Recomendações .....	15
4 Premissas.....	17
4.1 Horizonte e Critérios .....	17
4.2 Parâmetros Econômicos .....	17
4.3 Perdas Elétricas.....	17
4.4 Limites de Carregamento .....	18
4.5 Topologia e Mercado .....	18
4.6 Potencial de geração.....	19
4.7 Cenários de Intercâmbio Analisados .....	20
5 Diagnóstico .....	22
5.1 UTE Suzano operando como carga.....	24
5.2 Sensibilidades quanto ao potencial de geração considerado .....	25
5.3 Influência da UTE William Arjona .....	29
6 Considerações quanto à não implantação da se paraíso 2 230/138 kV e conexões.....	32
7 Descrição das Alternativas .....	33
7.1 Alternativa 1 .....	33
7.2 Alternativa 1a.....	34
7.3 Alternativa 2 .....	35
7.4 Alternativa 2a.....	36
7.5 Alternativa 3 .....	37
7.6 Alternativa 3a.....	38
8 Análise do Desempenho em Regime Permanente .....	39
9 Análise Econômica .....	42
9.1 Sensibilidade quanto à entrada de novos potenciais de geração e cargas .....	44
10 Análise do Potencial das Regiões de Inocência e Chapadão .....	46
10.1 Escoamento considerando somente o montante que possui parecer de acesso emitido – 805 MW .....	48
10.2 Escoamento considerando o potencial pleno de UFVs na região – 2,9 GW .....	49

11	Análise de Curto-Circuito .....	55
12	Referências .....	57
13	Participantes .....	58
14	Fichas PET/PELP .....	59
15	Anexos .....	61
15.1	Anexo 1 – Parâmetros Elétricos .....	61
15.2	Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência .....	63
15.3	Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas .....	68
15.4	Anexo 4 – Consultas de Viabilidade de Subestações.....	74
15.5	Anexo 5 – Ata de Reunião EPE/Energisa MS, ocorrida no dia 18/11/2021 .....	85

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Mapa da região de interesse, com foco no eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso - Jupiaá .....	12
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa vencedora - Alternativa 2 .....	15
Figura 3-2 - Representação esquemática da alternativa referencial para as regiões de Inocência e Chapadão ..	16
Figura 4-1 – Diagrama esquemático da região de interesse com o potencial de geração do estudo .....	19
Figura 5-1 – Carregamento do trecho em 138 kV Mimoso 2 – Campo Grande, condição normal e emergência, período 2024-2033 .....	23
Figura 5-2 – Carregamento do trecho em 138 kV Campo Grande – Campo Grande Miguel Couto C1 e C2, condição normal e emergência, período 2024-2033 .....	24
Figura 5-3 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando somente a conexão da UTE Suzano, carga média norte úmido, ano 2024 .....	26
Figura 5-4 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando somente a conexão da UTE Suzano, carga média norte úmido, ano 2033 .....	27
Figura 5-5 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando a conexão da UTE Suzano + 35MW de potencial de geração, carga média norte úmido, ano 2033 .....	28
Figura 5-6 – Carregamento do eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso – Jupiaá em condição normal, caso média norte úmido, ano 2033 – sem UTE William Arjona .....	30
Figura 5-7 – Carregamento do eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso – Jupiaá em condição normal, caso média norte úmido, ano 2033 – com UTE William Arjona .....	31
Figura 7-1 - Representação esquemática da Alternativa 1 .....	33
Figura 7-2 - Representação esquemática da Alternativa 1a .....	34
Figura 7-3 - Representação esquemática da Alternativa 2 .....	35
Figura 7-4 - Representação esquemática da Alternativa 2a .....	36
Figura 7-5 - Representação esquemática da Alternativa 3 .....	37
Figura 7-6 - Representação esquemática da Alternativa 3a .....	38
Figura 8-1 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 2, carga média norte úmido, ano 2027 .....	40
Figura 8-2 – Fluxo de carga na região de interesse em contingência de um dos circuitos do trecho Campo Grande – Mimoso 2, Alternativa 2, carga média norte úmido, ano 2027 .....	40
Figura 8-3 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 2, carga média norte úmido, ano 2033 .....	41
Figura 8-4 – Fluxo de carga na região de interesse em contingência de um dos circuitos do trecho Campo Grande – Mimoso 2, Alternativa 2, carga média norte úmido, ano 2033 .....	41
Figura 9-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas .....	44
Figura 9-2 - Gráfico de comparação econômica de alternativas .....	45
Figura 10-1 – Região Nordeste do estado do Mato Grosso do Sul, destaque para as SEs 230 kV Inocência, Chapadão e Jataí .....	47
Figura 10-2 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando somente o montante que possui parecer de acesso emitido, carga leve norte seco, ano 2025 .....	48
Figura 10-3 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos ATRs 440/230 kV Ilha Solteira 2, considerando somente o montante que possui parecer de acesso emitido, carga leve norte seco, ano 2025 ....	49
Figura 10-4 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030 .....	50

Figura 10-5 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos três circuitos da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2, considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030 .....	51
Figura 10-6 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Jataí – Rio Verde Norte, considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030 .....	51
Figura 10-7 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos transformadores da SE 500/230 kV Rio Verde Norte, considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030 .....	52
Figura 10-8 – Carregamento na região de interesse em condição normal, com reforços, considerando 2,5 GW do potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030 .....	53
Figura 10-9 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2, com reforços, considerando 2,5 GW do potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030 .....	54
Figura 15-1 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 1, carga média norte úmido, ano 2033 .....	63
Figura 15-2 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 1a, carga média norte úmido, ano 2033 .....	64
Figura 15-3 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 2a, carga média norte úmido, ano 2033 .....	65
Figura 15-4 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 3, carga média norte úmido, ano 2033 .....	66
Figura 15-5 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 3a, carga média norte úmido, ano 2033 .....	67

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Obras em Linhas de Distribuição.....	15
Tabela 3-2 – Obras em subestações de Rede Básica .....	16
Tabela 3-3 – Obras em linha de transmissão.....	16
Tabela 4-1 - Duração dos patamares de carga considerados no cálculo das perdas elétricas.....	18
Tabela 4-2 – Potencial de geração da região de Mimoso .....	19
Tabela 4-3 – Premissa de despacho dos casos dimensionadores .....	20
Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas .....	42
Tabela 9-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas .....	42
Tabela 9-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas.....	43
Tabela 10-1 – Potencial de geração de usinas solares na região Nordeste do MS .....	47
Tabela 11-1 – Níveis de curto-circuito e relação X/R nas SEs da região de análise .....	55
Tabela 15-1 – Características das linhas .....	61
Tabela 15-2 – Parâmetros elétricos das linhas.....	61
Tabela 15-3 – Dados do futuro transformador ATF4 da SE 440/230 kV Ilha Solteira 2 .....	62

# 1 INTRODUÇÃO

No início do segundo semestre de 2020, a Energisa Mato Grosso do Sul solicitou à EPE uma avaliação das condições de atendimento na DIT de 138 kV Jupuíá - Mimoso - Campo Grande. O motivo desta solicitação está associado aos novos pedidos de acesso de geração no eixo, o que por sua vez causaria elevação no fluxo de carga local e consequente aumento de perdas. O referido corredor em 138 kV é composto por 4 circuitos (2 circuitos duplos), sendo 3 circuitos de propriedade da CGT Eletrosul e 1 circuito da Energisa MS. Nos terminais deste corredor estão as SEs 230/138 kV Campo Grande 2 e 440/138 kV Jupuíá. A Figura 1-1 apresenta a região de interesse do estudo.



**Figura 1-1 – Mapa da região de interesse, com foco no eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso - Jupuíá**

A matriz energética do estado do Mato Grosso do Sul conta com montante expressivo de térmicas a biomassa e de PCHs/CGHs. Com relação a térmicas de combustíveis fósseis, destaca-se a UTE Luis Carlos Prestes (antiga UTE Três Lagoas), de propriedade da Petrobras, com 385 MW de capacidade instalada e localizada junto à SE 440/138 kV Jupuíá, já no estado de São Paulo. Na região de interesse existem algumas PCHs, 2 UHEs de pequeno porte (São Domingos e Assis Chateaubriand), além da UHE Jupuíá (1,5 GW) e da UTE Luis Carlos Prestes.

Cabe ressaltar que o foco deste estudo é o escoamento do potencial de geração e o atendimento à carga foi objeto de documento recentemente publicado pela EPE, "Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume VI – GET Sul - EPE-DEE-RE-030/2021-rev0," Rio de Janeiro, 2021. [1] o qual não identificou restrições de atendimento na região indicada na Figura 1-1. Além disso, dependendo do crescimento do mercado local, está prevista a implantação da SE Campo Grande 3 e conexões nas proximidades das SEs Campo Grande 2 e Imbirussú.

Por fim, ao longo das análises elétricas na região de interesse, o ONS informou à EPE a respeito de algumas solicitações de informação de acesso e pedidos de casos para estudos para conexão de novos potenciais de solares nas regiões de Inocência e Chapadão.

## 2 CONCLUSÕES

Este estudo analisou o escoamento do potencial de geração da região de Ribas do Rio Pardo, conforme montante de geração informado pela Energisa MS. Foi realizado o diagnóstico no horizonte 2024-2033, considerando-se como ponto de partida o seccionamento de três dos quatro circuitos do trecho em 138 kV Campo Grande – Mimoso na SE 138 kV Mimoso e, a ser implantado pelo agente de geração da UTE Suzano (200 MW), cuja previsão de entrada em operação é em 2023.

O diagnóstico indicou restrições de escoamento a partir de 2027, ano estabelecido nas premissas para conexão do potencial de geração adicional à UTE Suzano, que perfaz cerca de 140 MW. Cabe ressaltar que não foi identificada restrição de carregamento caso somente a UTE Suzano se conecte na região de interesse no horizonte do estudo.

Conforme detalhado na seção 7, foram analisadas três alternativas de expansão, sendo duas com novos pontos de Rede Básica e uma com reforços na distribuição. Para cada uma dessas três alternativas foram analisadas variantes, tendo sido analisadas seis alternativas no total. A análise técnico-econômica indicou a Alternativa 2 (reforços na distribuição) como a de mínimo custo global com diferença de cerca de 40% em relação à Alternativa 1, basicamente em função dos investimentos associados.

Como indicado na seção 5.1, nos períodos em que a UTE Suzano estiver operando como carga (demanda de até 100 MW), será necessário fechar os circuitos em 138 kV entre Mimoso e Jupia que hoje operam abertos em função de perdas técnicas na área de concessão da Energisa MS. Esta medida visa manter o perfil de tensão do sistema em níveis adequados.

As simulações adicionais realizadas quanto à carga de Aurora e quanto aos montantes de geração correspondentes à PCH Ribas e à UHE Inocência demonstraram que a recomendação da alternativa 2 se mantém, como explicitado na seção 9.1.

Em função da expectativa de reativação da UTE Willian Arjona (190 MW) na região de Campo Grande, fez-se uma sensibilidade quanto ao seu despacho (seção 5.3), tendo sido constatado que seu despacho é favorável ao atendimento e não provoca sobrecargas na rede da Energisa MS.

O presente estudo também contemplou análises do potencial de UFVs na região nordeste do estado do Mato Grosso do Sul. Segundo informações do ONS, há um montante bastante expressivo (cerca de 2,9 GW) mapeados para conexão em Inocência, Chapadão e Jataí. Uma parcela de 805 MW já possui parecer de acesso definitivo emitido, dos quais 255 MW já possuem inclusive CUST assinado. Cabe ressaltar que o sistema existente é capaz de escoar cerca de 1,5 GW sem a necessidade de obras adicionais.

De forma a prover uma solução indicativa para o escoamento de grande parte do potencial, indicou-se um conjunto de obras para os montantes previstos em Chapadão e Inocência, a saber: i) LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2 C4; e ii) ATF4 na SE 440/230 kV Ilha Solteira 2. A análise do escoamento

do potencial na SE 230 kV Jataí deverá ser objeto de estudo futuro em função da variedade de alternativas que seriam vislumbradas, o que acabaria por distorcer o objetivo do estudo de Ribas do Rio Pardo.

Por fim, cabe destacar que todas as obras recomendadas neste estudo estão associadas à concretização de potencial de geração.

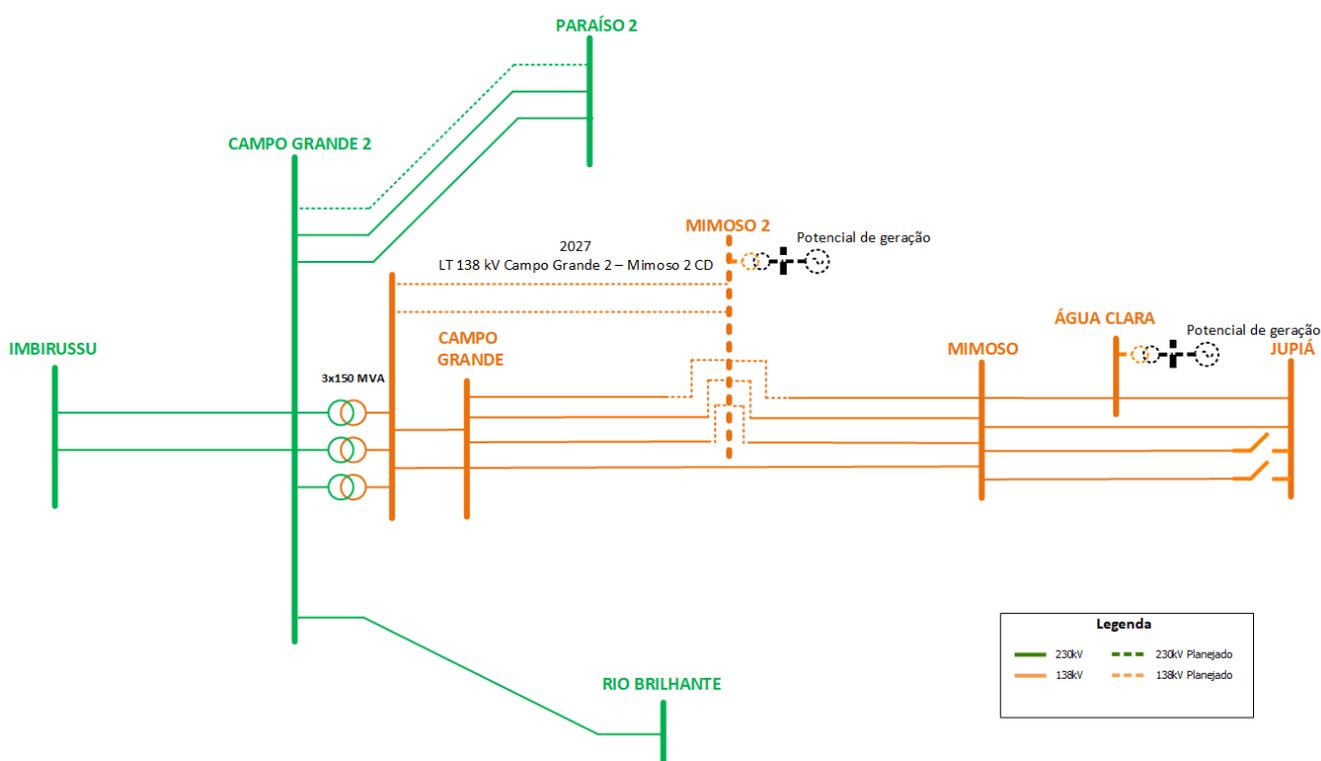
### 3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se que:

- 1) A implantação do plano de obras da Alternativa 2, indicado referencialmente para 2027, que consta da Tabela 3-1 e explicitado na Figura 3-2. Cabe ressaltar que a data de referência para esta recomendação está associada à concretização do potencial de geração na região de Ribas do Rio Pardo.
- 2) Seja iniciado o processo de outorga para as obras indicadas nas Tabela 3-2, Tabela 3-3 e na Figura 3-2, indicadas referencialmente para 2027, à medida em que o potencial da região venha a se concretizar e seja confirmada a necessidade pelo planejamento setorial.

**Tabela 3-1 – Obras em Linhas de Distribuição**

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Configuração	Ano
Campo Grande 2	Mimoso 2	1xCD	80	138	1x795 MCM	2027



**Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa vencedora - Alternativa 2**

Tabela 3-2 – Obras em subestações de Rede Básica

Obras referentes a subestações						
Nome	Tensão (kV)	Arranjo de Barras	Quantidade	Equipamentos principais		Ano
				Descrição		
Ilha Solteira 2	440/230	DJM	3	Unidades de Autotransformadores Monofásicos de 150 MVA cada		2027
	440		1	Módulo de Conexão de Transformador		
	440		1	Módulo de Interligação de Barras		
	230		1	Módulo de Conexão de Transformador		
	230		1	Módulo de Entrada de Linha		
Inocência	230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha		2027
			1	Reator de Linha Fixo Trifásico de 10 Mvar		
			1	Módulo de Conexão de Reator de Linha Fixo		

Tabela 3-3 – Obras em linha de transmissão

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Ano
Inocência	Ilha Solteira 2	C4 - Simples	79,2	2027

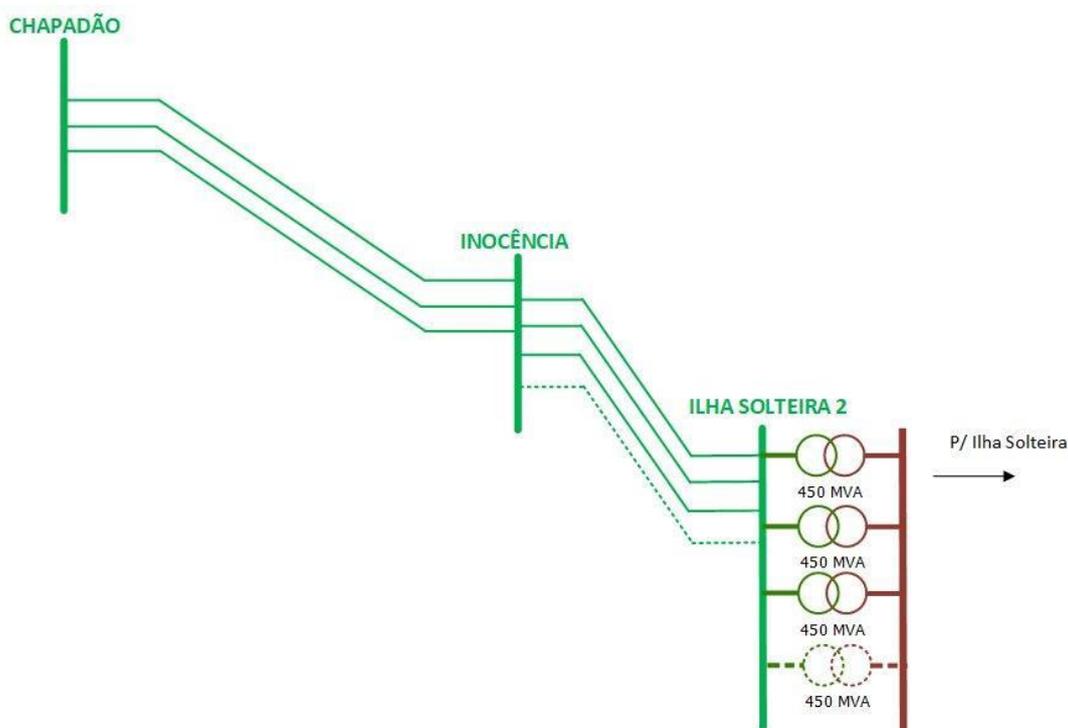


Figura 3-2 - Representação esquemática da alternativa referencial para as regiões de Inocência e Chapadão

## 4 PREMISSAS

### 4.1 Horizonte e Critérios

De forma a definir o comportamento de longo prazo do sistema para cada alternativa analisada foi estabelecido como período de estudo os anos de 2024 a 2033. Para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento [2], da EPE. Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento [3].

### 4.2 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram atualizados com base nos Custos Modulares da ANEEL [4] e data base de março de 2021 [5], sendo a comparação econômica realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de mínimo custo global.

Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de desconto de 8% a.a., ano base de referência 2024, ano horizonte 2033 e tempo de concessão das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5 % como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

### 4.3 Perdas Elétricas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio calculado em [6], cujo valor foi de 187,46 R\$/MWh.

Foram utilizados para o cálculo das perdas seis casos de fluxo de potência, contendo todos os três patamares de carga, e os cenários Norte Úmido e Norte Seco, com permanências ponderadas entre patamares e cenários.

Nos cenários de geração, foi considerada uma permanência de 7 meses para os cenários de hidrologia desfavorável (Seco) e 5 meses para os cenários de hidrologia favorável (Úmido). Já a duração dos patamares de carga está representada na Tabela 4-1, de forma que cada patamar teve sua duração referenciada à respectiva participação semanal.

**Tabela 4-1 - Duração dos patamares de carga considerados no cálculo das perdas elétricas**

Patamar de Carga	Duração	Seg - Sáb	Dom/Fer	Semana	Permanência
Pesada	3h	18h - 21h	-	<b>18h</b>	<b>10,71%</b>
Média	14h	07h - 18h 21h - 24h	17h - 22h	<b>89h</b>	<b>52,98%</b>
Leve	7h	00h - 07h	00h - 17h 22h - 24h	<b>61h</b>	<b>36,30%</b>
<b>Total</b>	<b>24</b>			<b>168h</b>	

#### 4.4 Limites de Carregamento

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

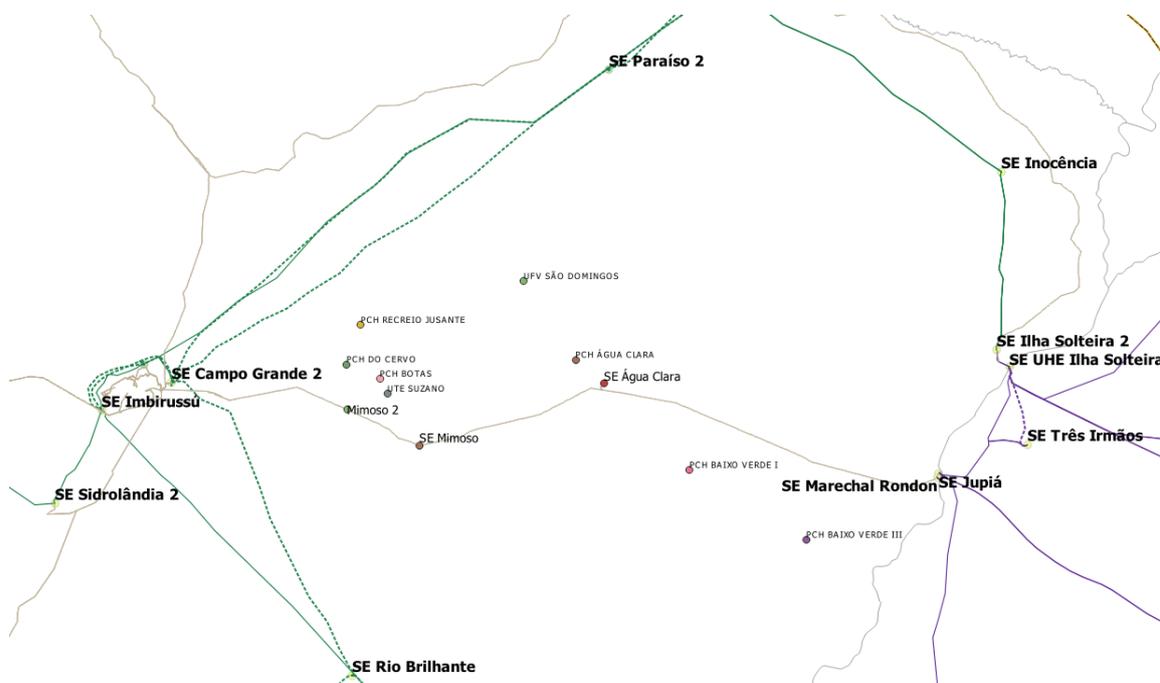
Para as linhas de transmissão futuras, foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização, informados pelos proprietários dos ativos, ou valores típicos definidos pela EPE. Novos transformadores foram considerados com capacidade de emergência de limite de longa duração de 120% por 4 horas, conforme o estabelecido na NBR 5356-7 [7] e no submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [8].

#### 4.5 Topologia e Mercado

As simulações de fluxo de potência foram atualizadas tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, onde os dados de mercado e topologia de toda a região Sul foram atualizados com as informações mais recentes enviadas pelas distribuidoras.

## 4.6 Potencial de geração

A distribuidora Energisa MS informou o potencial de geração da região de Ribas do Rio Pardo a ser considerado no estudo. Grande parte deste potencial está em fase de consulta de acesso junto à distribuidora, com exceção da UTE Suzano, cuja informação de acesso foi emitida pela Energisa MS por meio do documento [9]. A Figura 4-1 apresenta a localização geográfica deste potencial e a Tabela 4-2 resume a relação de projetos de geração considerados.



**Figura 4-1 – Diagrama esquemático da região de interesse com o potencial de geração do estudo**

Com relação ao ano de entrada em operação, acordou-se com a distribuidora o ano de referência de 2027, dado o status atual dos projetos em questão. No entanto, conforme será mostrado mais adiante, a solução é essencialmente atrelada à entrada do potencial em si, não tendo relação com o crescimento das cargas locais.

**Tabela 4-2 – Potencial de geração da região de Mimoso**

Usina	Agente	Capacidade instalada [MW]	Premissa de ano de entrada em operação
UTE Suzano	Jubarte	200	2023 (*)
PCH Baixo Verde I		27	2027
PCH Baixo Verde III	Minas PCH	25	2027
PCH Água Clara		25	2027
UFV São Domingos	Eletrosul	20	2027
PCH Recreio Jusante		13	2027
PCH Botas	FlamarPar	15,2	2027
PCH do Cervo		13	2027

(\*) De acordo com as informações disponibilizadas, a UTE Suzano entrará em operação comercial em 2023. No entanto, o período de análise do estudo se inicia em 2024

Conforme informado pelo próprio agente de geração, a UTE Suzano, apesar de ser a biomassa, não seguirá os períodos de safra e entressafra da produção. Sua produção será praticamente ‘flat’ ao longo do ano, ainda que sejam consideradas as paradas programadas e gerais. Ainda de acordo com as informações do agente, durante os eventos de partida a planta demandará uma carga de cerca de 100 MW.

#### 4.7 Cenários de Intercâmbio Analisados

Para a realização do diagnóstico e avaliação dos fluxos no eixo Campo Grande – Mimoso - Jupia, tomou-se como base alguns cenários específicos preparados para a região Sul, os quais constam no relatório “Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume VI – GET Sul - EPE-DEE-RE-030/2021-rev0” [1], realizando as atualizações pertinentes de mercado e topologia descritas no item 4.5.

A Tabela 4-3 apresenta um resumo do despacho das fontes existentes no estado do Mato Grosso do Sul e dos potenciais do estudo, uma vez que a análise é mais localizada no eixo em 138 kV que passa pela região de Mimoso. As seções subsequentes apresentam um resumo de forma macro de cada um dos cenários.

**Tabela 4-3 – Premissa de despacho dos casos dimensionadores**

Fonte	Cenário		
	Média Norte úmido	Média Norte seco	Leve Norte seco
UHEs e PCHs	50% de 2024 a 2028 e 60% de 2029 a 2033	90%	90%
UTES	Inflexíveis + CVU até R\$200/MWh	Inflexíveis	Inflexíveis
UTES biomassa	0%	100%	100%
UFVs	90%	90%	10%
UTE Suzano	Geração de 200 MW	Geração de 200 MW	Geração de 200 MW

##### 4.7.1 Média Norte Úmido

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, com cerca de 50% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 10% da capacidade, as usinas térmicas a gás com cerca de 35% de despacho e as térmicas a biomassa no período de entressafra. Este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul como um todo e é balizador para a maioria dos diagnósticos efetuados na região Sul.

#### **4.7.2 Média Norte Seco**

Este cenário é semelhante ao cenário média norte úmido, no sentido de que também representa importação por parte da região Sul dado o patamar de carga média. Entretanto, dado o despacho mais elevado da fonte hídrica, esta importação é menor do que no caso média norte úmido.

#### **4.7.3 Leve Norte Seco**

Este cenário visa avaliar a rede de transmissão da região Sul numa situação de máxima exportação para o Sudeste. Neste cenário, as UHEs e PCHs do Sul estão com 90% de despacho.

Além disso, este cenário também tem por objetivo analisar se os excedentes de geração provocam sobrecargas na rede da região de interesse, em especial na rede de distribuição.

## 5 DIAGNÓSTICO

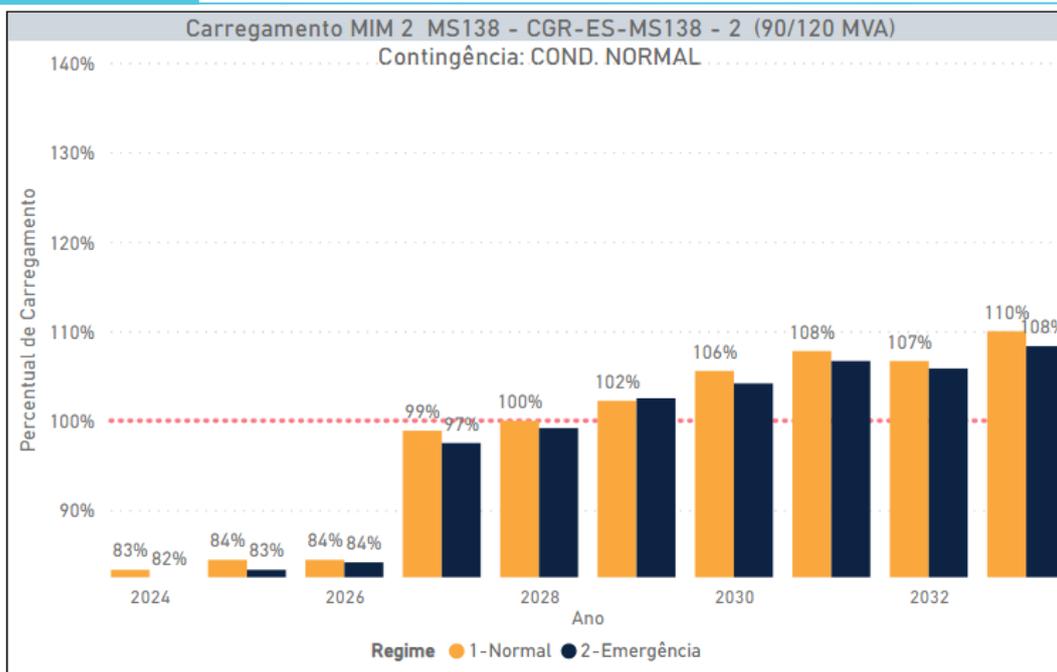
A fim de avaliar os impactos no sistema elétrico da região de Mimoso em função da entrada do potencial de geração, foi realizado diagnóstico de atendimento com foco na DIT em 138 kV Campo Grande – Mimoso – Jupiá. No entanto, foram também monitorados os fluxos nas instalações vizinhas para averiguar eventuais restrições adicionais. Cabe ressaltar ainda que para a avaliação da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DITs foi utilizado critério “N-1” e para a distribuição foi adotado critério “N”.

Conforme mencionado na seção 1, o eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso – Jupiá contém dois circuitos duplos. O trecho entre Mimoso e Jupiá possui um dos circuitos seccionado na SE Água Clara e opera com dois dos quatro circuitos abertos para minimizar perdas elétricas na área de concessão da Energisa MS. Além disso, o eixo em questão estabelece conexão entre as fronteiras de Campo Grande 2 e Jupiá por meio das transformações 230/138 e 440/138 kV, respectivamente.

Na região de Campo Grande, destacam-se ainda as fronteiras de Imbirussú e Sidrolândia 2. Do lado de Jupiá, destacam-se também as subestações de Marechal Rondon, Ilha Solteira e Ilha Solteira 2 e Três Irmãos.

Conforme descrito na seção 4.7, foram analisados três cenários de intercâmbio, sendo o cenário média norte úmido o mais crítico para os fluxos na região de interesse. A Figura 5-1 apresenta o carregamento em condição normal e em emergência do trecho Mimoso 2 – Campo Grande no período analisado. Conforme pode ser observado, ocorre aumento significativo no fluxo neste trecho a partir de 2027, quando passa a ser considerado o montante de cerca de 140 MW, composto por 6 PCHs e 1 UFV. Embora os carregamentos percentuais sejam semelhantes em condição normal e em contingência, o fator limitante para a restrição a partir de 2027 é o fluxo em condição normal de operação.

Cabe ressaltar que a entrada em operação da UTE Suzano está considerada desde o ano inicial (2024).



**Figura 5-1 – Carregamento do trecho em 138 kV Mimoso 2 – Campo Grande, condição normal e emergência, período 2024-2033**

A Figura 5-2 apresenta o carregamento em condição normal e em contingência da LT 138 kV Campo Grande – Campo Grande Miguel Couto C1 e C2, onde é possível observar sobrecarga em contingência a partir de 2029. No entanto, trata-se de uma restrição pré-existente à entrada do potencial de geração, que é antecipada pela conexão do montante de usinas futuras. Conforme comentado pela Energisa MS em interações com a EPE, há previsão de remanejamento de carga na região de Campo Grande Miguel Couto, o que acarretará redução do fluxo da linha em questão.

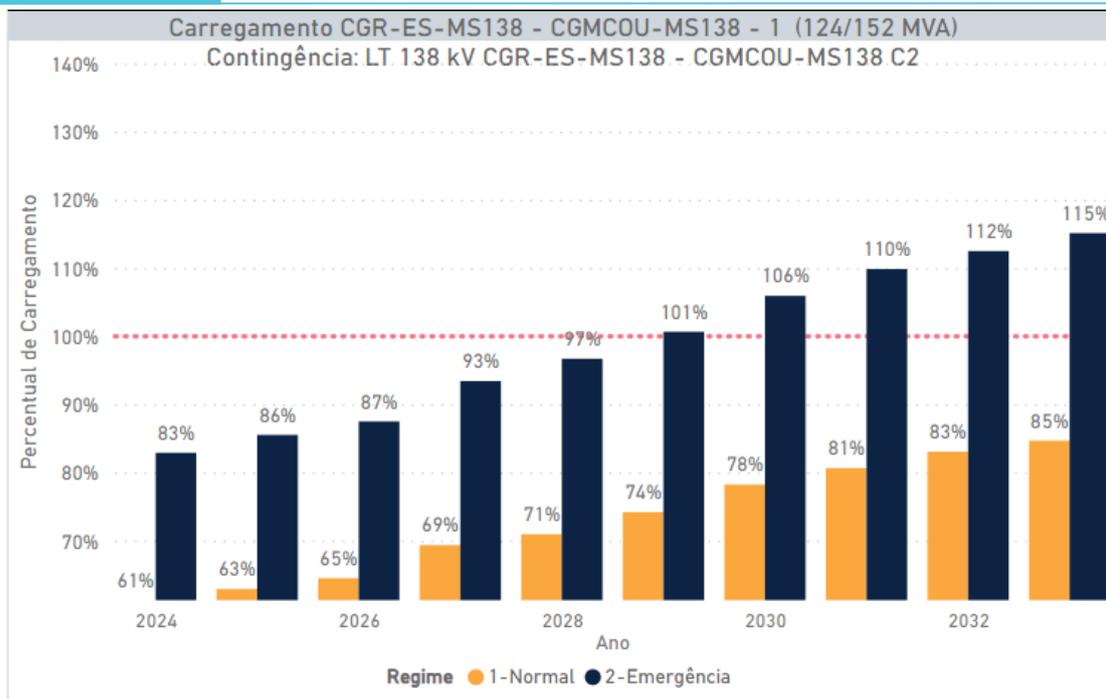


Figura 5-2 – Carregamento do trecho em 138 kV Campo Grande – Campo Grande Miguel Couto C1 e C2, condição normal e emergência, período 2024-2033

### 5.1 UTE Suzano operando como carga

Conforme indicado pelo próprio agente de geração, por conta das características do combustível da planta, a operação da UTE Suzano não seguirá o padrão típico de térmicas a biomassa, ou seja, com períodos bem definidos de safra e entressafra. A tendência é que a geração permaneça *flat* durante boa parte do ano, com situações pontuais em que a planta operará como carga, seja em momentos de partida e paradas gerais ou programadas. Nessas situações, a carga será de até 100 MW, montante que provoca impacto significativo no perfil de tensão da região de Campo Grande e Mimoso. Por sua vez, o agente de geração informou que possui um sistema de bancos de capacitores dimensionado para adequar o fator de potência da fábrica, além da capacidade de geração e absorção de reativos durante a operação da planta como gerador, conforme indicado na avaliação técnica [10].

Entretanto, no intuito de manter o perfil de tensão da região de interesse em níveis adequados, conforme também indicado em [10], recomenda-se manter os 4 circuitos em 138 kV entre Jupuíá e Mimoso ligados nos períodos em que a UTE Suzano estiver operando como carga.

## 5.2 Sensibilidades quanto ao potencial de geração considerado

A seção 4.6 explicitou a premissa de potencial de geração adotada no estudo, a qual resumidamente corresponde à entrada da UTE Suzano a partir de 2023 e de todo o restante do potencial a partir de 2027. No entanto, para fins de diagnóstico/avaliação, cabem algumas sensibilidades quanto a um possível escalonamento deste potencial. Logo, foram efetuadas as seguintes simulações:

- Entrada da UTE Suzano no ano inicial, sem potenciais adicionais ao longo do período;
- Montante de geração a partir do qual são identificadas sobrecargas no ano final de análise.

Conforme pode ser visto na Figura 5-3 e na Figura 5-4, a conexão somente da UTE Suzano no ano inicial não acarreta na necessidade de reforços adicionais no sistema, além do próprio sectionamento de três dos quatro circuitos Campo Grande – Mimoso na SE Mimoso 2.

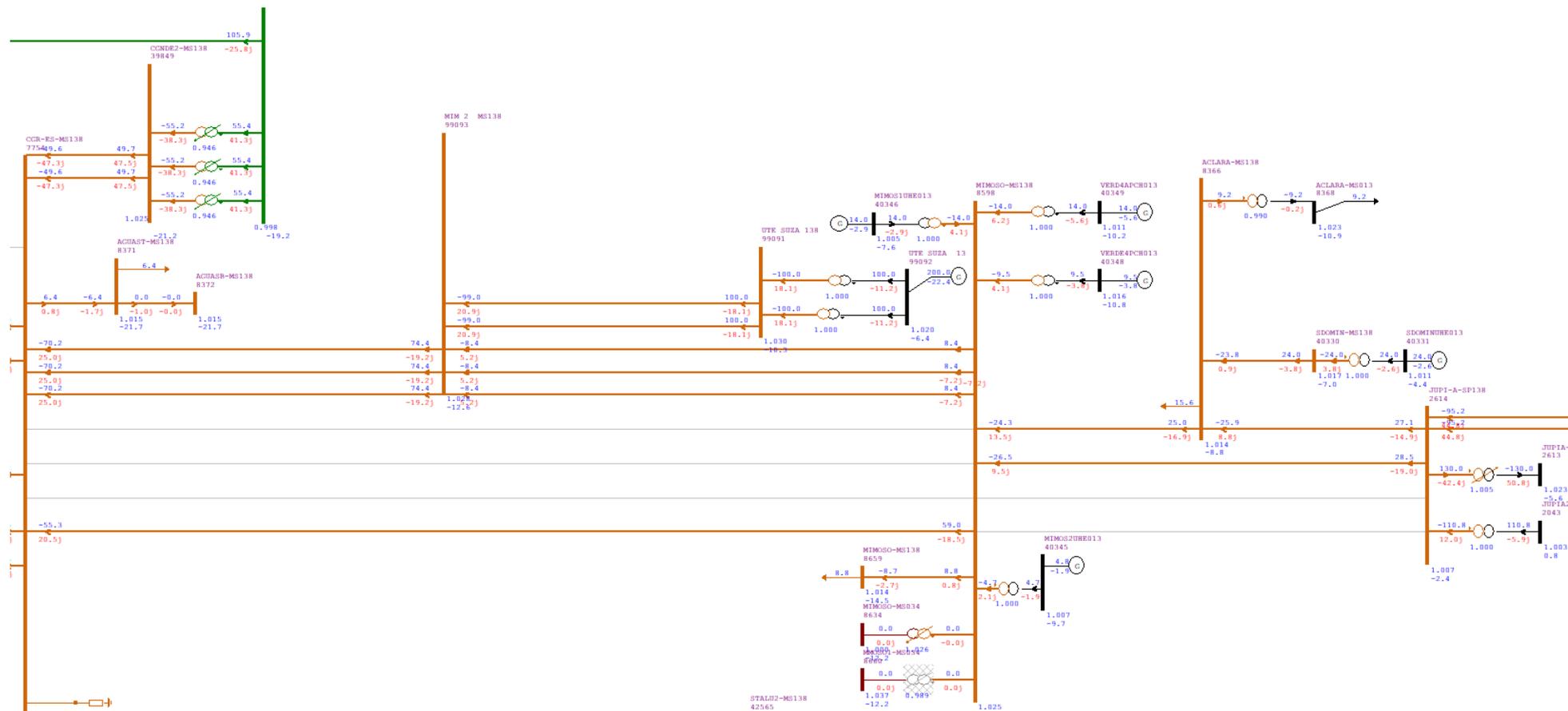


Figura 5-3 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando somente a conexão da UTE Suzano, carga média norte úmido, ano 2024

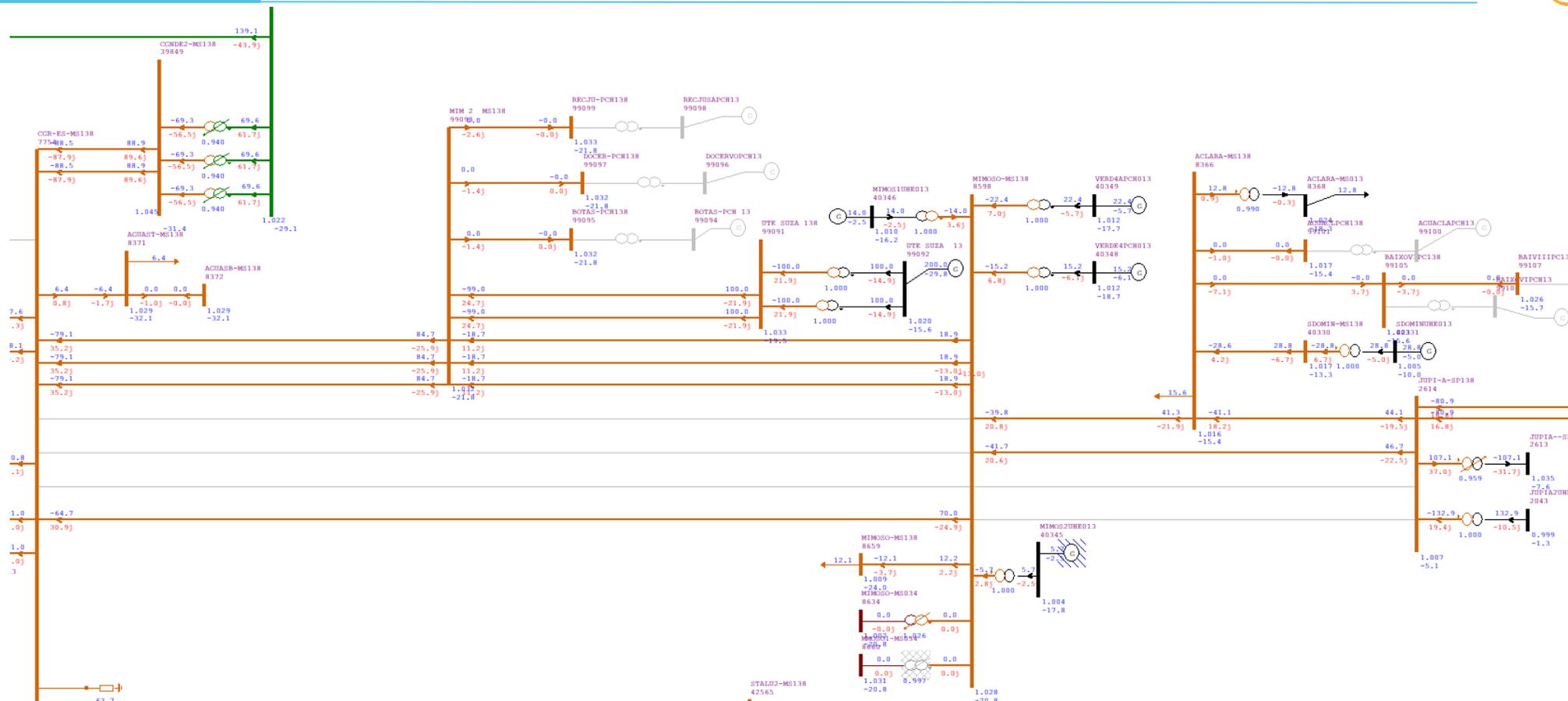


Figura 5-4 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando somente a conexão da UTE Suzano, carga média norte úmido, ano 2033

Ainda que o potencial considerado no estudo esteja distribuído entre as SEs 138 kV Água Clara e a futura SE 138 kV Mimoso 2, foi efetuada uma sensibilidade (Figura 5-5) para que se pudesse estimar o percentual do potencial futuro em relação ao montante de cerca de 140 MW que poderia ser escoado sem a necessidade de reforços até o ano 2033, dada a rede atualmente existente e planejada. O percentual obtido foi de 25%, ou seja, 35 MW. Naturalmente, essa margem poderia ser mais elevada caso houvesse maior concentração de potenciais na SE Água Clara, que se encontra mais

distante do trecho Campo Grande – Mimoso 2. Da mesma forma, esse montante seria inferior a 35 MW caso houvesse maior concentração de geração na SE Mimoso 2.

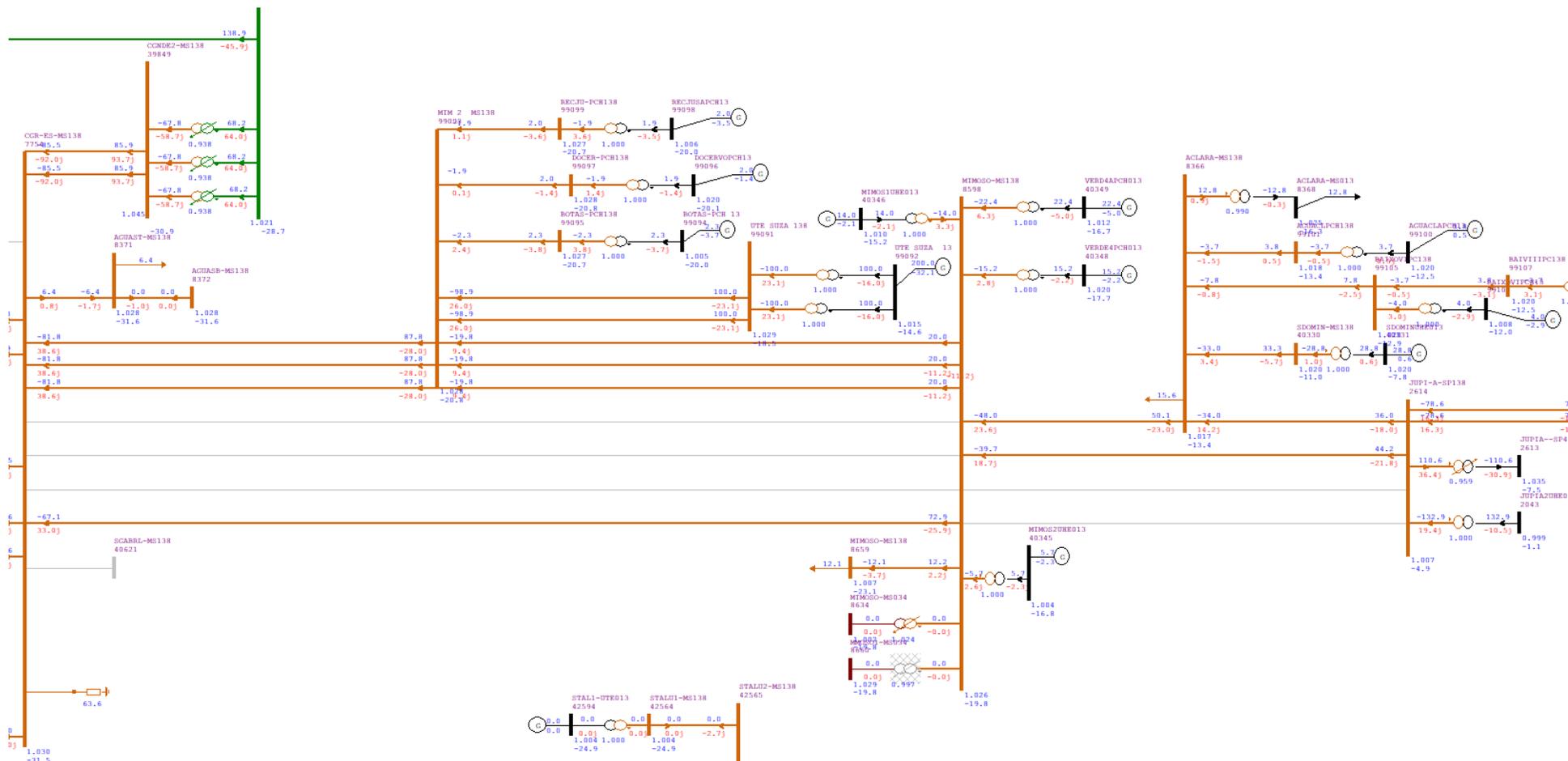
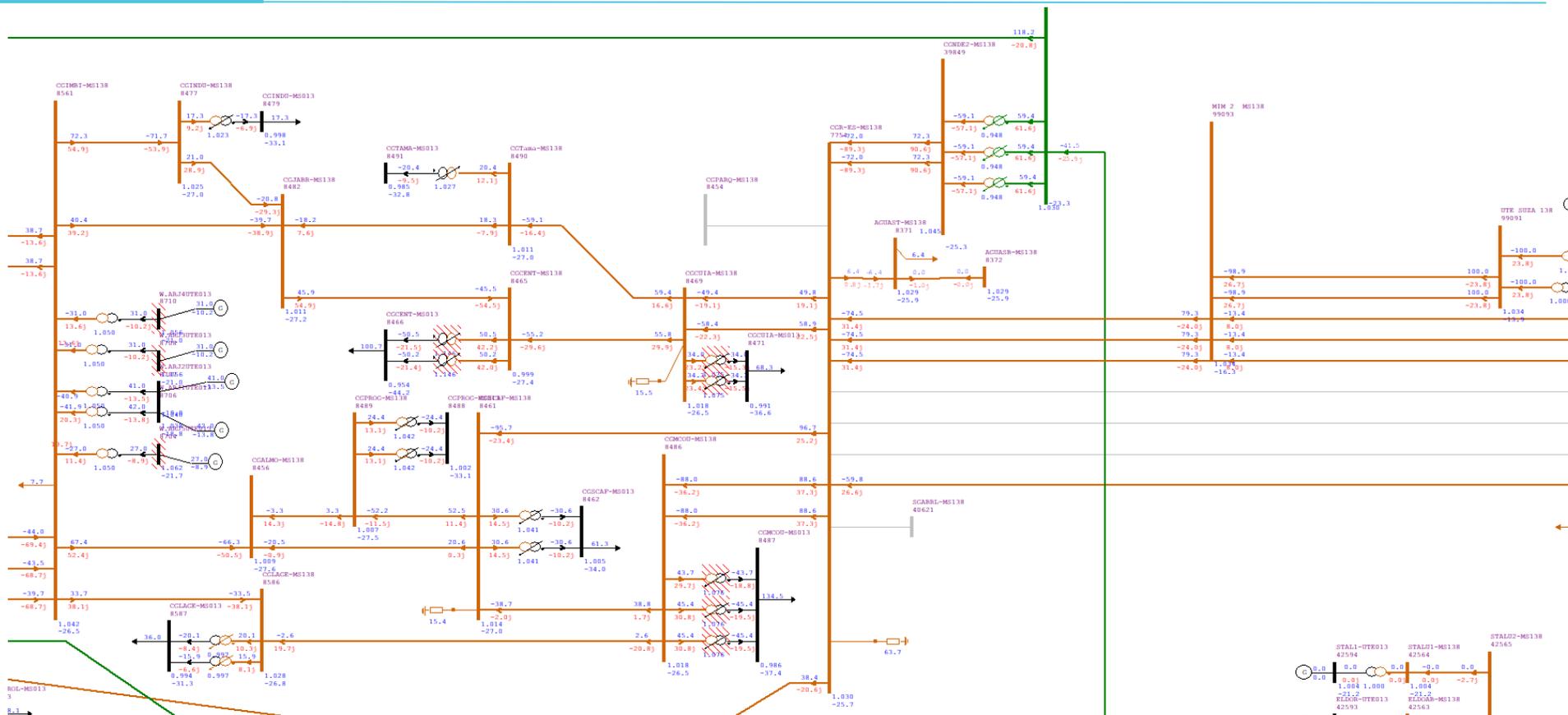


Figura 5-5 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando a conexão da UTE Suzano + 35MW de potencial de geração, carga média norte úmido, ano 2033

### 5.3 Influência da UTE William Arjona

A UTE William Arjona está localizada na região de Campo Grande (SE Imbirussu) e possui 190 MW de capacidade instalada. A usina, que estava desativada desde 2017, retornou a operar em julho/2021. Sendo assim, foi feita uma sensibilidade quanto à influência do seu despacho no sistema elétrico da região de interesse. A Figura 5-6 e a Figura 5-7 mostram o caso dimensionador para o diagnóstico sem a UTE despachada e com a presença da usina, respectivamente. Para melhor sensibilidade quanto ao impacto provocado pela UTE William Arjona nestes diagramas, os casos de trabalho estão sem o potencial do estudo (à exceção da UTE Suzano), o qual está indicado na Tabela 4-2. Observa-se redução de cerca de 6% no fluxo do trecho Campo Grande – Mimoso em função da conexão da térmica. Logo, com o objetivo de avaliar situações mais críticas de carregamento, a usina não foi despachada nos casos dimensionadores do estudo.





**Figura 5-7 – Carregamento do eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso – Jupiá em condição normal, caso média norte úmido, ano 2033 – com UTE William Arjona**

## **6 CONSIDERAÇÕES QUANTO À NÃO IMPLANTAÇÃO DA SE PARAÍSO 2 230/138 KV E CONEXÕES**

Dentre os lotes arrematados no Leilão de Transmissão nº 004/2014 estava o Lote E, o qual contemplava a nova SE Paraíso 2 e conexões. Um dos aditivos ao contrato desta concessão contemplou a reestruturação da composição do capital social da transmissora, o que na época correspondeu à transferência do ativo da Eletrosul para a KF/JAAC, em sua totalidade.

De acordo com as datas indicadas no DMSE mais recente, a previsão para implantação deste empreendimento era março de 2022. No entanto, em função do não cumprimento por parte da transmissora das obrigações previstas no contrato de concessão quanto à implantação do empreendimento, recentemente a Aneel recomendou ao MME a caducidade do contrato de transmissão. Diante da expectativa de relicitação das obras no leilão de transmissão nº 001/2022, a nova previsão para entrada em operação da SE Paraíso 2 e conexões corresponde ao 2º semestre de 2027.

Neste contexto, foram feitas algumas análises no horizonte de curto prazo a fim de verificar os impactos sistêmicos do atraso de Paraíso 2. Cabe ressaltar que, assim como em outras regiões do SIN onde existem obras sob concessão da transmissora KF/JAAC, houve conversas entre EPE/ONS/agentes para verificar se havia soluções alternativas às originais ou pelo menos mitigatórias aos efeitos dos atrasos. No caso de Paraíso 2 foi consenso de que não há, tendo sido apenas ratificada a indicação de relicitação da obra.

Com relação aos efeitos sistêmicos do atraso de Paraíso 2 no horizonte até 2026, seguem algumas constatações do estudo:

- i. As alternativas vislumbradas para a restrição no eixo em 138 kV Campo Grande – Mimoso – Jupiá não são influenciadas pela ausência da SE Paraíso 2 230/138 kV.
- ii. Nos períodos em que a UTE Suzano estiver operando como carga, a ausência de Paraíso 2 acentua a queda no perfil de tensão da região.
- iii. A depender da combinação de cenários de despacho e carga locais, poderá haver sobrecarga em N-1 em na ICG Chapadão 230/138 kV.

Cabe ressaltar que nas análises no âmbito do PARPEL 2022-2026, o ONS ratifica os pontos levantados em (ii) e (iii).

## 7 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Foram vislumbradas três alternativas de expansão que atenderiam o perfil de tensão e limites de carregamento das instalações, sendo duas alternativas com propostas de novo ponto de suprimento em Rede Básica e uma alternativa somente com reforços na rede de distribuição. Para cada uma das alternativas foram também analisadas variantes, que correspondem a pequenas variações na topologia da alternativa que se propõe a avaliar eventual benefício sem, contudo, caracterizar uma nova alternativa.

As alternativas foram concebidas de forma a permitir o pleno atendimento às cargas locais em condição normal de operação e em situações de contingência simples na rede básica e rede de fronteira. As seções subsequentes apresentam o diagrama esquemático destas alternativas, contendo as obras e suas respectivas datas de entrada.

Ressalta-se que, em função da entrada em operação da UTE Suzano a partir de 2024, o seccionamento de três dos quatro circuitos entre Campo Grande e Mimoso na SE Mimoso 2 foi considerado dado de entrada para a elaboração das alternativas.

### 7.1 Alternativa 1

A alternativa 1 prevê a implantação de um pátio de 230 kV na SE Mimoso 2, integrando-se à Rede Básica por meio de circuito duplo em 230 kV até a SE Campo Grande 2, com cerca de 80 km de extensão.

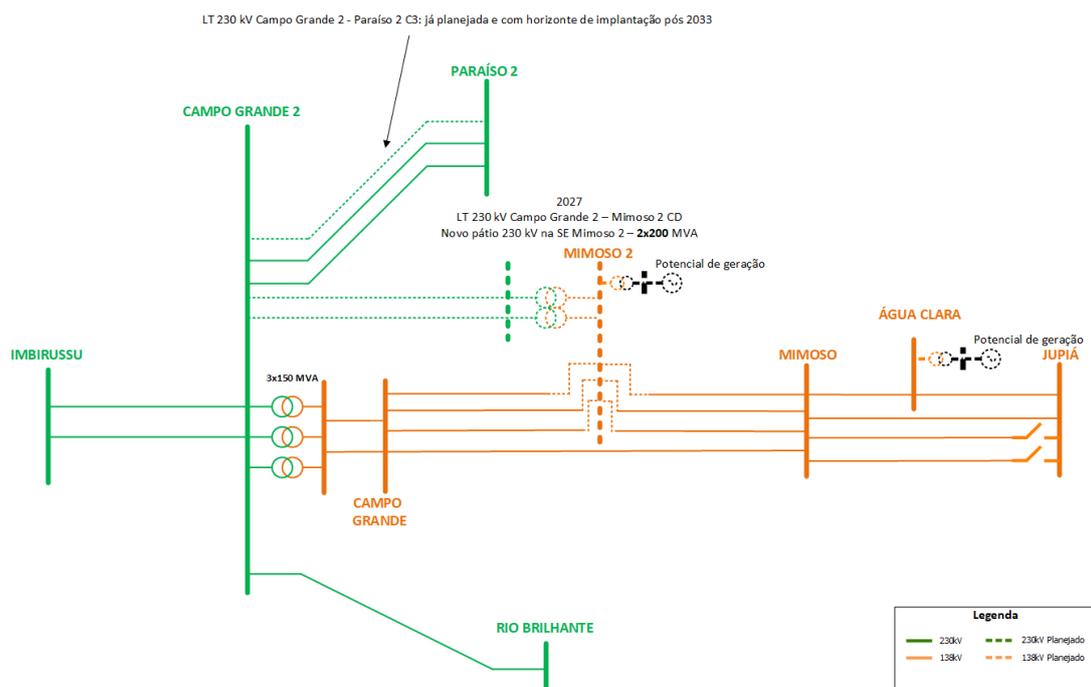


Figura 7-1 - Representação esquemática da Alternativa 1

## 7.2 Alternativa 1a

A alternativa 1a corresponde a uma variante da alternativa 1, prevendo a implantação de transformadores defasadores na nova fronteira de Mimoso 2 230/138 kV. Esta alternativa visa direcionar de forma mais efetiva o fluxo de carga para a rede de 230 kV, proporcionando maior alívio do trecho de 138 kV Campo Grande – Mimoso 2 e conseqüentemente melhora no desempenho da alternativa.

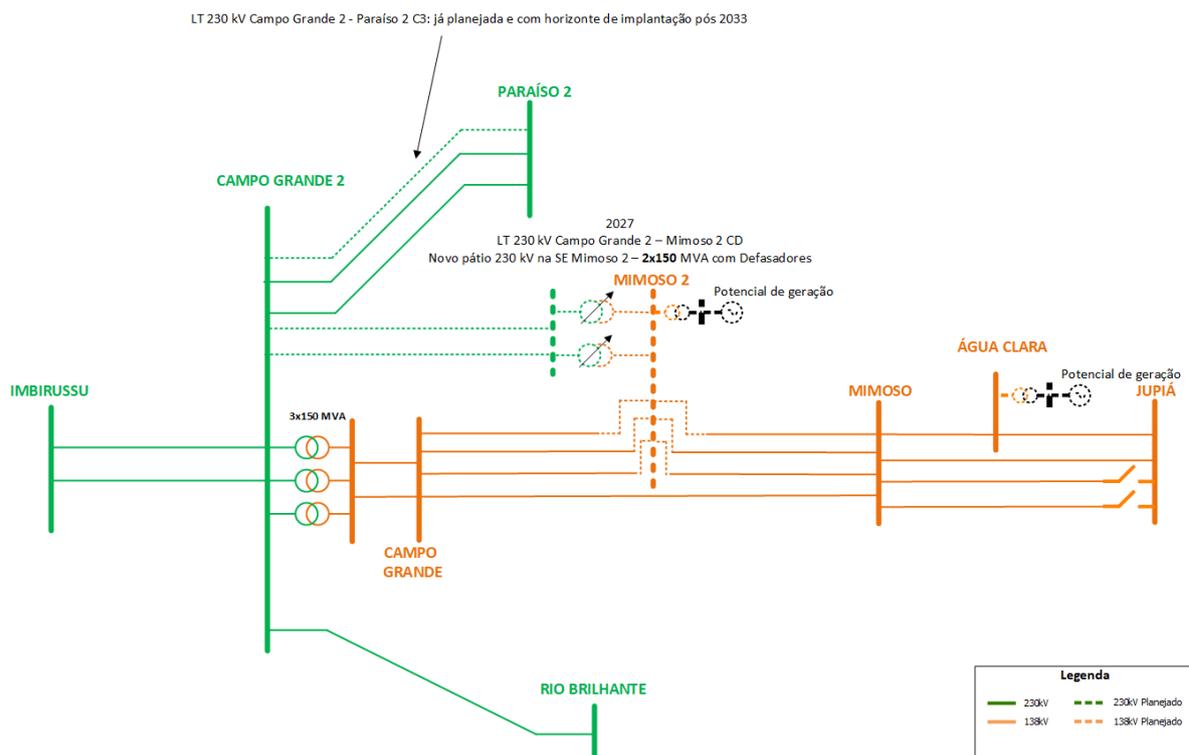


Figura 7-2 - Representação esquemática da Alternativa 1a

### 7.3 Alternativa 2

A alternativa 2 tem configuração similar à alternativa 1, no entanto prevê a integração da SE Mimoso 2 via circuito duplo em 138 kV até a SE Campo Grande 2.

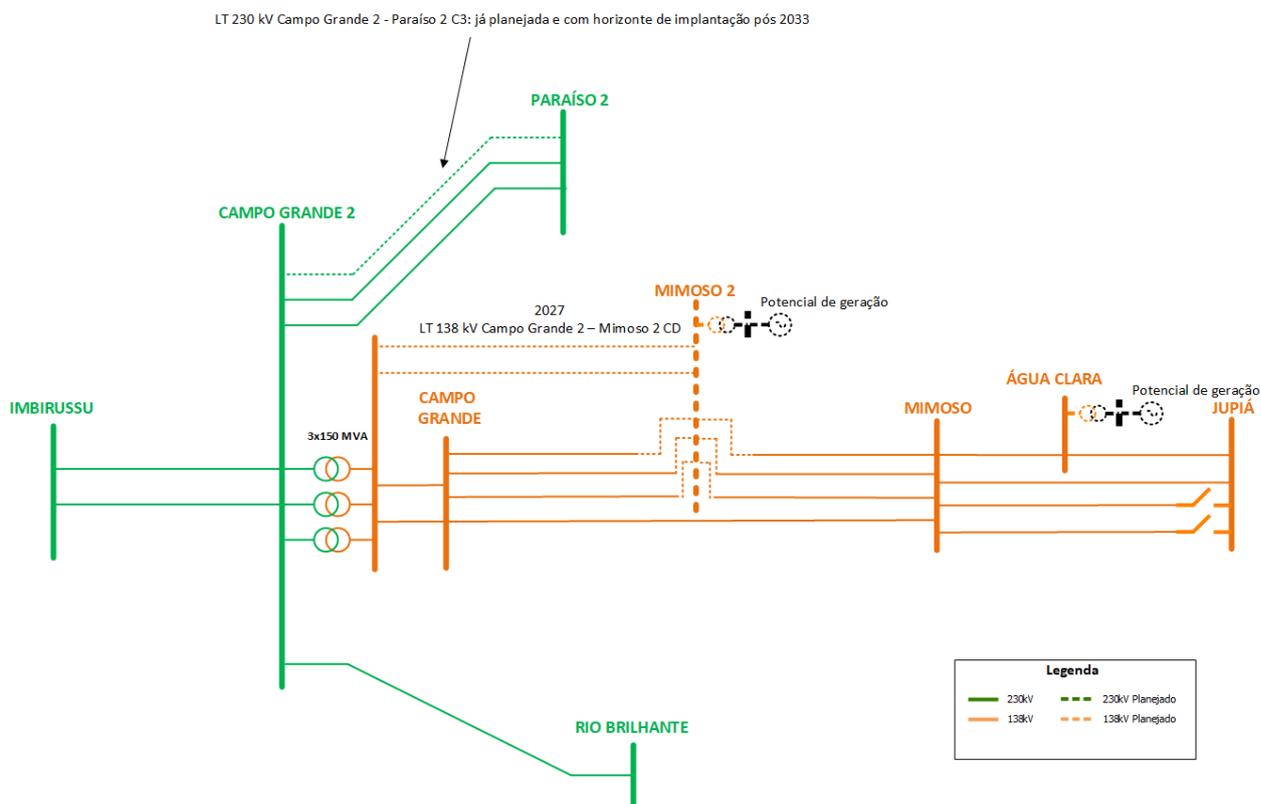


Figura 7-3 - Representação esquemática da Alternativa 2

## 7.4 Alternativa 2a

A alternativa 2a é uma variante da alternativa 2, conforme pode ser observado na Figura 7-4. O intuito desta variante foi avaliar o desempenho da alternativa mediante a implantação de 1 circuito simples adicional ao circuito duplo também em 138 kV.

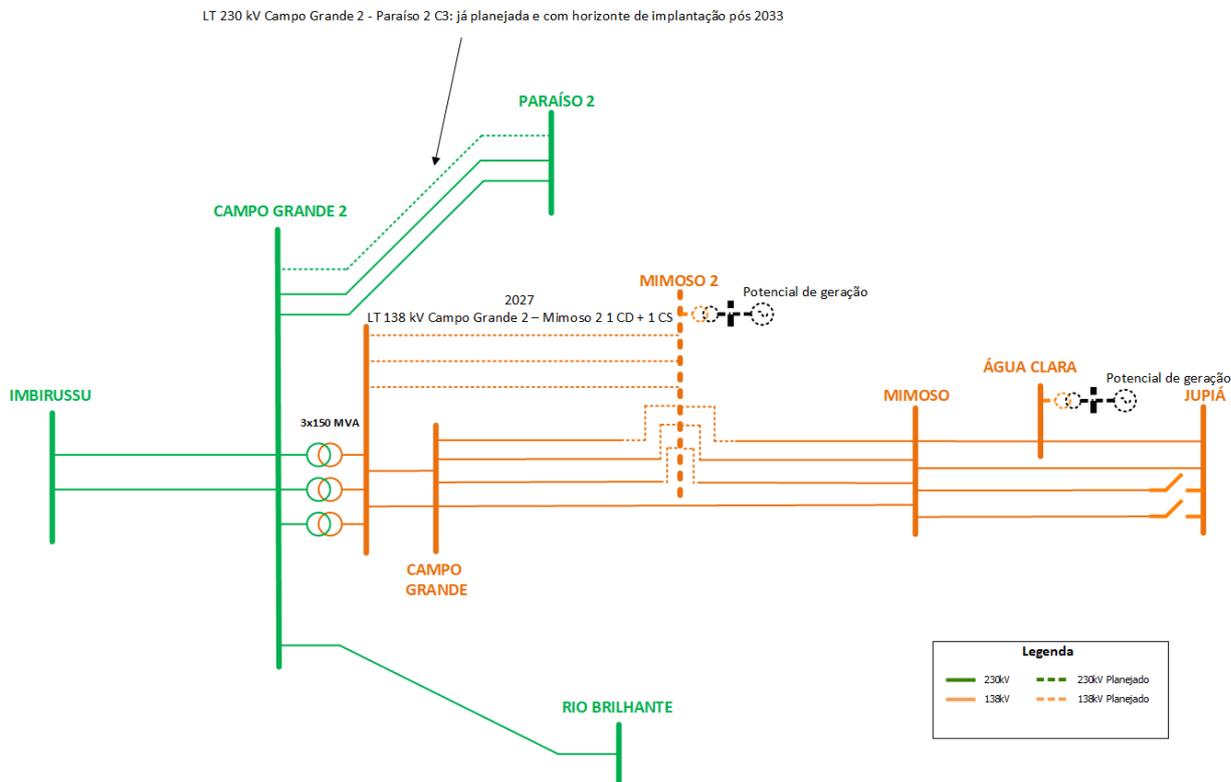
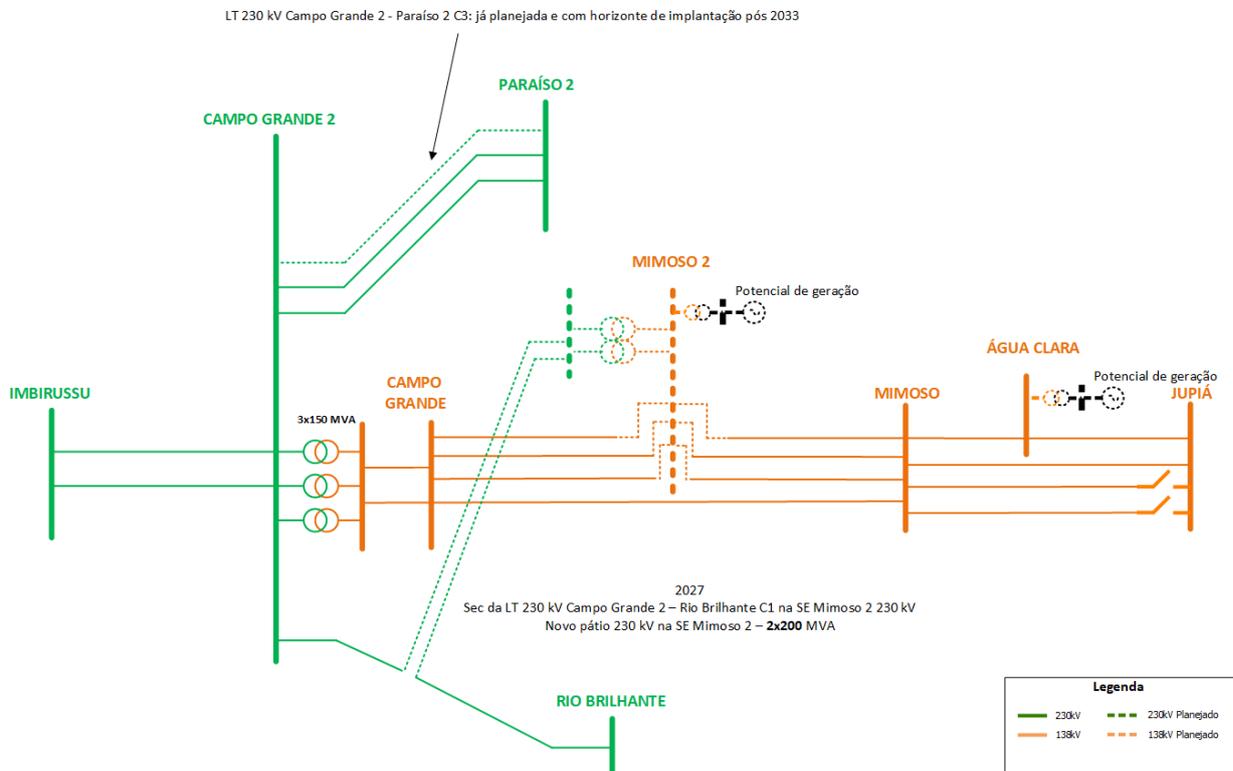


Figura 7-4 - Representação esquemática da Alternativa 2a

### 7.5 Alternativa 3

Com o objetivo de avaliar outra configuração de alternativa de Rede Básica, foi sugerido pelo ONS e pela Energisa MS a avaliação da integração do novo pátio de 230 kV da SE Mimoso 2 via seccionamento da LT 230 kV Campo Grande 2 – Rio Brilhante, conforme mostrado na Figura 7-5.



**Figura 7-5 - Representação esquemática da Alternativa 3**

## 7.6 Alternativa 3a

A alternativa 3a, por sua vez, representa a mesma topologia da alternativa 3, diferindo apenas pela implantação de transformadores defasadores na SE 230/138 kV Mimoso 2. Assim como no caso da alternativa 1a, a ideia foi tentar desviar mais fluxo para a rede de 230 kV, descarregando a rede de 138 kV e consequentemente melhorando o desempenho da alternativa.

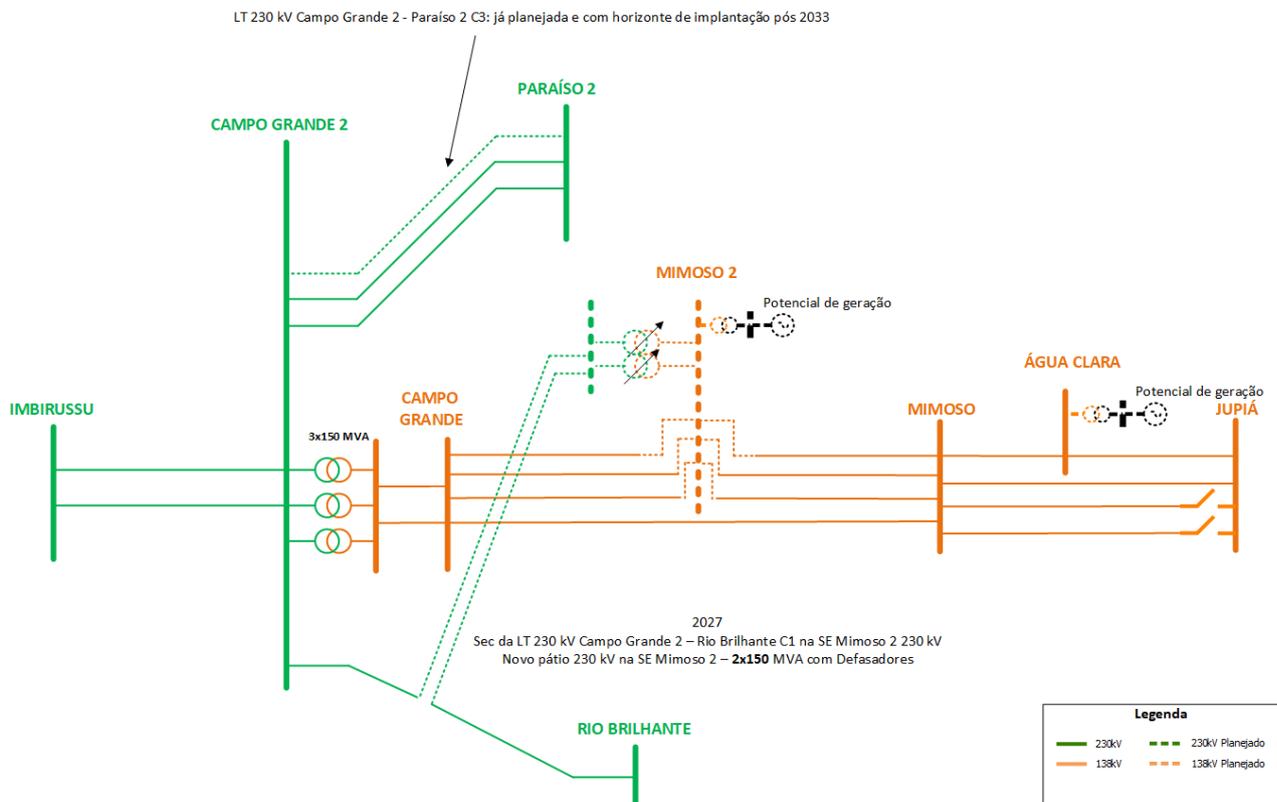


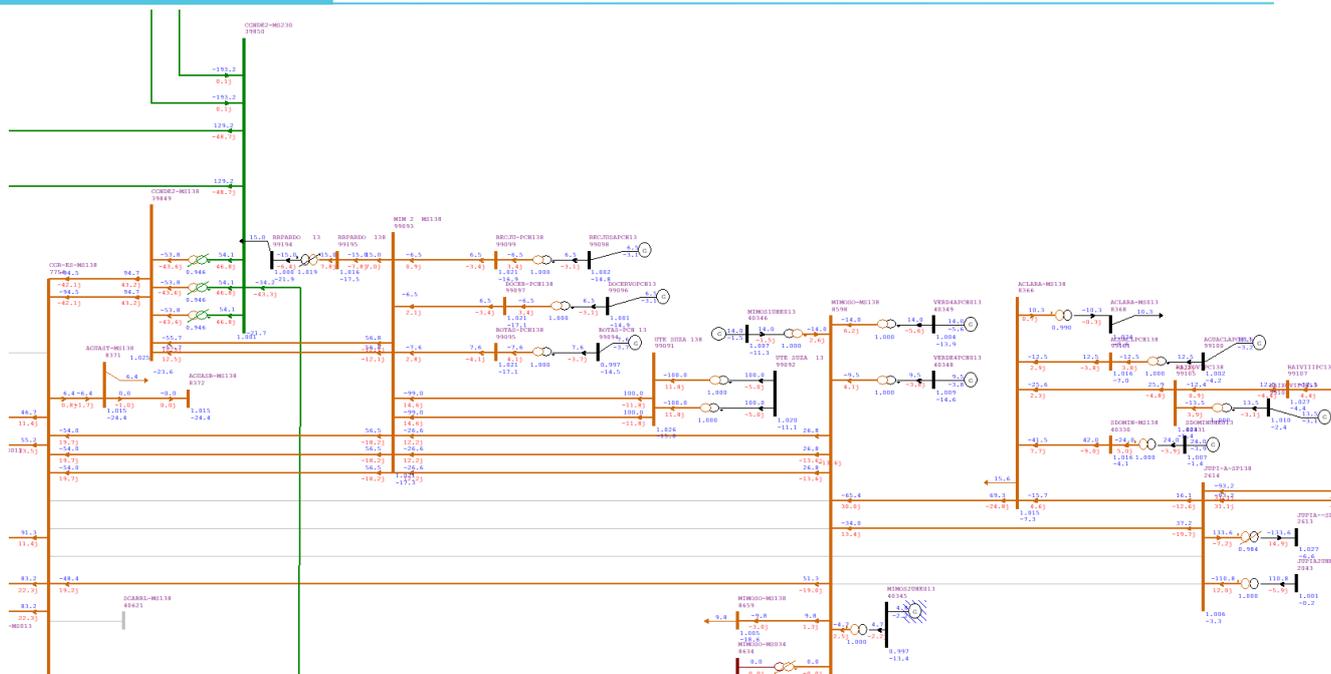
Figura 7-6 - Representação esquemática da Alternativa 3a

## 8 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

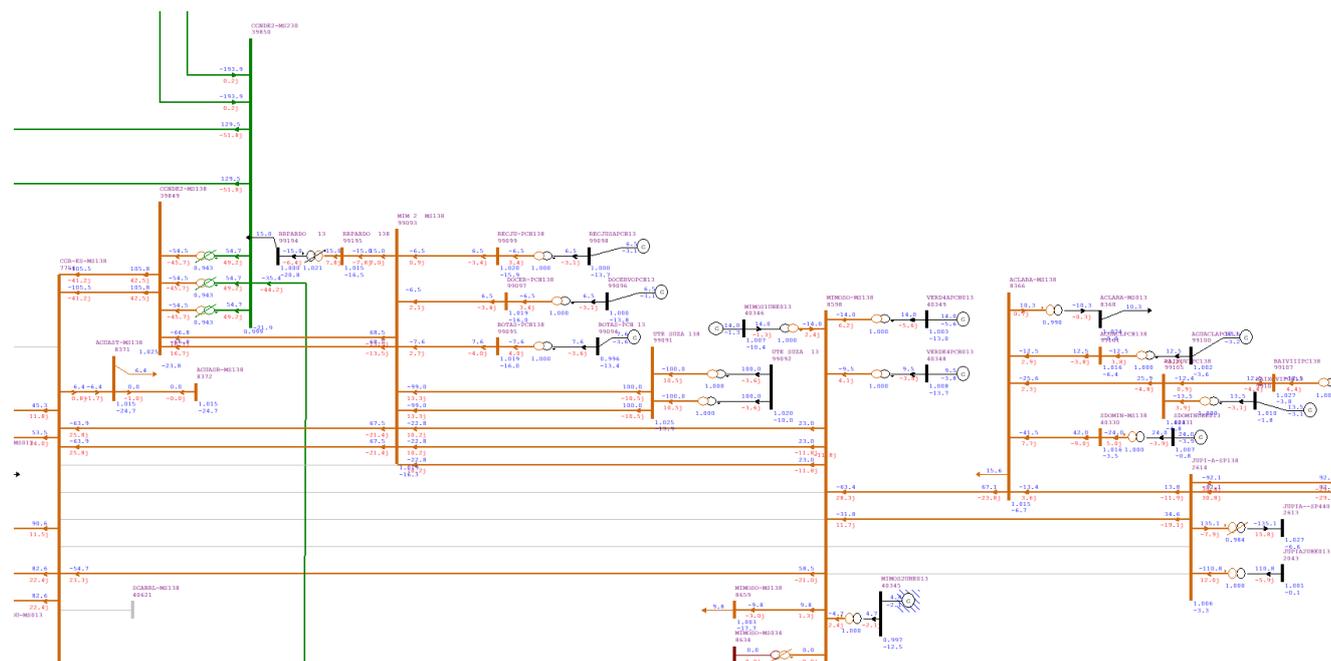
Foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da rede básica e rede básica de fronteira para todas as alternativas apresentadas na seção 7 e não foram identificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos. São apresentados a seguir alguns resultados dos fluxos de carga em condição normal para o caso dimensionador da alternativa vencedora.

De maneira a garantir a equivalência técnica de todas as alternativas comparadas, foi assegurado que cada alternativa atendesse aos critérios de planejamento e operativos da Rede Básica, sem quaisquer violações, em todos os cenários de carregamentos propostos.

As figuras a seguir apresentam alguns diagramas esquemáticos da alternativa vencedora - Alternativa 2 nos anos de análise 2027 e 2033, sendo que o ano de análise 2027 por premissa corresponde ao ano de entrada dos potenciais de geração na região de Ribas do Rio Pardo. A seção 15.2 - Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência apresenta alguns esquemáticos das demais alternativas estudadas.



**Figura 8-1 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 2, carga média norte úmido, ano 2027**



**Figura 8-2 – Fluxo de carga na região de interesse em contingência de um dos circuitos do trecho Campo Grande – Mimoso 2, Alternativa 2, carga média norte úmido, ano 2027**



## 9 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas.

A Tabela 9-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas, já a Tabela 9-2 e a Tabela 9-3 apresentam a composição e o custo total levando-se em consideração os investimentos (rendimentos necessários) e o diferencial de perdas elétricas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

**Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas**

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1.000)	(%)	Ordem
1	179.830,29	225,3%	4º
1a	219.679,33	275,2%	6º
<b>2</b>	<b>79.826,09</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>
2a	127.042,70	159,1%	2º
3	156.655,53	196,2%	3º
3a	196.504,57	246,2%	5º

**Tabela 9-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas**

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1	73.845,25	225,3%	4º	55.442.100,77	15.212,89	3º
1a	90.208,80	275,2%	6º	<b>55.426.887,88</b>	<b>0,00</b>	<b>1º</b>
<b>2</b>	<b>32.779,67</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>	55.457.337,16	30.449,28	5º
2a	52.168,63	159,1%	2º	55.441.782,01	14.894,14	2º
3	64.328,80	196,2%	3º	55.467.794,62	40.906,74	6º
3a	80.692,35	246,2%	5º	55.448.981,46	22.093,59	4º

Tabela 9-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1	89.058,14	140,9%	3º
1a	90.208,80	142,7%	4º
<b>2</b>	<b>63.228,95</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>
2a	67.062,77	106,1%	2º
3	105.235,54	166,4%	6º
3a	102.785,94	162,6%	5º

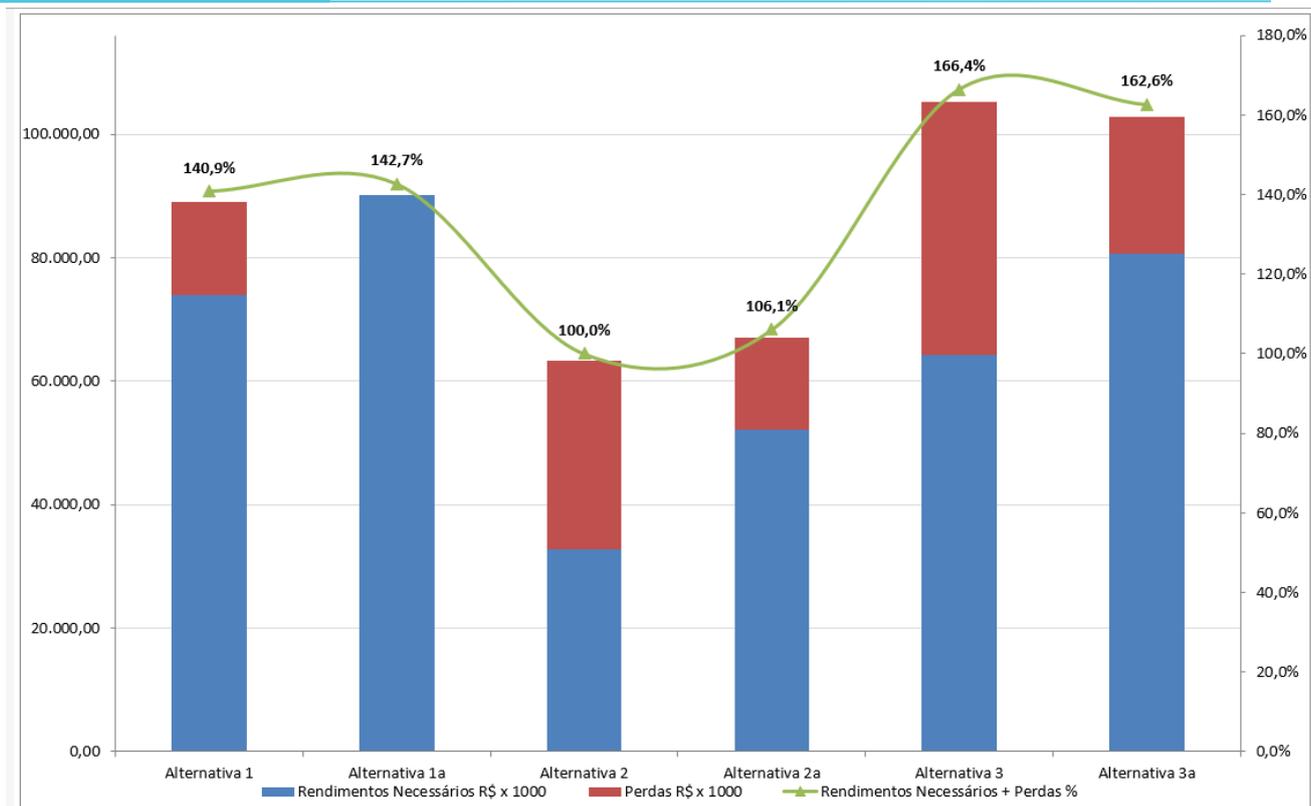
Os dados da Tabela 9-2 e da Tabela 9-3 foram sumarizados na Figura 9-1.

Conforme pode ser observado no gráfico, as alternativas mais econômicas correspondem às opções 2 e 2a, que implantam reforços via distribuição entre Campo Grande 2 e Mimoso 2. Apesar de possuírem perdas elétricas mais elevadas que as alternativas 1 e 1a, estas alternativas possuem investimento consideravelmente mais baixo.

Com relação aos custos das alternativas, conforme indicado na seção 4.2, foi utilizada a base de preços da Aneel, como usualmente se procede na comparação econômica de alternativas nos estudos de expansão da EPE. Neste contexto, foi realizada uma verificação interna quanto à coerência da relação de custos das linhas em 230 e em 138 kV, bem como dos módulos de manobra para cada classe de tensão. Logo, ainda que os preços de mercado das linhas em 138 kV e em 230 kV sejam superiores aos preços de referência da base da Aneel, permanece válida a análise comparativa.

Em última análise, fez-se uma sensibilidade expedita igualando-se os custos de linhas e entradas de linhas das referências de 230 e 138 kV e observou-se que a diferença percentual entre as "Alternativas 1" e "Alternativas 2" cairia de cerca de 40 para aproximadamente 20%, o que reforça que haveria uma parcela significativa de custos associados ao setor de 230 kV e transformação 230/138 kV da SE Mimoso 2.

Sendo assim, associado ao potencial de geração da região de Ribas do Rio Pardo, recomenda-se a implantação da alternativa 2, ou seja, da LT 138 kV Mimoso 2 – Campo Grande 2 CD.



**Figura 9-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas**

### 9.1 Sensibilidade quanto à entrada de novos potenciais de geração e cargas

Após reunião ocorrida entre EPE e Energisa MS para formalização da indicação da alternativa vencedora, a distribuidora apresentou dois novos potenciais de geração para a região de interesse, bem como a expectativa de uma nova carga, a saber:

- PCH Ribas – 11,5 MW na SE 138 kV Mimoso 2
- UHE Inocência – 48 MW na SE 138 kV Inocência (referencial)
- Carga Aurora (Iaticínios) – 9 MW na SE São Gabriel D’Oeste

Com intuito de verificar eventuais impactos na solução e de mostrar a robustez da alternativa indicada, a EPE realizou simulações de forma a contemplar estas novas informações nos casos de referência do estudo. As conclusões qualitativas foram as seguintes:

- i. A PCH Ribas está referencialmente conectada no mesmo ponto da carga de Ribas do Rio Pardo (Mimoso 2 138 kV), o que faz com que o impacto seja baixo no eixo Mimoso – Campo Grande.
- ii. A UHE Inocência está conectada na SE Inocência 138 kV (referencial), que não tem impacto direto na região de Mimoso.

- iii. A carga em Aurora está conectada em São Gabriel D'Oeste, que tem mais relação com Paraíso do que com Mimoso. De fato, há um problema de subtensão na região, que se resolve no horizonte pós 2027 com a entrada de Paraíso 2. No entanto, esse problema é pré-existente à entrada desta carga, sendo agravado com a conexão dela, sendo necessária a adoção de medidas operativas para mitigar o problema enquanto a SE Paraíso 2 não entra em operação.

Considerando os aspectos relacionados acima, verificou-se que ainda que fossem considerados estas novas premissas, não haveria mudanças no plano de obras das alternativas.

Por fim, visando dar mais solidez às conclusões, foi atualizada também a comparação econômica do estudo, por conta da alteração somente nas perdas elétricas das alternativas. A Figura 9-2 apresenta o novo gráfico comparativo.

Houve ligeiro aumento nas perdas de todas as alternativas, o que acarretou aumento do custo global de todas as alternativas. No entanto, este aumento ocorreu de forma coerente dentre as alternativas, quando comparadas entre si e entre os gráficos das Figura 9-1 e Figura 9-2.

Como foram inseridas cargas novas e potenciais de geração novos, dependendo do balanço de carga e geração de cada caso houve aumento ou redução das perdas, que no caso desta ponderação geral resultou em aumento.

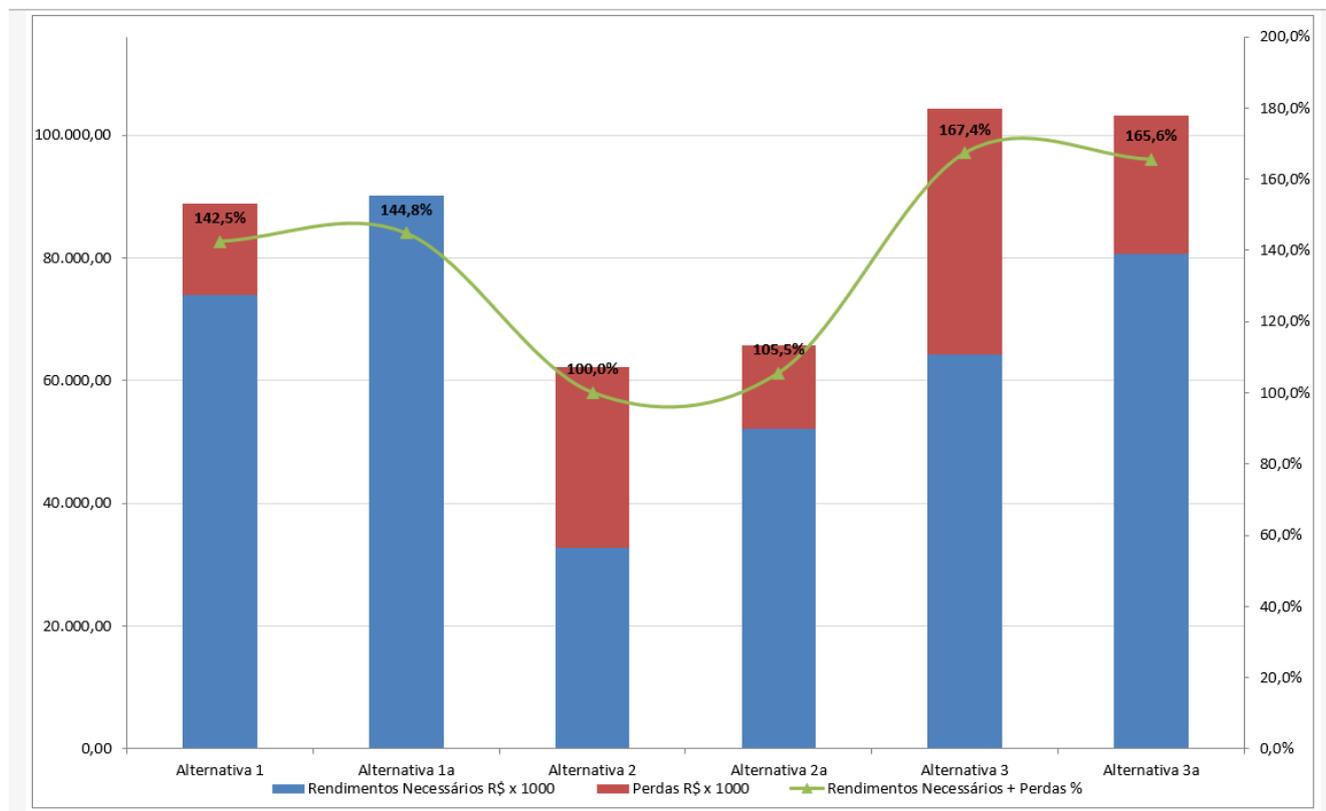


Figura 9-2 - Gráfico de comparação econômica de alternativas

O Anexo 5 – Ata de Reunião EPE/Energisa MS, ocorrida no dia 18/11/2021 contém o registro da reunião ocorrida entre EPE e Energisa MS sobre esses resultados, quando foi adicionalmente solicitada pela distribuidora uma sensibilidade quanto à conexão da UHE Inocência na SE 138 kV Água Clara. Embora a distribuidora reconheça que um futuro setor de 138 kV na SE Inocência pudesse oportunizar não só o escoamento de geração da UHE como de potenciais de UFVs, bem como um atendimento ao próprio mercado, foi citado que futuramente à época dos estudos da usina, o estudo de mínimo custo global de conexão poderia apontar a SE 138 kV Água Clara como a melhor opção.

A EPE realizou essa sensibilidade nos casos de trabalho, tendo constatado que poderá haver restrições em condição normal no trecho Água Clara – Mimoso. Este problema seria mais acentuado no caso em que a UTE Suzano opera como carga do que no caso em que opera como geração e naturalmente os fluxos que surgiriam neste trecho dependem da concretização do potencial que foi referencialmente alocado em Água Clara no estudo.

Para resolver essa sobrecarga no trecho Água Clara – Mimoso, uma possível solução seria seccionar a LT 138 kV Mimoso – Jupia C2 em Água Clara. A rigor, o custo desse seccionamento teria que entrar no estudo de mínimo custo global da conexão da usina (a ser realizado). Ainda que a solução para esta restrição estivesse incluída no âmbito do presente estudo, seria uma obra comum entre as alternativas, ou seja, não alteraria o mérito da comparação econômica.

## **10 ANÁLISE DO POTENCIAL DAS REGIÕES DE INOCÊNCIA E CHAPADÃO**

No contexto do desenvolvimento deste estudo no Mato Grosso do Sul, o ONS informou à EPE a respeito do expressivo montante de usinas solares em tratativas de conexão nas SEs 230 kV Inocência e Chapadão (localizadas na região Nordeste do estado Mato Grosso do Sul) e, mais recentemente, na SE 230 kV Jataí, localizada em Goiás. O montante dos projetos totaliza cerca de 2,9 GW, os quais estão em diferentes estágios quanto à questão do acesso, conforme Tabela 10-1.

Cabe ressaltar que este levantamento é bastante dinâmico, tendo sofrido diversas atualizações nos últimos meses. Entretanto, para fins de análise fixou-se tanto o montante de geração quando o status do acesso.

Além disso, para esta análise, considerou-se casos de carga leve com despacho elevado das fontes de geração da região, de forma a maximizar os excedentes nas linhas e transformadores.

Tabela 10-1 – Potencial de geração de usinas solares na região Nordeste do MS

Projeto	Ponto de conexão pretendido	Montante [MW]	Status do acesso	Data de entrada em operação referencial
UFVs Paranaíba 1 a 11	SE 230 kV Inocência	550	Parecer de acesso emitido	2024
UFV Solar das Emas		300	Solicitou casos para realizar estudos	2030
UFVs Seriemas 1 a 8		400	Informação de acesso emitida	2027
UFVs Cassilândia 1 a 6	SE 230 kV Chapadão	255	Parecer de acesso emitido e CUST assinado	2024
UFVs Cassilândia 7 e 8		72	Informação de acesso emitida	2027
UFVs Chapadão 1 a 13		636,5	Informação de acesso emitida	2027
UFVs Chapadão 14 a 19		300	Informação de acesso emitida	2027
UFV São Mateus I a V e X, XI e XVI (GO)		SE 230 kV Jataí	400	Informação de acesso emitida

A Figura 10-1 mostra a localização destes projetos.

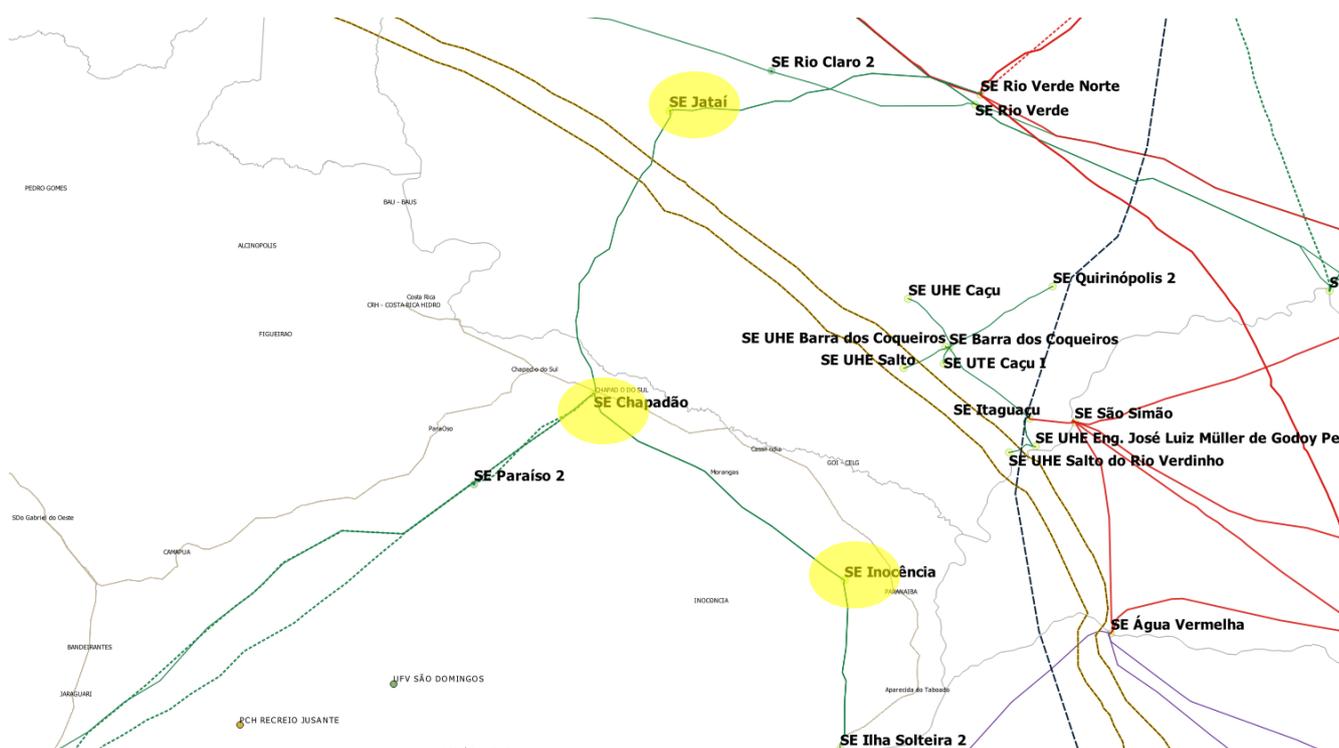


Figura 10-1 – Região Nordeste do estado do Mato Grosso do Sul, destaque para as SEs 230 kV Inocência, Chapadão e Jataí

Embora essa região não seja o foco do estudo em pauta, julgou-se pertinente realizar uma avaliação expedita quanto ao escoamento pleno deste potencial, focando na indicação da margem existente e num reforço referencial que possa ampliar a margem de escoamento dessa geração.

Neste contexto, foi identificada uma restrição na rede de São Paulo, em 2 linhas em 138 kV entre Mirassol e São José do Rio Preto. No entanto, essa sobrecarga é pré-existente à entrada do potencial e há uma solução indicativa para saná-la.

### 10.1 Escoamento considerando somente o montante que possui parecer de acesso emitido – 805 MW

Ao considerar-se somente o montante de projetos que possui parecer de acesso emitido, os quais correspondem às UFVs Paranaíba 1 a 11 e Cassilândia 1 a 6, não são observadas restrições de escoamento em condição normal e em contingências simples na região de interesse. As Figura 10-2 e Figura 10-3 mostram o diagrama esquemático dos fluxos nesta condição.

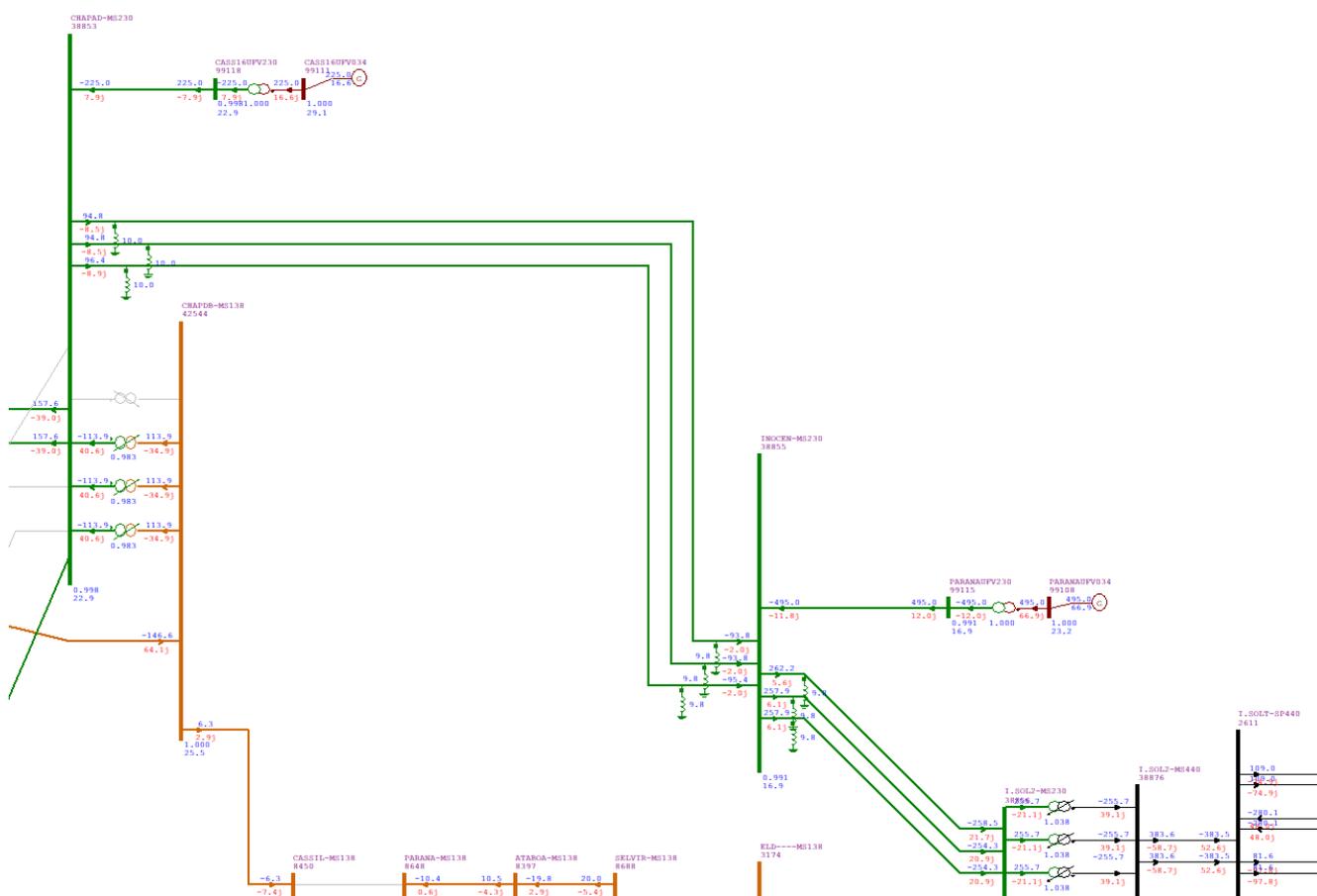
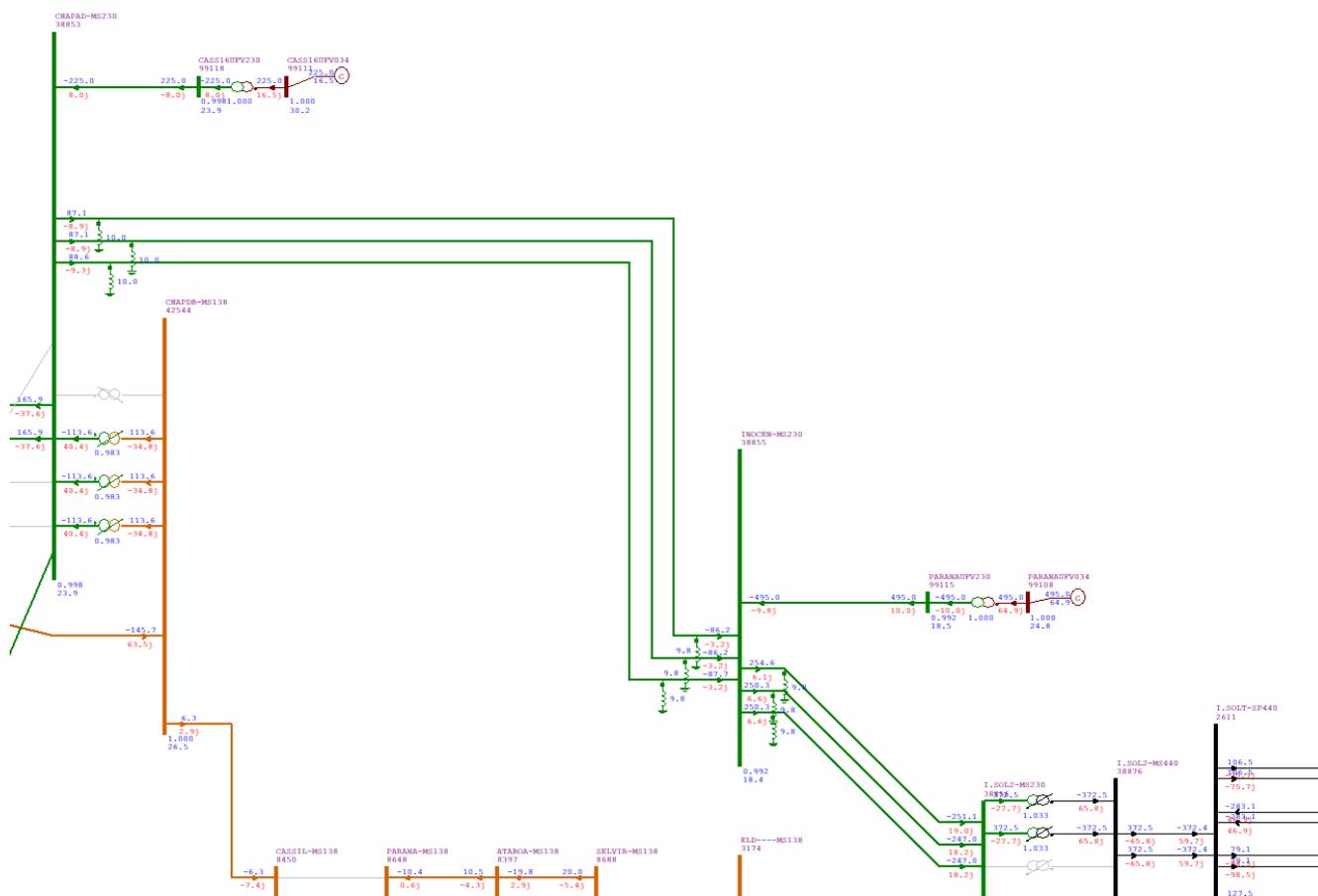


Figura 10-2 – Carregamento na região de interesse em condição normal considerando somente o montante que possui parecer de acesso emitido, carga leve norte seco, ano 2025



**Figura 10-3 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos ATRs 440/230 kV Ilha Solteira 2, considerando somente o montante que possui parecer de acesso emitido, carga leve norte seco, ano 2025**

## 10.2 Escoamento considerando o potencial pleno de UFVs na região – 2,9 GW

À medida em que são inseridos nos casos de trabalho os potenciais de geração que possuem informação de acesso emitida e que solicitaram casos para estudo, os fluxos no eixo Chapadão – Inocência – Ilha Solteira 2, bem como na transformação 440/230 kV Ilha Solteira 2 começaram a se elevar de forma significativa, bem como no trecho em 230 kV Jataí – Rio Verde Norte e na transformação 500/230 kV Rio Verde Norte. Adotando-se incremento uniforme destes potenciais, observa-se que o sistema existente é capaz de acomodar cerca de 1,5 GW em novos montantes de geração, do qual fazem parte os 855 MW que já possuem parecer de acesso emitido.

As Figura 10-4, Figura 10-5, Figura 10-6 e Figura 10-7 apresentam os fluxos de carga na região de interesse. Como é possível observar, na condição de escoamento pleno do potencial começam a surgir restrições em condição normal na transformação 440/230 kV da SE Ilha Solteira 2, na contingência de um dos três circuitos da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira, na contingência de um dos dois circuitos



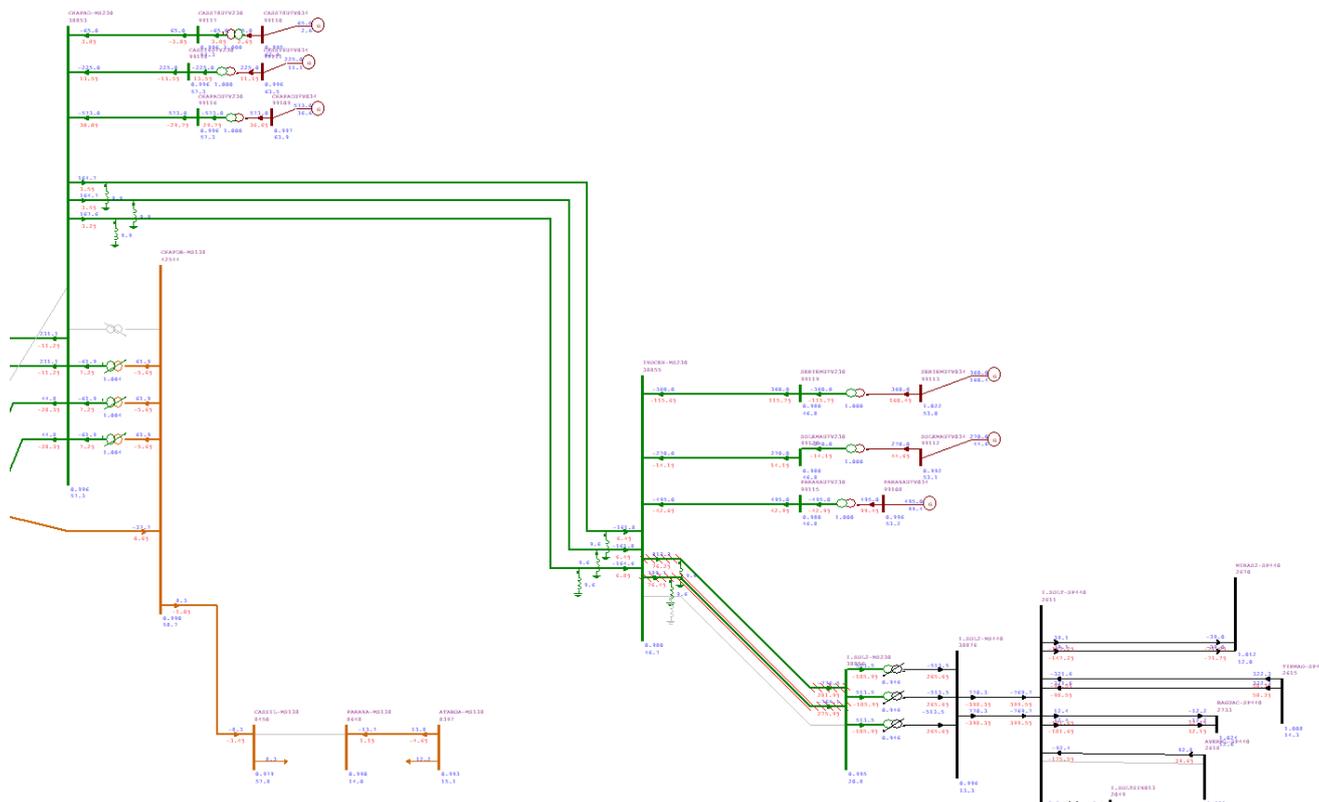


Figura 10-5 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos três circuitos da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2, considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030

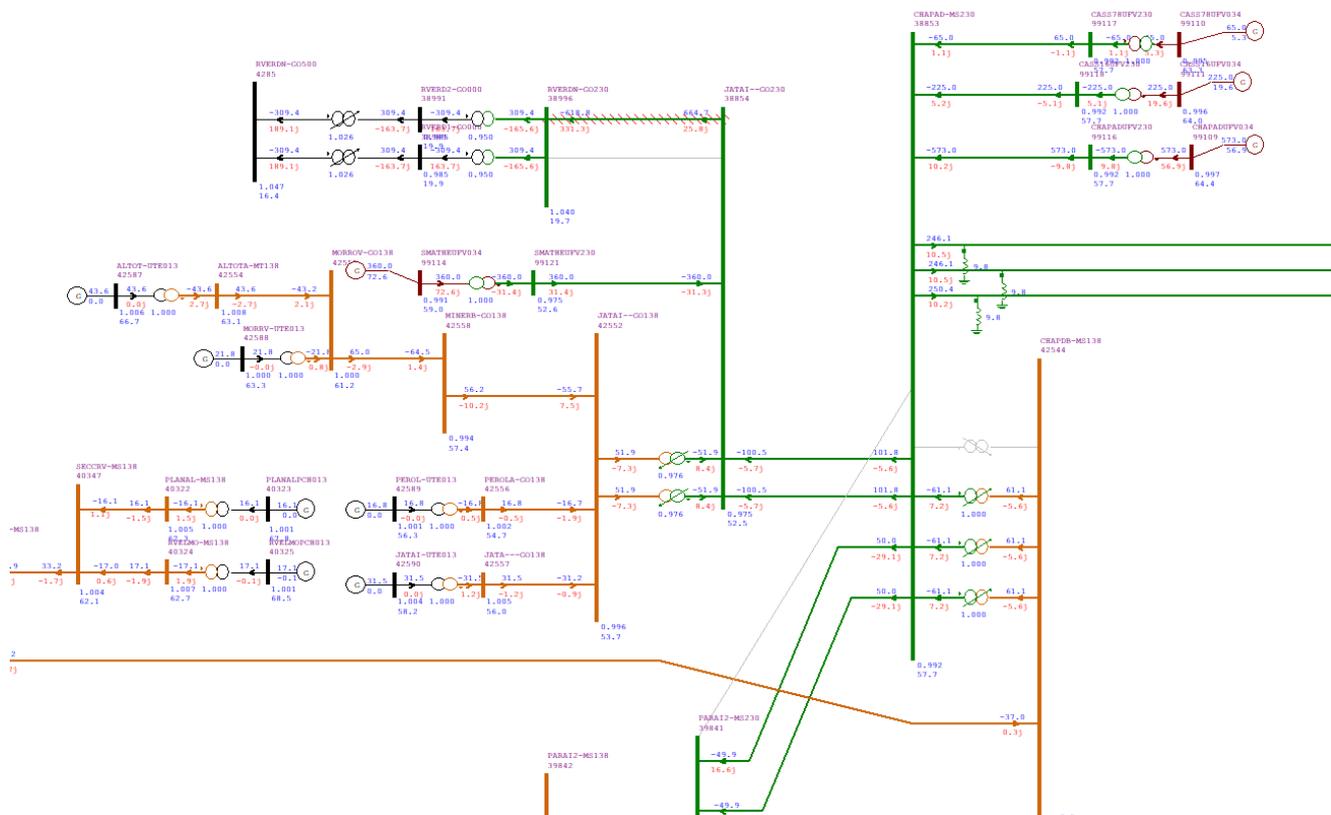
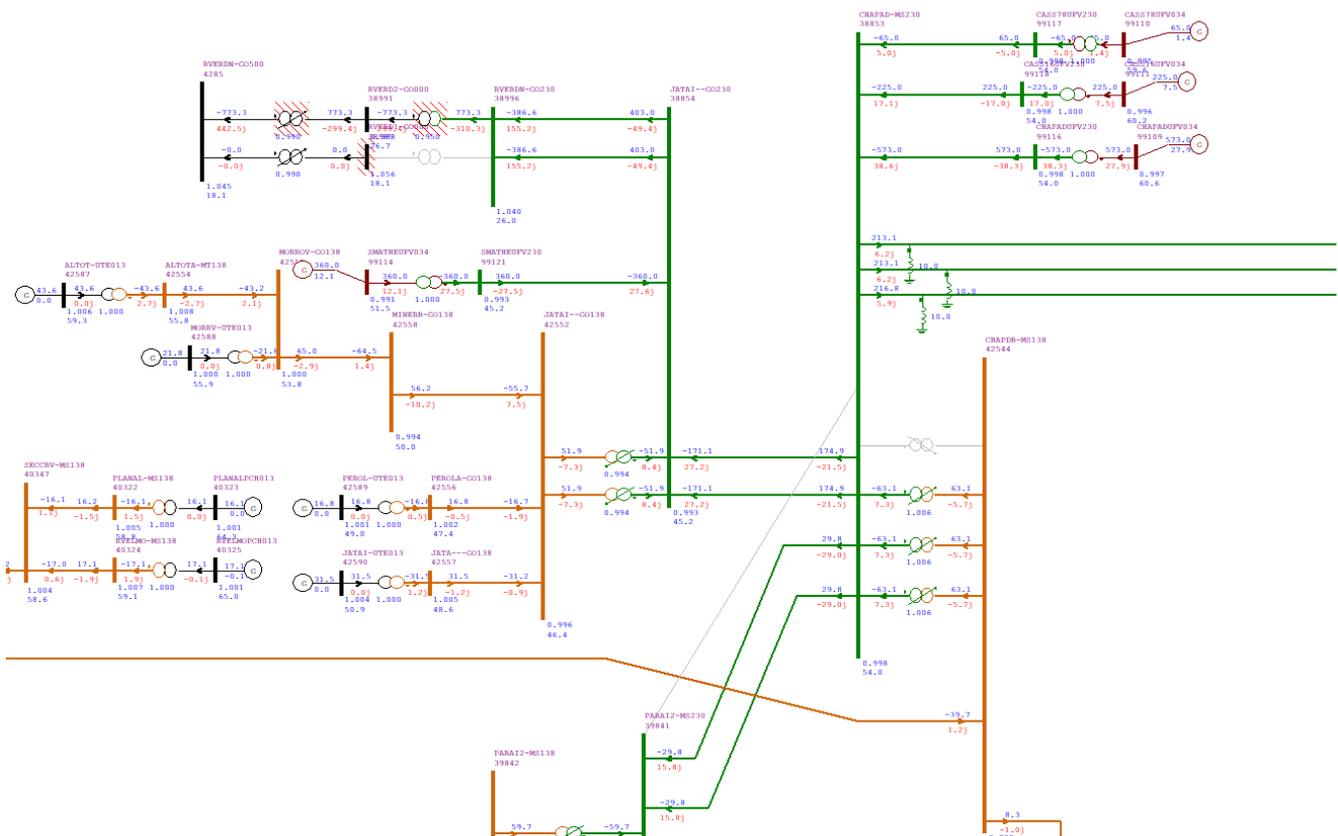


Figura 10-6 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Jataí – Rio Verde Norte, considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030



**Figura 10-7 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos transformadores da SE 500/230 kV Rio Verde Norte, considerando todo o potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030**

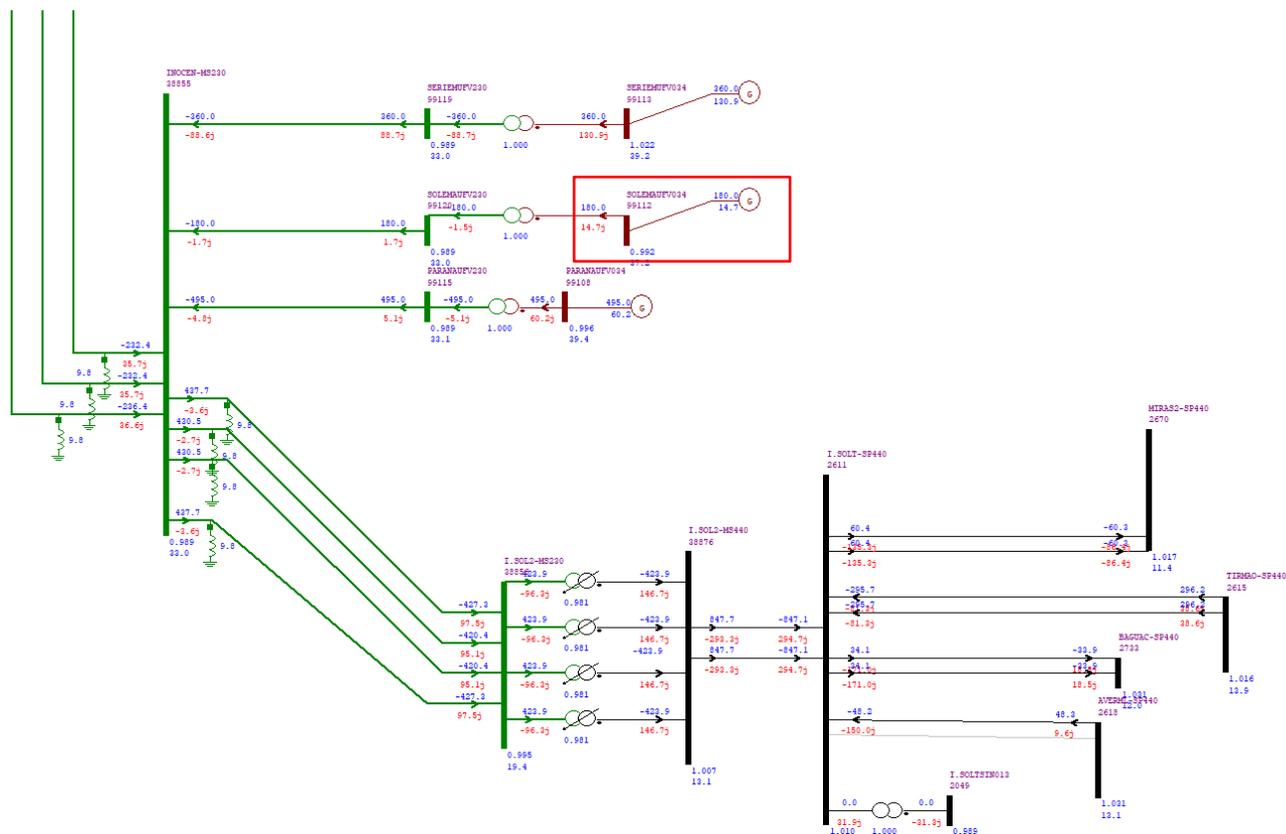
Analisando-se a topologia da região de interesse, bem como considerando que o sistema possui folga relativamente elevada para conexão destes novos potenciais (1,5 GW), optou-se por não realizar no contexto do presente estudo comparação de alternativas para sanar as restrições apresentadas acima. Por ora, serão indicados os seguintes reforços referenciais, que poderão ser antecipados ou até mesmo alterados por um estudo futuro na região:

- 4º ATR 440/230 kV Ilha Solteira 2; e
- LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2 C4.

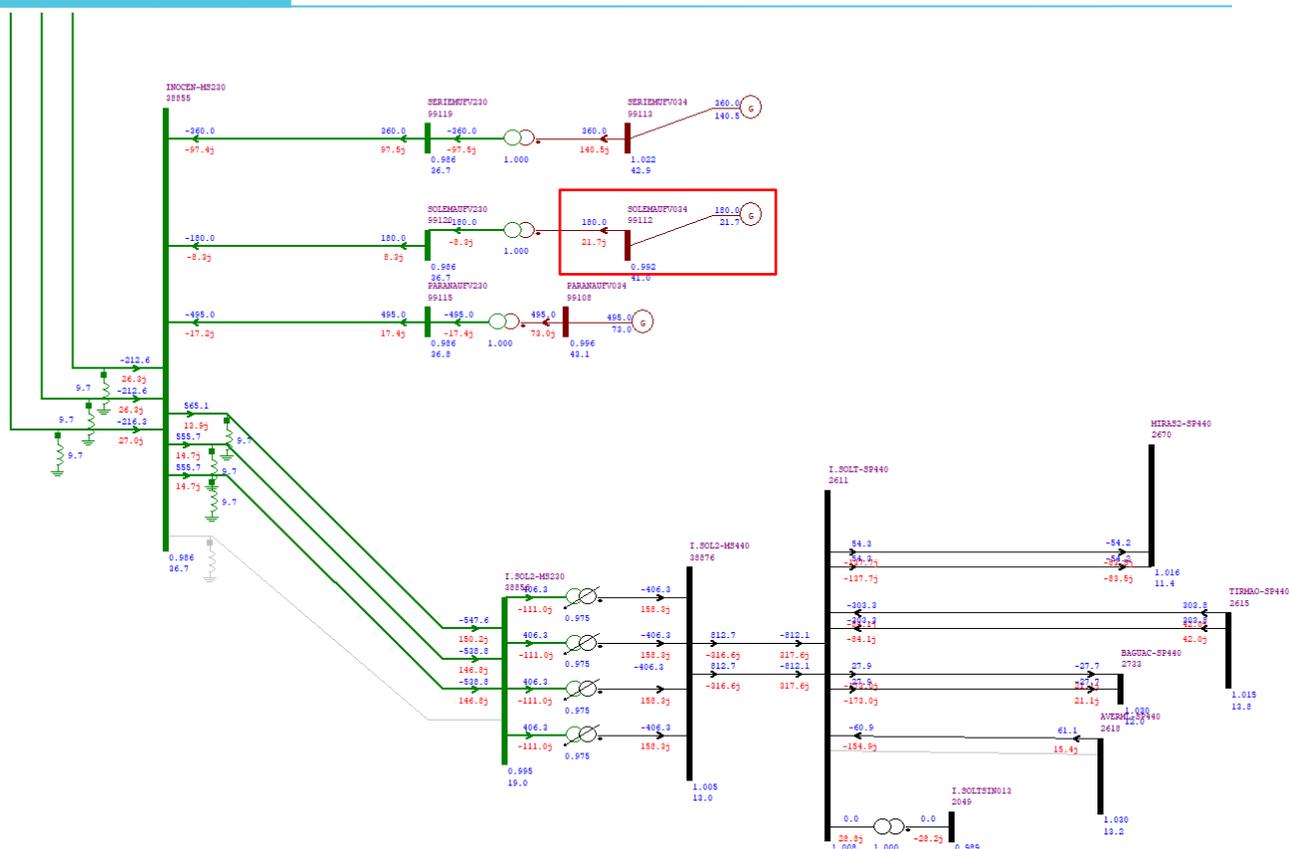
As Figura 10-8 e Figura 10-9 mostram os fluxos de carga na região considerando a implantação destas obras. Destaca-se que com estes reforços o sistema é capaz de acomodar cerca de 2,4 GW de novos potenciais. Cabe ressaltar que este valor será calculado com mais precisão pelo ONS à época dos leilões de margem, inclusive considerando margens de barramento, subárea e área do sistema. Para fins de análise do fôlego desta solução, o potencial da UFV Solar das Emas foi reduzido de 300 para 200 MW, sendo que estes 2,4 GW foram concentrados nas SEs 230 kV Inocência e Chapadão.

No caso do potencial previsto para conectar-se na SE 230 kV Jataí, julgou-se pertinente não indicar reforços referenciais no contexto deste estudo, dada a possibilidade de alternativas de expansão

vislumbradas, o que acarretaria a necessidade de mapeamento de novos potenciais e consequentemente de um estudo dedicado.



**Figura 10-8 – Carregamento na região de interesse em condição normal, com reforços, considerando 2,5 GW do potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030**



**Figura 10-9 – Carregamento na região de interesse na contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2, com reforços, considerando 2,5 GW do potencial mapeado, carga leve norte seco, ano 2030**

## 11 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Foi efetuado o cálculo dos níveis de curto-circuito levando em conta o conjunto de obras da alternativa vencedora (Alternativa 2), considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2029.

Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, além da relação X/R para as principais subestações de interesse do estudo tanto de Rede Básica quanto de distribuição são apresentadas na

Não foi identificada superação na capacidade de interrupção dos disjuntores das SEs da região de análise.

**Tabela 11-1 – Níveis de curto-circuito e relação X/R nas SEs da região de análise**

Barra	Tensão (kV)	Capacidade de interrupção do disjuntor [kA]	2024 (sem obras)				2024 (com obras)				2027				2034			
			3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R	3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R	3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R	3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R
Campo Grande 2	230	40	7,19	8,32	6,86	6,63	7,88	8,14	7,4	6,48	10,02	8,43	9,14	6,42	11,4	8,47	10,88	7,3
Campo Grande 2	138	31,5	10,73	6,87	10,77	6,24	12,05	6,71	11,87	6,06	14,97	7,1	14,44	6,16	16,25	7,21	15,95	6,71
Campo Grande	138	20	10,71	6,33	11,31	6,23	12,23	6,2	12,8	6,06	14,66	6,37	14,91	6,09	15,95	6,46	16,16	6,26
Mimoso 2	138	S/Inf	-	-	-	-	8,96	5,36	7,55	5,23	11,79	6,13	10,01	5,61	12,24	6,01	10,34	5,52
Mimoso	138	31,5	6,15	4,06	5,28	5,73	7,86	4,55	7,09	5,43	9,39	4,52	8,22	5,27	9,66	4,44	8,43	5,18
Água Clara	138	31,5	3	3,46	2,78	4,22	3,1	3,44	2,84	4,18	4,14	4,16	3,72	4,94	4,16	4,14	3,72	4,93
Jupiá	138	40	31,28	11,59	28,97	13,03	31,55	11,41	29,2	12,84	32,04	11,09	29,61	12,49	32,53	10,93	29,92	12,33
Ilha Solteira 2	230	50	21,71	37,95	21,4	32,29	23,07	29,71	22,74	27,64	29,32	23,96	28,98	22,42	29,98	22,76	29,6	21,58
Inocência	230	40	11,5	13,25	8,07	7,03	13,19	12,61	9,25	6,9	18,09	12,15	12,78	6,79	18,9	12,07	13,38	6,77
Chapadão	230	40	10,53	9,99	7,41	6,12	11,81	9,82	8,3	6,07	16,97	9,78	11,91	5,95	17,9	9,71	12,84	6,09
Jataí	230	40	9,23	10,28	6,03	6,02	9,78	10,03	6,39	5,92	12,13	9,55	7,79	5,72	12,27	9,46	7,85	5,69

Barra	Tensão (kV)	Capacidade de interrupção do disjuntor [kA]	2024 (sem obras)				2024 (com obras)				2027				2034			
			3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R	3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R	3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R	3φ [kA]	X/R	1φ [kA]	X/R
Jataí	138	31,5	11,04	15,12	8,29	7,48	11,61	14,59	8,71	7,36	13,88	12,58	10,34	7,13	13,97	12,56	10,4	7,1
Paraíso 2	230	40	-	-	-	-	-	-	-	-	12,22	8,74	7,57	5,05	14,12	8,75	9,63	5,66
Paraíso 2	138	31,5	-	-	-	-	-	-	-	-	11,84	10,53	9,31	6,54	12,59	11,09	10,56	7,72
Paraíso	138	31,5	3,54	4,82	3,08	5,44	3,71	4,69	3,23	5,26	7,92	4,7	5,84	5,21	8,1	4,64	5,96	5,16

## 12 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume VI – GET Sul - EPE-DEE-RE-030/2021-rev0," Rio de Janeiro, 2021.
- [2] "EPE-DEE-DEA-RE-062\_2016" - Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica, 2016.
- [3] CCPE/CTET. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão. CCPE/CTET. Brasília. 2002.
- [4] ANEEL, "Banco de Preços Regulatório - Simulação de Orçamento," [Online]. Available: <https://bprsimulador.aneel.gov.br/>.
- [5] EPE, "EPE-DEE-IT-038/2021 - Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2021," 30 04 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3cd6uYa>.
- [6] EPE, "PLANO DECENAL EXPANSÃO DE ENERGIA 2030," EPE, 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3wPR8Rn>.DE
- [7] ABNT, "Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante," 2017. [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=374373>.
- [8] ONS, "Submódulo 2.6 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos," 01 01 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3uKjDym>.
- [9] ENERGISA MS, "IA-ASPO-21/21 - Informação de Acesso UTE Suzano RRP1", 25 03 2021.
- [10] ONS, "RT-ONS DPL 0389/2021 - AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA O ACESSO DA UTE SUZANO RRP1", outubro de 2021.

## **13 PARTICIPANTES**

Carolina Moreira Borges – EPE

Daniel José Tavares de Souza – EPE

Rodrigo Ribeiro Ferreira – EPE

Antonio Mauricio de Matos Gonçalves – Energisa MS

Claudio Gonçalves Vargas da Fonseca – Energisa MS

José Egidio Marques de Assunção – Energisa MS

Raul José Souza Filho – Energisa MS

Tales Oliveira Santos – Energisa MS

Thiago Teibel Okuyama – Energisa MS

## 14 FICHAS PET/PELP

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região SUDESTE

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 440/230 kV ILHA SOLTEIRA 2</b> <b>(Ampliação/Adequação)</b>	UF: <b>SP</b>
	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2027</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>36 meses</b>

**Justificativa:**

Escoamento do potencial de geração com conexão nas SEs 230 kV Inocência e Chapadão.

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

4° ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	31.591,95
1 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	12.613,04
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.061,93
1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	11.863,75
MIM - 440 kV	3.460,26
MIM - 230 kV	924,44

**Total de Investimentos Previstos: 68.515,37**

**Situação atual:**

**Observações:**

A data de necessidade das obras está diretamente relacionada à concretização dos potenciais de geração.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

**Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>MS</b>
<b>LT 230 kV INOCÊNCIA - ILHA SOLTEIRA 2, C4 (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2027</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Escoamento do potencial de geração com conexão nas SEs 230 kV Inocência e Chapadão.

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

Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 79,2 km	89.971,20
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Inocência	8.909,91
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Ilha Solteira 2	8.909,91
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // Inocência	4.523,73
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Inocência	3.275,97
MIM - 230 kV // Inocência	1.790,97
MIM - 230 kV // Ilha Solteira 2	895,48

**Total de Investimentos Previstos:** **118.015,52**

**Situação atual:**

**Observações:**

A data de necessidade das obras está diretamente relacionada à concretização dos potenciais de geração.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

## 15 ANEXOS

### 15.1 Anexo 1 – Parâmetros Elétricos

As Tabela 15-1, Tabela 15-2 Tabela 15-3 apresentam as características, os parâmetros elétricos das linhas e do transformador novos recomendados.

Cabe ressaltar que a implantação da LT 138 kV Mimoso 2 – Campo Grande 2 CD será de responsabilidade da distribuidora. As características e parâmetros desta linha foram explicitados apenas para referência, uma vez que esta instalação não será objeto de licitação.

**Tabela 15-1 – Características das linhas**

Linha de Transmissão	Circuito	Nível de tensão (kV)	Comprimento [km]	Condutor	Capacidade longa duração [MVA]	Capacidade curta duração [MVA]
Inocência - Ilha Solteira 2 C4	CS	230	79,2	2x954 (Rail)	705	868
Mimoso 2 - Campo Grande 2	CD	138	80	1x795 (Tern)	167	209

**Tabela 15-2 – Parâmetros elétricos das linhas**

Linha de Transmissão	Parâmetros da Torre de Referência								
	Parâmetros Distribuídos (por km)						Parâmetros Concentrados		
	R1 $\Omega/\text{km}$	X1 $\Omega/\text{km}$	B1 $\mu\text{S}/\text{km}$	R0 $\Omega/\text{km}$	X0 $\Omega/\text{km}$	B0 $\mu\text{S}/\text{km}$	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)
Inocência - Ilha Solteira 2 C4	0,03982	0,30213	5,52604	0,28457	1,19851	2,57845	0,5941	4,5156	23,17
Mimoso 2 - Campo Grande 2	0,084838	0,464111	3,61542	0,378314	1,81849	2,42267	3,5511	19,4627	5,513

Tabela 15-3 – Dados do futuro transformador ATF4 da SE 440/230 kV Ilha Solteira 2

Subestação	Transformador	Potência	Unidade	Impedância Xps na base do equipamento [%]	$\Delta$ Tape
Ilha Solteira 2	440/230 kV	450	4 <sup>o</sup>	11,9	0,9/1,1

## 15.2 Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência

### 15.2.1 Alternativa 1

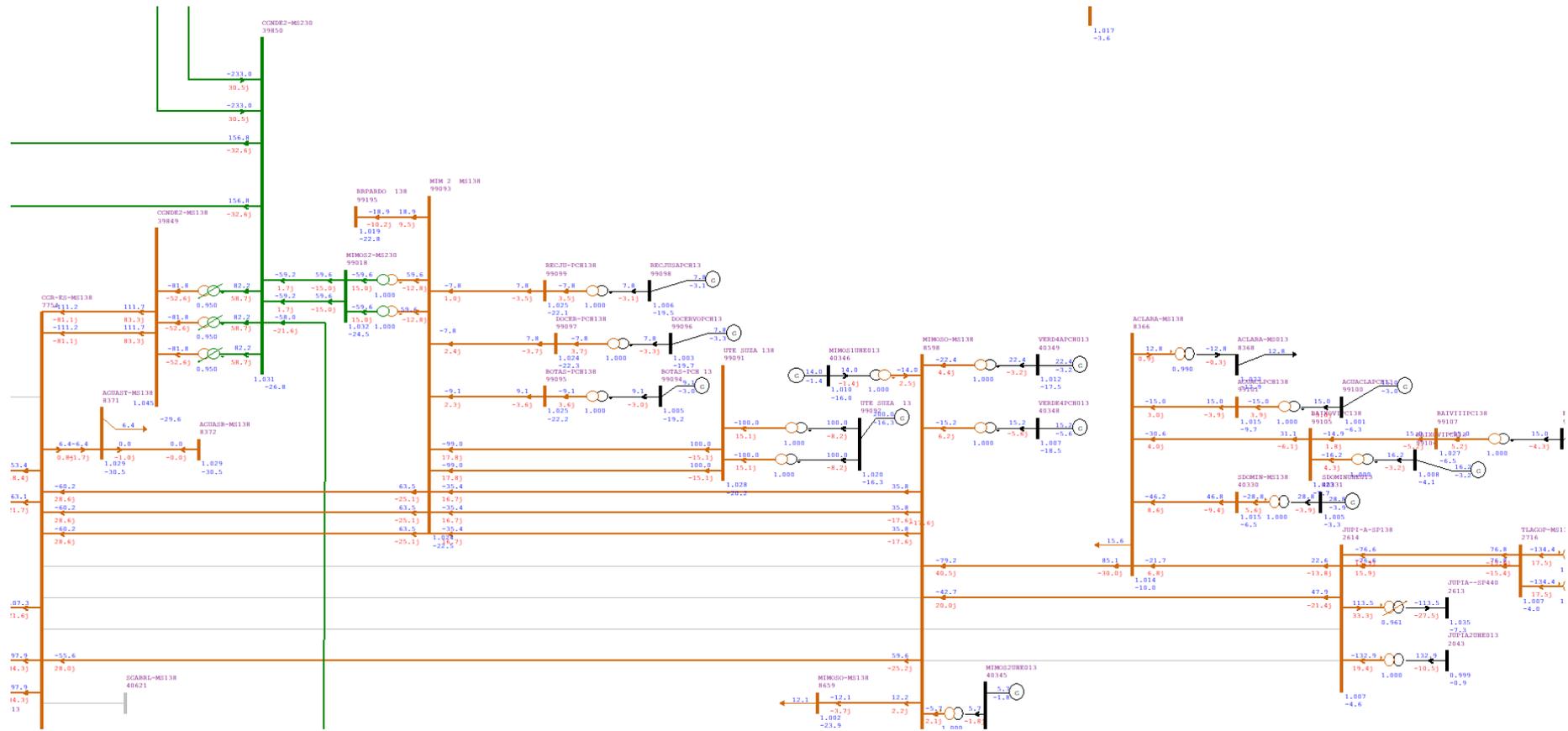


Figura 15-1 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 1, carga média norte úmido, ano 2033

### 15.2.2 Alternativa 1a

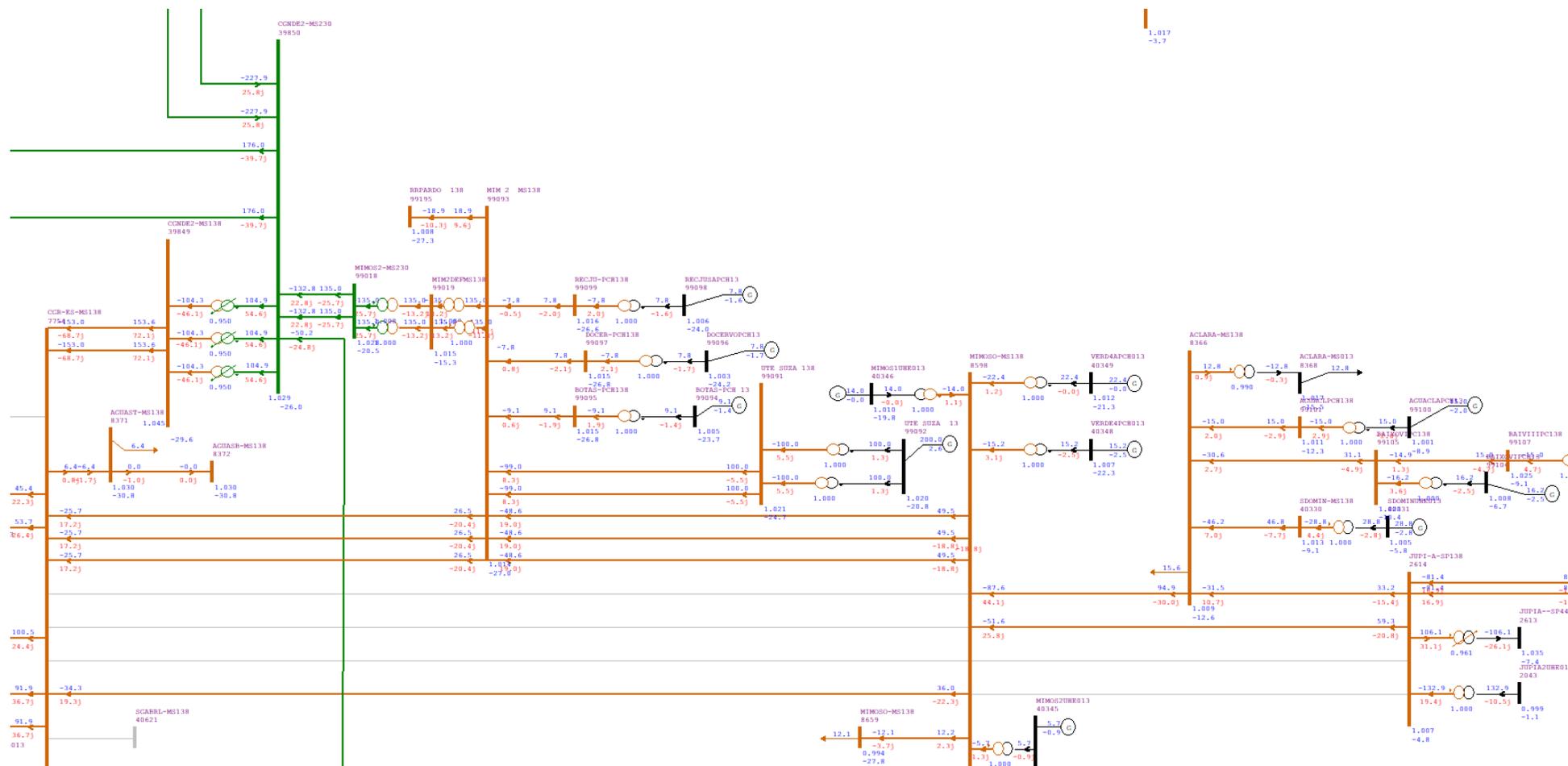


Figura 15-2 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 1a, carga média norte úmido, ano 2033

### 15.2.3 Alternativa 2a

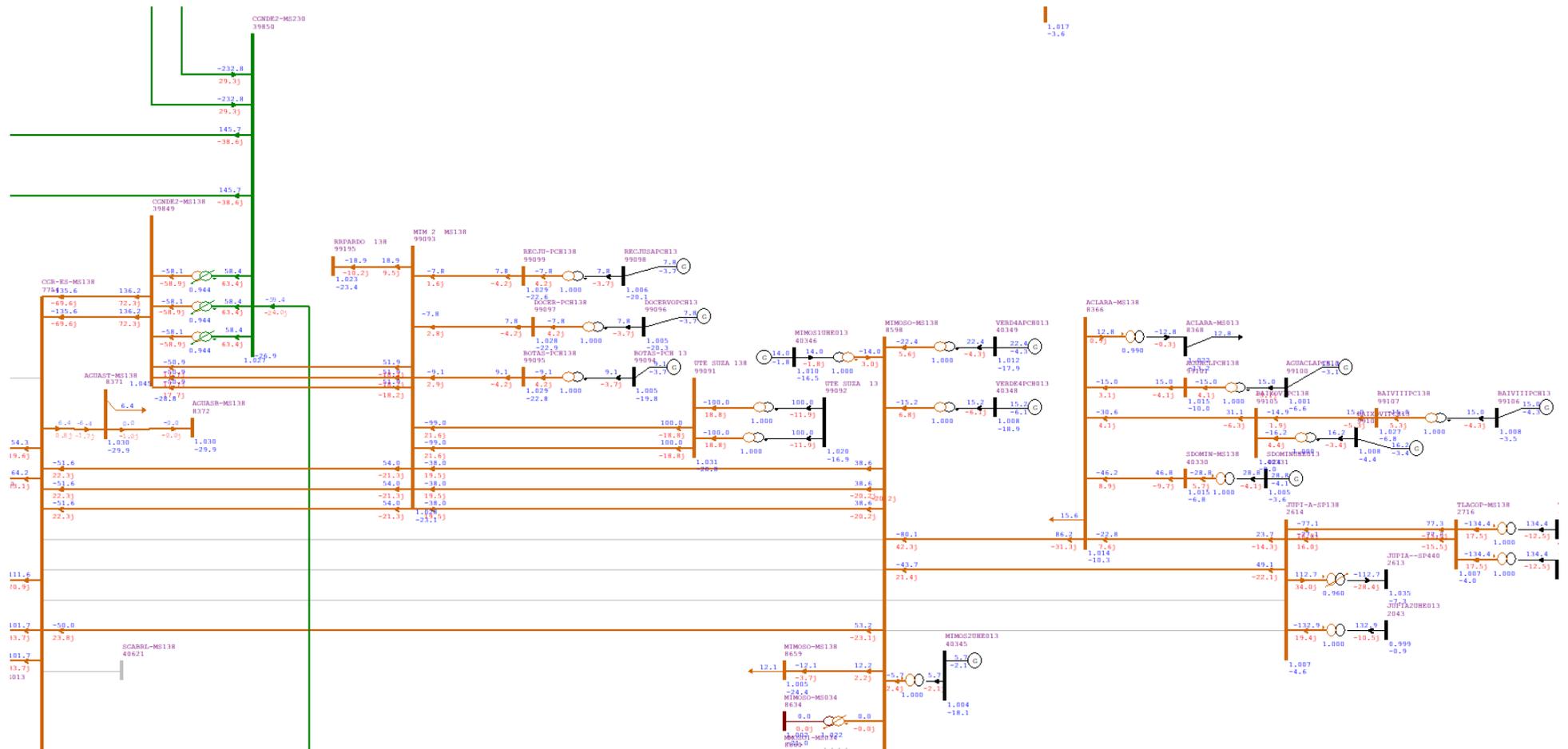


Figura 15-3 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 2a, carga média norte úmido, ano 2033

### 15.2.4 Alternativa 3

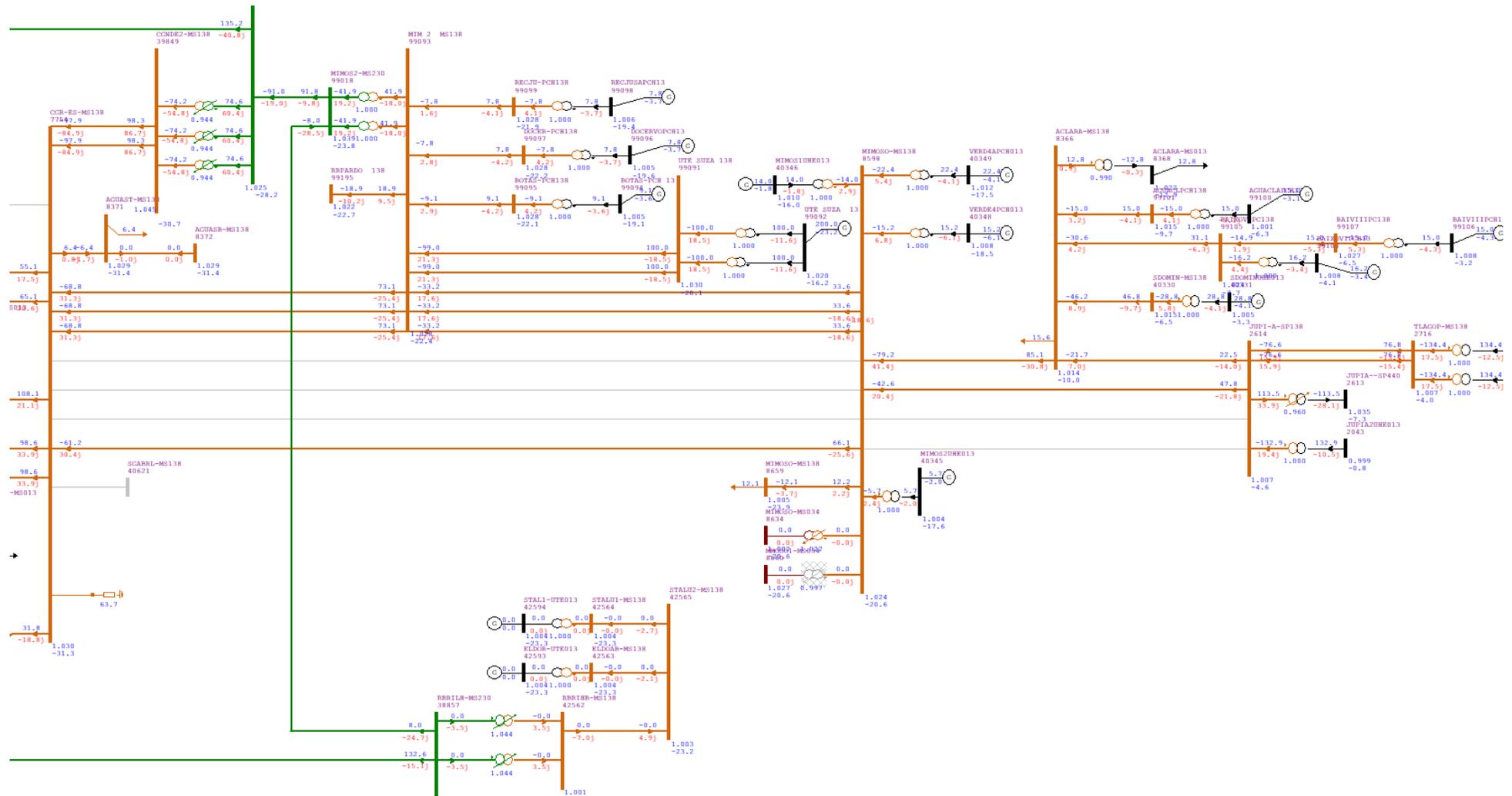


Figura 15-4 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 3, carga média norte úmido, ano 2033

### 15.2.5 Alternativa 3a

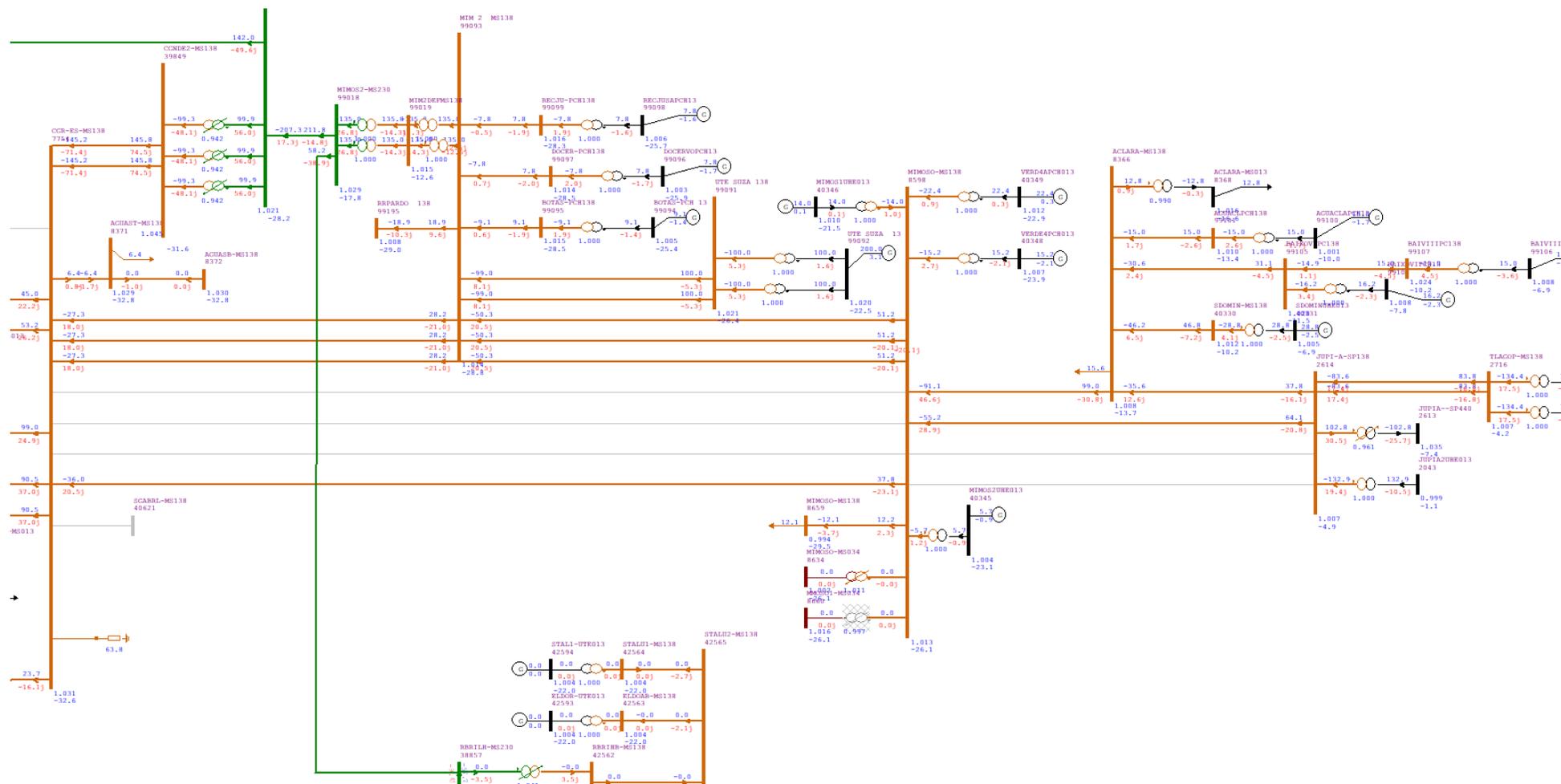


Figura 15-5 – Fluxo de carga na região de interesse em condição normal, Alternativa 3a, carga média norte úmido, ano 2033

### 15.3 Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas

#### 15.3.1 Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					226.534,37	179.830,29	20.122,47	73.845,25	
<b>SE 230/138 kV MIMOSO 2   Novo pátio 230 kV na SE 138 kV Mimoso 2 (Ampliação/Adequação)</b>					89.171,53	70.787,24	7.920,88	29.067,97	
1° e 2° TF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	18861,67	37.723,34	29.946,00	3.350,87	12.296,98
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	6399,99	6.399,99	5.080,52	568,49	2.086,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8084,82	16.169,64	12.835,98	1.436,31	5.270,95
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	5983,94	11.967,88	9.500,49	1.063,08	3.901,27
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2831,79	2.831,79	2.247,97	251,54	923,10
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1207,58	1.207,58	958,62	107,27	393,64
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	12871,31	12.871,31	10.217,66	1.143,33	4.195,77
<b>LT 230 kV MIMOSO 2 - CAMPO GRANDE 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>					137.362,84	109.043,05	12.201,59	44.777,28	
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 80 km		2027	80,0	1,0	1271,54	101.723,20	80.751,16	9.035,81	33.159,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mimoso 2	2027	2,0	1,0	8909,91	17.819,82	14.145,95	1.582,89	5.808,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campo Grande 2	2027	2,0	1,0	8909,91	17.819,82	14.145,95	1.582,89	5.808,87

**15.3.2 Alternativa 1a**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						276.732,69	219.679,33	24.581,45	90.208,80
<b>SE 230/138 kV MIMOSO 2   Novo pátio 230 kV na SE 138 kV Mimoso 2 (Ampliação/Adequação)</b>						139.369,85	110.636,28	12.379,87	45.431,52
1º e 2º TF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	16633,42	33.266,84	26.408,29	2.955,01	10.844,26
Transformador defasador		2027	2,0	1,0	21000,00	42.000,00	33.340,95	3.730,75	13.691,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	5983,94	11.967,88	9.500,49	1.063,08	3.901,27
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	6399,99	6.399,99	5.080,52	568,49	2.086,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2,0					
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8084,82	16.169,64	12.835,98	1.436,31	5.270,95
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	5983,94	11.967,88	9.500,49	1.063,08	3.901,27
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2686,45	2.686,45	2.132,59	238,63	875,72
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	2302,06	2.302,06	1.827,45	204,49	750,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	12609,11	12.609,11	10.009,52	1.120,03	4.110,29
<b>LT 230 kV MIMOSO 2 - CAMPO GRANDE 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						137.362,84	109.043,05	12.201,59	44.777,28
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 80 km		2027	80,0	1,0	1271,54	101.723,20	80.751,16	9.035,81	33.159,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mimoso 2	2027	2,0	1,0	8909,91	17.819,82	14.145,95	1.582,89	5.808,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campo Grande 2	2027	2,0	1,0	8909,91	17.819,82	14.145,95	1.582,89	5.808,87

### 15.3.3 Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						100.557,88	79.826,09	8.932,30	32.779,67
<b>LT 138 kV MIMOSO 2 - CAMPO GRANDE 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>100.557,88</b>	<b>79.826,09</b>	<b>8.932,30</b>	<b>32.779,67</b>
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 80 km		2027	80,0	1,0	898,01	71.840,80	57.029,54	6.381,43	23.418,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mimoso 2	2027	2,0	1,0	6575,48	13.150,96	10.439,66	1.168,17	4.286,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Campo Grande 2	2027	2,0	1,0	6575,48	13.150,96	10.439,66	1.168,17	4.286,93
MIM - 138 kV	Mimoso 2	2027	1,0	1,0	1207,58	1.207,58	958,62	107,27	393,64
MIM - 138 kV	Campo Grande 2	2027	1,0	1,0	1207,58	1.207,58	958,62	107,27	393,64

### 15.3.4 Alternativa 2a

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>160.037,22</b>	<b>127.042,70</b>	<b>14.215,70</b>	<b>52.168,63</b>
<b>LT 138 kV MIMOSO 2 - CAMPO GRANDE 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>160.037,22</b>	<b>127.042,70</b>	<b>14.215,70</b>	<b>52.168,63</b>
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 80 km		2027	80,0	1,0	898,01	71.840,80	57.029,54	6.381,43	23.418,53
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 80 km		2027	80,0	1,0	564,01	45.120,80	35.818,35	4.007,96	14.708,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mimoso 2	2027	3,0	1,0	6575,48	19.726,44	15.659,48	1.752,25	6.430,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Campo Grande 2	2027	3,0	1,0	6575,48	19.726,44	15.659,48	1.752,25	6.430,39
MIM - 138 kV	Mimoso 2	2027	1,0	1,0	1811,37	1.811,37	1.437,92	160,90	590,47
MIM - 138 kV	Campo Grande 2	2027	1,0	1,0	1811,37	1.811,37	1.437,92	160,90	590,47

### 15.3.5 Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>197.340,85</b>	<b>156.655,53</b>	<b>17.529,28</b>	<b>64.328,80</b>
<b>SE 230/138 kV MIMOSO 2   Novo pátio 230 kV na SE 138 kV Mimoso 2 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>89.171,53</b>	<b>70.787,24</b>	<b>7.920,88</b>	<b>29.067,97</b>
1° e 2° TF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	18861,67	37.723,34	29.946,00	3.350,87	12.296,98
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	6399,99	6.399,99	5.080,52	568,49	2.086,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8084,82	16.169,64	12.835,98	1.436,31	5.270,95
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	5983,94	11.967,88	9.500,49	1.063,08	3.901,27
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2831,79	2.831,79	2.247,97	251,54	923,10
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1207,58	1.207,58	958,62	107,27	393,64
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	12871,31	12.871,31	10.217,66	1.143,33	4.195,77
<b>SECC LT 230 kV CAMPO GRANDE 2 - RIO BRILHANTE, C1, NA SE MIMOSO 2 (Nova)</b>						<b>108.169,32</b>	<b>85.868,29</b>	<b>9.608,40</b>	<b>35.260,83</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 50 km		2027	50,0	1,0	1806,99	90.349,50	71.722,35	8.025,51	29.451,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8909,91	17.819,82	14.145,95	1.582,89	5.808,87

**15.3.6 Alternativa 3a**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>247.539,17</b>	<b>196.504,57</b>	<b>21.988,27</b>	<b>80.692,35</b>
<b>SE 230/138 kV MIMOSO 2   Novo pátio 230 kV na SE 138 kV Mimoso 2 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>139.369,85</b>	<b>110.636,28</b>	<b>12.379,87</b>	<b>45.431,52</b>
1° e 2° TF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	16633,42	33.266,84	26.408,29	2.955,01	10.844,26
Transformador defasador		2027	2,0	1,0	21000,00	42.000,00	33.340,95	3.730,75	13.691,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	5983,94	11.967,88	9.500,49	1.063,08	3.901,27
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	6399,99	6.399,99	5.080,52	568,49	2.086,26
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8084,82	16.169,64	12.835,98	1.436,31	5.270,95
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	5983,94	11.967,88	9.500,49	1.063,08	3.901,27
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2686,45	2.686,45	2.132,59	238,63	875,72
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	2302,06	2.302,06	1.827,45	204,49	750,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	12609,11	12.609,11	10.009,52	1.120,03	4.110,29
<b>SECC LT 230 kV CAMPO GRANDE 2 - RIO BRILHANTE, C1, NA SE MIMOSO 2 (Nova)</b>						<b>108.169,32</b>	<b>85.868,29</b>	<b>9.608,40</b>	<b>35.260,83</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 50 km		2027	50,0	1,0	1806,99	90.349,50	71.722,35	8.025,51	29.451,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8909,91	17.819,82	14.145,95	1.582,89	5.808,87

**15.3.7 Obras referenciais associadas ao escoamento do potencial de geração nas SEs 230 kV Inocência e Chapadão**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>186.792,54</b>	<b>148.281,94</b>	<b>16.592,30</b>	<b>60.890,28</b>
<b>SE 440/230 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>68.515,37</b>	<b>54.389,71</b>	<b>6.086,04</b>	<b>22.334,51</b>
4° ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ		2027	3,0	1,0	10530,65	31.591,95	25.078,71	2.806,23	10.298,28
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	12613,04	12.613,04	10.012,64	1.120,38	4.111,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	8061,93	8.061,93	6.399,82	716,12	2.628,01
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	11863,75	11.863,75	9.417,83	1.053,83	3.867,32
MIM - 440 kV		2027	1,0	1,0	3460,26	3.460,26	2.746,87	307,37	1.127,97
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	924,44	924,44	733,85	82,12	301,35
<b>LT 230 kV INOCÊNCIA - ILHA SOLTEIRA 2, C4 (Nova)</b>						<b>118.277,17</b>	<b>93.892,23</b>	<b>10.506,26</b>	<b>38.555,77</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 79,2 km		2027	79,2	1,0	1136,00	89.971,20	71.422,04	7.991,91	29.328,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Inocência	2027	1,0	1,0	8909,91	8.909,91	7.072,97	791,44	2.904,44
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ilha Solteira 2	2027	1,0	1,0	8909,91	8.909,91	7.072,97	791,44	2.904,44
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Inocência	2027	1,0	1,0	4523,73	4.523,73	3.591,08	401,83	1.474,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Inocência	2027	1,0	1,0	3275,97	3.275,97	2.600,57	291,00	1.067,89
MIM - 230 kV	Inocência	2027	1,0	1,0	1790,97	1.790,97	1.421,73	159,09	583,82
MIM - 230 kV	Ilha Solteira 2	2027	1,0	1,0	895,48	895,48	710,86	79,54	291,91

## 15.4 Anexo 4 – Consultas de Viabilidade de Subestações

### 15.4.1 SE Inocência

- Ofícios e formulários de consultas



**ITATIM**  
LINHAS DE TRANSMISSÃO DO ITATIM S.A.

Rio de Janeiro, 19 de agosto de 2021  
ITATIM/BD/077/2021

À  
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE  
Av. Rio Branco, 01 – 11º andar  
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

**Atenção:** José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

**Assunto:** Resposta ao Ofício nº 1115/2021/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão das SEs 230 kV Inocência e Chapadão

Prezados Senhores,

A Linhas de Transmissão do Itatim S.A. ("ITATIM"), concessionária de transmissão de energia, vem em atenção ao ofício em referência, informar sobre a disponibilidade física no setor de 230kV das SEs Inocência e Chapadão em função dos estudos de escoamento de excedente de geração na região de Ribas do Rio Pardo/MS e Nordeste do MS, conforme formulários em anexo.

Destaca-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados de campo, bem como conhecimento do traçado da linha de conexão dos projetos associados, para a verificação da plena e efetiva viabilidade técnica.

No caso da SE Inocência, embora tenha ocorrido um pedido de acesso informado por meio do Relatório ONS DAT-2020-IA-0185-R0 referentes às conexões UFV Paranaíba 1 a 11, esta conexão não foi considerada no formulário em questão por não termos conhecimento até o momento da emissão do respectivo Parecer de Acesso.

Sendo o que nos cabia informar, permanecemos à disposição.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad  
Diretor Presidente

Este documento foi assinado digitalmente por Ramon Sade Haddad.  
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://verifsign.portaldesassinaturas.com.br/443> e utilize o código 587C-1B2B-32CE-9885.



**RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)**

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

1. Módulos de Manobra

- EL      Quantidade: 01      Tensão (kV): 230      Arranjo: BD4
- CT      Quantidade:              Tensão (kV):              Arranjo:
- CT      Quantidade:              Tensão (kV):              Arranjo:
- IB      Quantidade:              Tensão (kV):              Arranjo:
- CCP    Quantidade:              Tensão (kV):              Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores      Quantidade:      Potência (MVA):      Tensão (kV):      Fase:
- Banco de Capacitores      Quantidade:      Potência (Mvar):      Tensão (kV):

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      \_\_\_\_\_

**Observações Gerais:**

Há espaço físico para conexão de Linha 230kV na SE Inocência.  
 A área disponível é de propriedade da Linhas de Transmissão ITATIM, contudo em área fora da área energizada.  
 Atenção ao documento "INFORMAÇÃO DE ACESSO DAS UFVs PARANAÍBA 1 A 11 À REDE BÁSICA NA SE INOCÊNCIA 230 kV" (Relatório ONS nº DTA-2020-IA-0185-R0). Tal conexão não foi considerada na resposta da consulta, pois não temos conhecimento da emissão do respectivo Parecer de Acesso.

- Complementação da consulta de viabilidade de expansão, via e-mail

De: Carolina Moreira Borges <carolina.borges@epe.gov.br>

Enviada em: quinta-feira, 9 de dezembro de 2021 21:21

Para: Fernanda Danan - State Grid Brazil Holding <fernanda.danan@stategrid.com.br>

Cc: Ramon Haddad - State Grid Brazil Holding <ramon.haddad@stategrid.com.br>; Wang Junliang - State Grid Brazil Holding <wang.junliang@stategrid.com.br>; Marcos Freitas - State Grid Brazil Holding <marcos.freitas@stategrid.com.br>; Gustavo Campos - State Grid Brazil Holding <gustavo.campos@stategrid.com.br>; Israel Medeiros - State Grid Brazil Holding <israel.medeiros@stategrid.com.br>; Marcelo Argoud - State Grid Brazil Holding <marcelo.argoud@stategrid.com.br>; Flavio Fukuda - State Grid Brazil Holding <flavio.fukuda@stategrid.com.br>; Daniel José Tavares de Souza <daniel.souza@epe.gov.br>; Rodrigo Ribeiro Ferreira <rodrigo.ferreira@epe.gov.br>

Assunto: RE: Ofício nº 1419/2021/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 440/230 kV Ilha Solteira 2.

Prezada Fernanda,

Com relação à consulta de viabilidade de expansão da SE Inocência, gostaríamos de confirmar se associado à implantação da futura LT 230 kV Inocência - Ilha Solteira 2 C4 haveria espaço para 1 conexão de reator de linha fixo nesta SE terminal (Inocência), uma vez que os 3 circuitos existentes possuem 1 reator de linha fixo de 10 Mvar (trifásico) no lado de Inocência.

Atenciosamente,

Carolina

Ofício nº 1419/2021/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 440/230 kV Ilha Solteira 2.

6 v



Fernanda Danan - State Grid Brazil Holding <fernanda.danan@stategrid.com.br>

Ter, 21/12/2021 12:04

Para: Carolina Moreira Borges

Cc: Ramon Haddad - State Grid Brazil Holding <ramon.haddad@stategrid.com.br> +11 pessoas

Prezada Carolina,

Considerando que existe área para a implantação do bay da futura LT Inocência – Ilha Solteira 2 na SE Inocência e que os reatores de linha ficariam posicionados sob as referidas linhas, entendemos que haveria disponibilidade de espaço para tal reator.



Atenciosamente,

**Fernanda Danan**

Business Development Department

Av. Presidente Vargas, 955, 15ª andar, SGCC Rio Tower

Centro- Rio de Janeiro- RJ- Cep. 20.071-004

Phone: +55 21 3513-4768 / +55 21 98129-4305

[www.stategrid.com.br](http://www.stategrid.com.br)



**15.4.2 SE Ilha Solteira 2**

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 25/08/2021
Revisão:
Página: 1 - 3

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Escoamento do excedente de geração na região de Ribas do Rio Pardo/MS e Nordeste do MS

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** SE Ilha Solteira 2 440/230 kV    **Proprietária:** ITATIM

**1. Módulos de Manobra**

- |                                     |     |                      |                         |                     |
|-------------------------------------|-----|----------------------|-------------------------|---------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL  | Quantidade: <b>1</b> | Tensão (kV): <b>230</b> | Arranjo: <b>BD4</b> |
| <input type="checkbox"/>            | EL  | Quantidade:          | Tensão (kV):            | Arranjo:            |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:          | Tensão (kV):            | Arranjo:            |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:          | Tensão (kV):            | Arranjo:            |
| <input type="checkbox"/>            | IB  | Quantidade:          | Tensão (kV):            | Arranjo:            |
| <input type="checkbox"/>            | CCP | Quantidade:          | Tensão (kV):            | Arranjo:            |

**2. Módulos de Equipamentos**

- |                                     |                      |                      |                            |                             |                |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: <b>3</b> | Potência (MVA): <b>150</b> | Tensão (kV): <b>440/230</b> | Fase: <b>M</b> |
| <input type="checkbox"/>            | Banco de Capacitores | Quantidade:          | Potência (Mvar):           | Tensão (kV):                |                |

**3. Observações:**

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<h3>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h3>
---	--

Data: 25/08/2021
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**

- |                                     |     |               |                  |              |
|-------------------------------------|-----|---------------|------------------|--------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL  | Quantidade: 1 | Tensão (kV): 230 | Arranjo: BD4 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT  | Quantidade: 1 | Tensão (kV): 230 | Arranjo: BD4 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT  | Quantidade: 1 | Tensão (kV): 440 | Arranjo: DJM |
| <input checked="" type="checkbox"/> | IB  | Quantidade: 1 | Tensão (kV): 440 | Arranjo: DJM |
| <input type="checkbox"/>            | CCP | Quantidade:   | Tensão (kV):     | Arranjo:     |

**2. Módulos de Equipamentos**

- |                                     |                      |               |                         |                           |         |
|-------------------------------------|----------------------|---------------|-------------------------|---------------------------|---------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: 3 | Potência (MVA): 150 MVA | Tensão (kV): 440/230/13,8 | Fase: M |
| <input type="checkbox"/>            | Banco de Capacitores | Quantidade:   | Potência (Mvar):        | Tensão (kV):              |         |

**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 \_\_\_\_\_

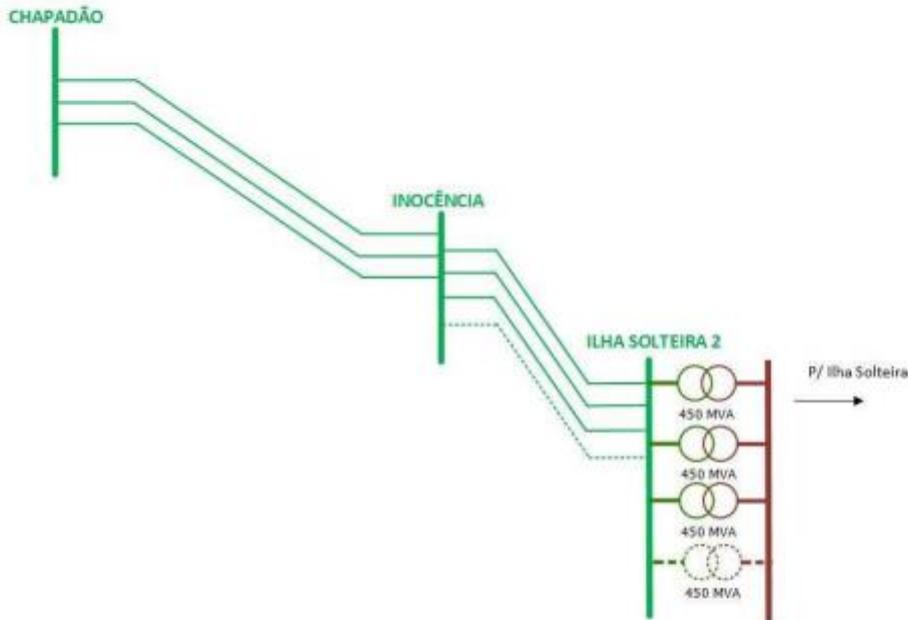
	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
--	--

Data: 25/08/2021
Revisão:
Página: 3 - 3

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações**

Conforme esquemático abaixo, a consulta refere-se à possibilidade de implantação de 4º circuito em 230 kV entre as SEs Inocência e Ilha Solteira e 4º ATF 440/230 kV na SE Ilha Solteira 2.



25/08/2021

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800  
 Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800  
 Dados: 2021.08.26 23:20:12 -03'00'

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

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas  
 Nome:  
 Cargo:

**15.4.3 SE Campo Grande 2**

	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>	Data: 09/07/2021
		Revisão:
		Página: 1 - 3

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Escoamento do excedente de geração na região de Ribas do Rio Pardo

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** SE Campo Grande 2 230/138 kV    **Proprietária:** Pantanal Transmissora

**1. Módulos de Manobra**

<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 3	Tensão (kV): 138	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCP	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

**2. Módulos de Equipamentos**

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Banco de Capacitores	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	

**3. Observações:**

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 09/07/2021
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

- |                                     |     |               |                  |              |
|-------------------------------------|-----|---------------|------------------|--------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL  | Quantidade: 3 | Tensão (kV): 138 | Arranjo: BD4 |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:   | Tensão (kV):     | Arranjo:     |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:   | Tensão (kV):     | Arranjo:     |
| <input type="checkbox"/>            | IB  | Quantidade:   | Tensão (kV):     | Arranjo:     |
| <input type="checkbox"/>            | CCP | Quantidade:   | Tensão (kV):     | Arranjo:     |

2. Módulos de Equipamentos

- |                          |                      |             |                  |              |       |
|--------------------------|----------------------|-------------|------------------|--------------|-------|
| <input type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: | Potência (MVA):  | Tensão (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Banco de Capacitores | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): |       |

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 \_\_\_\_\_

CASO haja solução estrutural indicando 2 (DUAS) EL em 230 kV SERÁ NECESSÁRIA AQUISIÇÃO DE APROXIMADAMENTE 6000m<sup>2</sup> de terreno, sendo indicado a expansão da direita para a esquerda e visando EVITAR CRUZAMENTOS PRÓXIMOS À SE CAMPO GRANDE 2 (CGT).

CASO A solução estrutural indicada SEJA EL em 138 kV, APESAR DE HAVER ESPAÇO físico, SERÁ NECESSÁRIAS ADEQUAÇÕES NO MÓDULO GERAL 138 kV em relação ao sistema de drenagem, MALHA DE ATERRAMENTO. RECOMENDAMOS A EXPANSÃO SEM CRUZAMENTOS PRÓXIMOS À SE.



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

Data: 09/07/2021

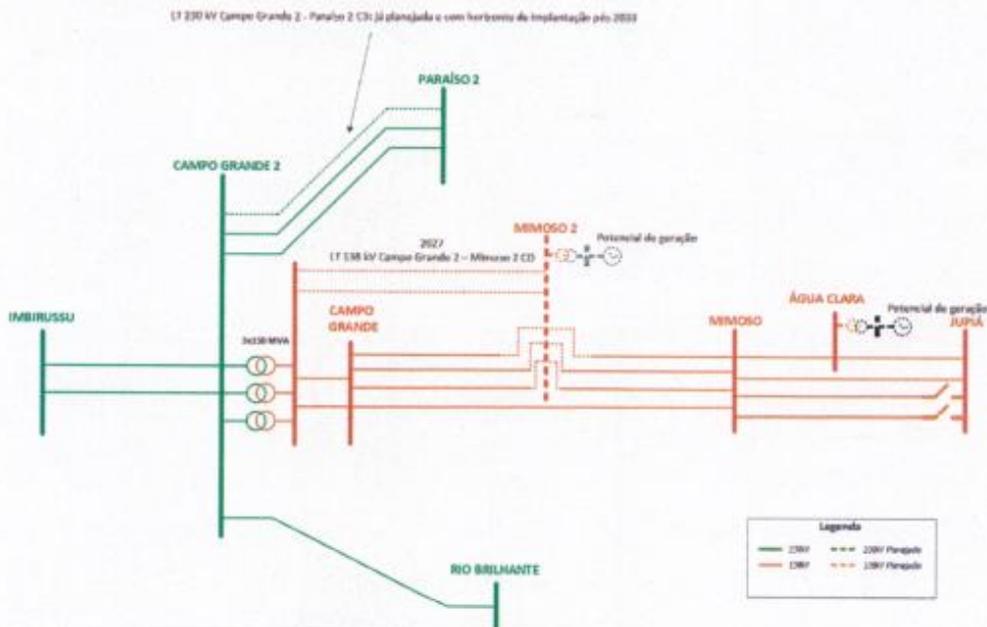
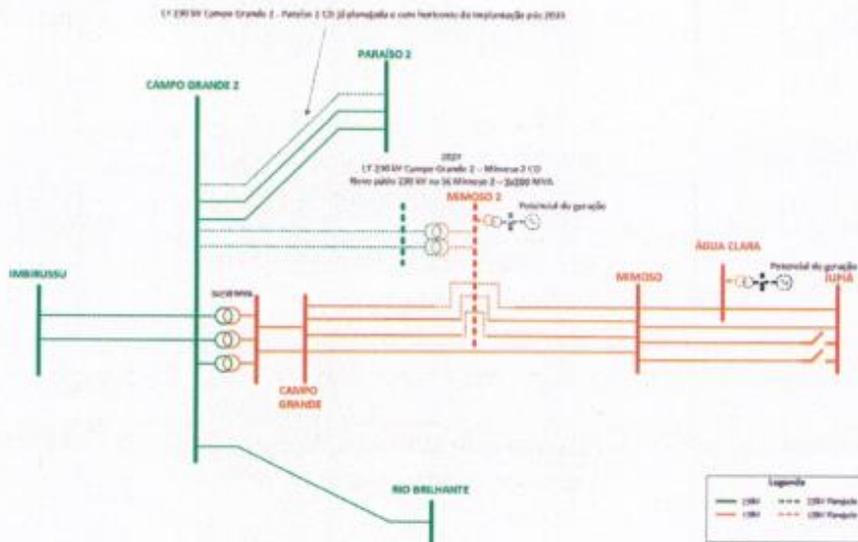
Revisão:

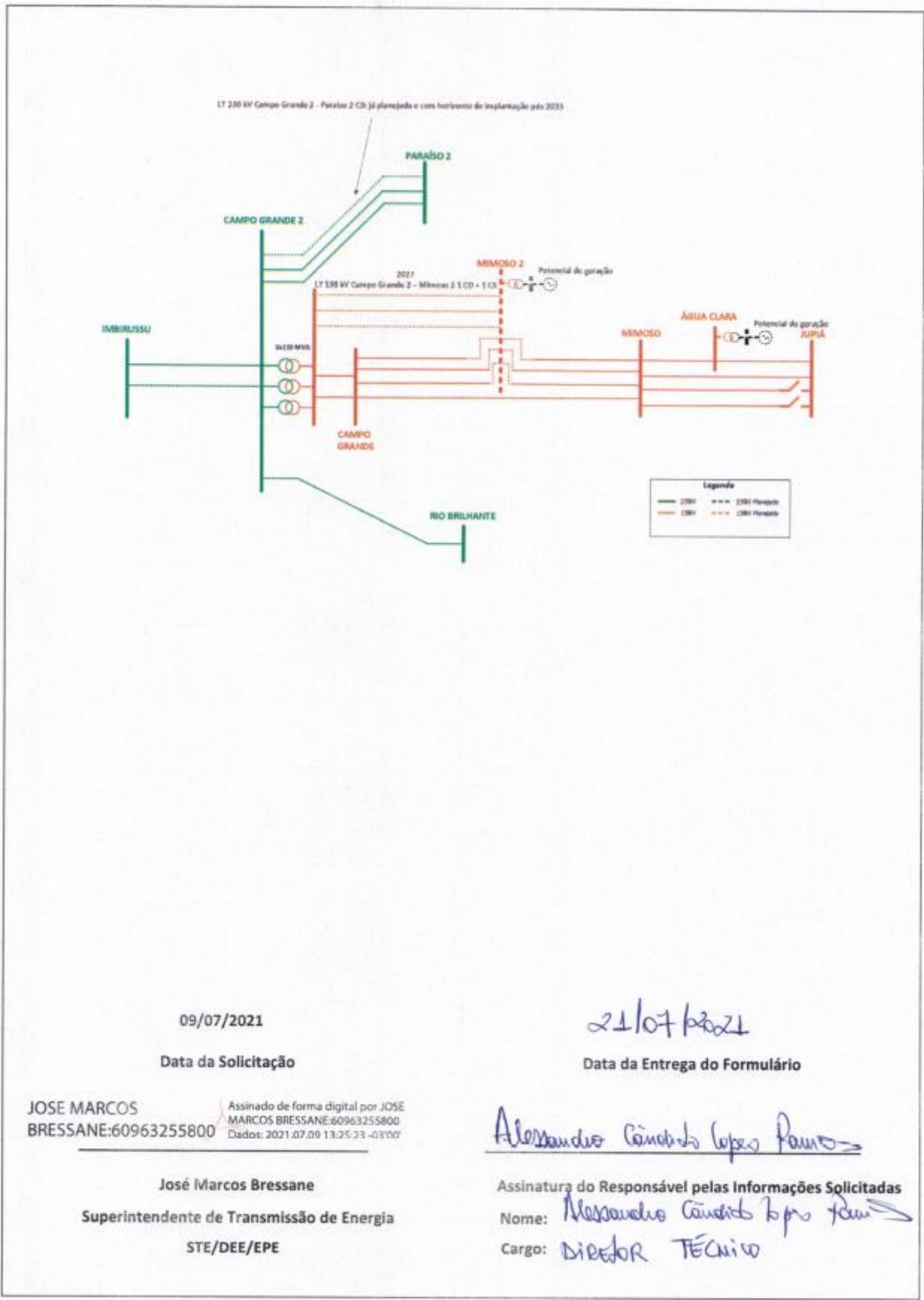
Página: 3 - 3

### INFORMAÇÕES ADICIONAIS

#### 5. Observações

O estudo em pauta encontra-se em fase de comparação de alternativas. Logo, solicitamos a verificação da viabilidade de novas ELs tanto no setor de 230 kV quanto no setor de 138 kV.





## 15.5 Anexo 5 – Ata de Reunião EPE/Energisa MS, ocorrida no dia 18/11/2021

	<b>ATA DE REUNIÃO</b>	Data: <b>18/11/2021</b>
	<b>Tema: Estudo de escoamento de geração na região de Ribas do Rio Pardo/MS</b>	
	<b>Local:</b> MS Teams	
	<b>Horário:</b> 10:30 – 12:00	

### Pauta

A reunião teve por objetivo:

- i) Apresentação por parte da EPE do *status* atual do estudo, considerando a reunião ocorrida recentemente com MME e Aneel e as sensibilidades adicionais realizadas em função de informações posteriores apresentadas pela Energisa MS;
- ii) Discussão com a Energisa MS a respeito do encaminhamento do estudo, com vistas à sua finalização.

### Registros

- 1) A EPE iniciou a reunião recapitulando as alternativas analisadas no estudo, apresentando ao final a comparação econômica, que indicou a alternativa 2 como a de menor custo global com cerca de 6% de diferença para a alternativa 2a e 40% para a alternativa 1.
- 2) Em seguida, a EPE destacou o primeiro conjunto de sensibilidades realizadas nos casos de referência, as quais foram enviadas à época para a Energisa, a saber: UTE Suzano operando como carga, ausência da SE 230/138 kV Paraíso 2 e carga adicional em Ribas do Rio Pardo. A Energisa demonstrou preocupação se haveria impacto na solução dada no estudo devido a caducidade da SE Paraíso 2 e a EPE pontuou que a escolha da alternativa vencedora não é influenciada pelo atraso na implantação de Paraíso 2.
- 3) Por outro lado, com este atraso da futura SE Paraíso 2 e na hipótese da operação da UTE Suzano como carga, a EPE observou violações de tensão na região de interesse e propôs algumas soluções no sentido de aumentar o suporte de reativo do sistema. A Energisa alertou para a necessidade de interação com o ONS para alinhar esse entendimento, a fim de que as responsabilidades do agente de geração fiquem bem documentadas. Além disso, a distribuidora informou que o parecer de acesso da térmica está para ser emitido. Ainda com relação à operação da UTE Suzano como carga, a EPE identificou necessidade de fechamento dos circuitos em 138 kV que operam abertos no trecho Mimoso – Jupiá, a fim de melhorar o perfil de tensão na região. A Energisa ressaltou novamente que esta mudança no *status* operativo dos circuitos aumenta as perdas técnicas em sua área de concessão. Por sua vez, a EPE ressaltou que como premissa as perdas globais do SIN é que são calculadas e valoradas para efeitos de comparação de alternativas.

- 4) Na sequência, a EPE projetou a última manifestação formal da Energisa sobre os resultados do estudo, ocorrida por e-mail em 01/10. Dentre os pontos levantados pela distribuidora, destacam-se:
- Custos das LTs 138 kV utilizados no estudo: embora a Energisa tenha alegado que os custos do banco de preços da Aneel estão baixos frente aos valores praticados no mercado, a EPE enfatizou que se trata de referência para comparação de alternativas e não de base orçamentária. Caso fosse aplicado um fator de sobrecusto para estes equipamentos, o custo das linhas e módulos de manobra da classe de 230 kV também deveriam ser alterados, a partir de uma relação previamente fixada. Para demonstrar que uma eventual mudança não alteraria o mérito das alternativas, a EPE fez uma sensibilidade na planilha de custos igualando os custos das LTs 138 e 230 kV, bem como das ELs 138 e 230 kV. Neste cenário, a diferença entre as alternativas 1 e 2 caiu de 40 para 20%, demonstrando que a alteração de custos proposta não inverteria o mérito das alternativas, além de evidenciar que o pátio de 230 kV e os transformadores 230/138 kV são parcelas relevantes no custo da alternativa 1.
  - Prospecção de geração solar nas regiões leste e noroeste do Estado: essa prospecção será considerada no relatório, bem como será indicada uma solução referencial para esta expansão. No entanto, esta solução não afeta a recomendação para a região de Mimoso.
  - Novos potenciais de geração e carga: PCH Ribas, UHE Inocência e carga de Aurora, os quais foram analisados numa 2ª sensibilidade feita pela EPE.
- 5) Posteriormente, a EPE comentou sobre a reunião ocorrida em 10/11 com MME e Aneel sobre o estudo em pauta. Na ocasião, MME e Aneel esclareceram algumas dúvidas e fizeram comentários no sentido de que se mantenha a indicação da alternativa de mínimo custo global. Esta determinação encontra-se embasada pela Seção 3.1 das Regras de Transmissão. Além da questão econômica das obras da distribuição, a Energisa demonstrou preocupação quanto à longevidade da recomendação do estudo. A EPE enfatizou que também considerou esse aspecto nas análises, vide a premissa de conexão do potencial de geração em 2027 e ao fato de que, por exemplo, a alternativa 2a possui mais margem para conexão de potenciais do que a própria alternativa 1, de Rede Básica.
- 6) Então, a EPE apresentou os resultados da última sensibilidade realizada, a qual considerou os potenciais adicionais de Ribas e Inocência, bem como a carga de Ribas e de Aurora. Em função dos aspectos colocados na apresentação e considerando o horizonte do estudo, a EPE constatou que não houve mudanças no plano de obras das alternativas. Naturalmente, em função da inserção de novos potenciais de geração e novas cargas, houve mudança nas perdas elétricas das alternativas, o que resultou em mudança dos percentuais comparativos entre elas. Entretanto, esse novo resultado alterou-se de forma coerente com o resultado anterior, de forma que o mérito das alternativas se manteve.
- 7) Ao final da reunião, a Energisa citou uma interação informal com a EPE quanto à conexão da UHE Inocência. Para a sensibilidade simulada, tomou-se como referência a conexão desta planta num futuro setor de 138 kV da SE Inocência, no sentido de também oportunizar um novo ponto de

atendimento ao mercado da distribuidora. Além disso, foi também sinalizado pela Energisa à EPE que a SE 138 kV Água Clara já estava próxima ao esgotamento, com muitos acessos. Neste momento, a Energisa sugeriu que fosse analisado um eventual escoamento da UHE Inocência via SE 138 kV Água Clara, tentando antecipar uma eventual restrição que pudesse não estar sendo capturada no estudo em andamento.

### **Próximos passos/plano de ação**

- A EPE enviará a minuta da ata da reunião aos participantes para comentários.
- A fim de antecipar quaisquer restrições que possam surgir com a entrada dos potenciais, a EPE fará a sensibilidade solicitada pela Energisa de considerar a conexão da UHE Inocência na SE 138 kV Água Clara.
- Em paralelo, a EPE prosseguirá na elaboração do relatório R1 para que seja emitido o mais breve possível.

**Participantes**

<b>Nome completo</b>	<b>Instituição</b>	<b>E-mail</b>	<b>Telefone</b>
Antonio Mauricio de Matos Gonçalves	Energisa MS	<a href="mailto:antonio.matos@energisa.com.br">antonio.matos@energisa.com.br</a>	67 9821-0329
Raul José Souza Filho	Energisa MS	<a href="mailto:raul.souza@energisa.com.br">raul.souza@energisa.com.br</a>	
Claudio Gonçalves Vargas da Fonseca	Energisa MS	<a href="mailto:claudio.fonseca@energisa.com.br">claudio.fonseca@energisa.com.br</a>	
Thiago Teibel Okuyama	Energisa MS	<a href="mailto:thiago.okuyama@energisa.com.br">thiago.okuyama@energisa.com.br</a>	67 99849-9740
Daniel José Tavares de Souza	EPE	<a href="mailto:daniel.souza@epe.gov.br">daniel.souza@epe.gov.br</a>	21 98166-7842
Carolina Moreira Borges	EPE	<a href="mailto:carolina.borges@epe.gov.br">carolina.borges@epe.gov.br</a>	21 99652-3402
Rodrigo Ribeiro Ferreira	EPE	<a href="mailto:rodrigo.ferreira@epe.gov.br">rodrigo.ferreira@epe.gov.br</a>	21 97673-2646