



Empresa de Pesquisa Energética

# ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de  
João Pessoa

NOVEMBRO DE 2023

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA





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



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo do MME**

Efrain Pereira da Cruz

**Secretário de Transição Energética e Planejamento**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Secretário de Energia Elétrica**

Gentil Nogueira de Sá Junior

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

Pietro Adamo Sampaio Mendes

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

Vitor Eduardo de Almeida Saback

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

*Estudo de Atendimento à Região  
Metropolitana de João Pessoa*



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 Guilherme Ferreira Prado

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

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Thiago Guilherme Ferreira Prado (interino)

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Angela 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 Guilherme Ferreira Prado (interino)

**Coordenação Executiva**

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

**Equipe Técnica**

Daniel José Tavares de Souza  
Dourival de Souza Carvalho Junior  
Fabiano Schmidt  
Igor Chaves  
Luiz Felipe Froede Lorentz  
Marcelo Willian Henriques Szrajbman  
Maria de Fátima de Carvalho Gama  
Rafael de Carvalho Caetano  
Rafael Theodoro Alves e Mello  
Vinicius Ferreira Martins

**EPE-DEE-RE-045/2023-rev0**

Data: 14/11/2023

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



*Contrato*

*Data de assinatura*

*Projeto*

**ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

*Área de estudo*

**Estudos do Sistema de Transmissão**

*Sub-área de estudo*

**GET Nordeste**

*Produto (Nota Técnica ou Relatório)*

EPE-DEE-RE-045/2023-rev0

**Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa**

*Revisões*

*Data*

*Descrição sucinta*

rev0

14/11/2023

Emissão Original

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

## **APRESENTAÇÃO**

Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo de expansão do sistema de transmissão para o suprimento das cargas da Região Metropolitana de João Pessoa, no estado da Paraíba.

# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO.....</b>	<b>7</b>
<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>8</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>10</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS.....</b>	<b>11</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
<b>2 CONCLUSÕES.....</b>	<b>15</b>
<b>3 RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>17</b>
<b>4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS.....</b>	<b>20</b>
4.1 Critérios Básicos.....	20
4.2 Base de Dados.....	20
4.3 Limites Operativos.....	20
4.4 Parâmetros Econômicos.....	21
4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético.....	21
4.6 Patamares de Carga.....	22
<b>5 DIAGNÓSTICO.....</b>	<b>23</b>
5.1 Autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II.....	26
5.2 Transformadores 230/69 kV da Subestação Mussuré II.....	27
5.3 Linhas de Transmissão 230 kV João Pessoa II - Mussuré II.....	27
5.4 Transformadores 230/69 kV da Subestação Santa Rita II.....	31
5.5 Sistema de distribuição 69 kV derivado da Subestação Santa Rita II.....	32
<b>6 VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES.....</b>	<b>35</b>
6.1 Características Gerais da Subestação Mussuré II.....	36
6.2 Análises Elétricas e Econômicas.....	36
6.3 Viabilidade Física.....	39
<b>7 CURTO-CIRCUITO.....</b>	<b>40</b>
<b>8 ANÁLISE COMPLEMENTAR: IMPACTO DA MMGD NO CARREGAMENTO HORÁRIO DA REDE 41</b>	
<b>9 REFERÊNCIAS.....</b>	<b>45</b>
<b>10 EQUIPE TÉCNICA.....</b>	<b>46</b>
<b>11 ANEXOS.....</b>	<b>47</b>
11.1 Plano de Desenvolvimento da Distribuição 2023 – Energisa Paraíba.....	47
11.2 Consulta de Expansão da SE Mussuré II.....	51
11.3 Plano de Obras.....	65
11.4 Custo de Implantação das Obras Indicativas Referentes à Seção 6.2.....	66
11.5 FICHA PET.....	67



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema de Transmissão Planejado para a Região Metropolitana de João Pessoa (2028) .....	13
Figura 3-1 – Diagrama Esquemático das Obras de Transmissão Recomendadas .....	18
Figura 3-2 – Diagrama Esquemático das Obras de Distribuição Recomendadas .....	19
Figura 5-1 – Diagrama Esquemático do sistema de interesse – Cenário 2M - 2037 – Diagnóstico PD 2032.....	23
Figura 5-2 – Diagrama Georreferenciado do sistema de interesse – Nova Topologia informada pela Distribuidora .....	25
Figura 5-3 – ATF 500/230 kV da SE João Pessoa II – Cenário 2M – Sem Obras.....	26
Figura 5-4 – ATF 500/230 kV da SE João Pessoa II – Cenário 2M – Com obras .....	26
Figura 5-5 – TF 230/69 kV da SE Mussuré II – Cenário 3P .....	27
Figura 5-6 – LT 230 kV João Pessoa II – Mussuré II – Cenário 2M .....	28
Figura 5-7 – Carregamento das Linhas de Transmissão do Sistema de Interesse na contingência da LT 230 kV João Pessoa II – Mussuré II– Cenário 3P – 2037 – Sem Obras.....	29
Figura 5-8 – Carregamento das Linhas de Transmissão do Sistema de Interesse na contingência da LT 230 kV João Pessoa II – Mussuré II – Cenário 3P – 2037 – Topologia considerando as novas obras no sistema de distribuição .....	30
Figura 5-9 – TF 230/69 kV da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Sem Obras .....	31
Figura 5-10 – TF 230/69 kV da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Com obras.....	32
Figura 5-11 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Normal – Sem Obras.....	32
Figura 5-12 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – N-1 – Sem Obras.....	33
Figura 5-13 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Normal – Com obras.....	33
Figura 5-14 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – N-1 – Com obras .....	34
Figura 5-15 – Diagrama Esquemático do sistema de interesse – Cenário 2M - 2037 – Com Obras..	34
Figura 8-1 – Efeito da MMGD na transformação 230/69 KV da SE Santa Rita II em 2036 .....	42
Figura 8-2 – Comportamento da carga x geração MMGD entre os anos de 2028 e 2036 na SE Santa Rita II.....	43
Figura 8-3 – Variação de TAP – Controle de Tensão nas SEs João Pessoa II e Santa Rita II. ....	44

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira .....	17
Tabela 3-2 – Principais obras em linhas de distribuição .....	17
Tabela 3-3 – Obras de banco de capacitores em subestações de distribuição .....	17
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão .....	20
Tabela 6-1 – Vida Útil dos Transformadores da SE Mussuré II .....	35
Tabela 6-2 – Transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II – Alternativas de Modulação.....	37
Tabela 6-3 – Transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II – Comparação de Custos .....	38
Tabela 7-1 – Curto-circuito .....	40
Tabela 11-1 – Alternativa X1 .....	66
Tabela 11-2 – Alternativa X2 .....	66
Tabela 11-3 – Alternativa X3 .....	66

# 1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o atendimento aos consumidores conectados ao sistema de distribuição da Região Metropolitana de João Pessoa (RMJP), no estado da Paraíba, está sob concessão da Energisa-PB. O atendimento elétrico a essa região é realizado a partir da subestação (SE) João Pessoa II 500/230 kV de 2x450 MVA, que interliga com linhas de transmissão em 230 kV as subestações de rede básica de fronteira Mussuré II 230/69 kV de 4x100 MVA, Santa Rita II 230/69 kV de 3x150 MVA e Goianinha 230/69 kV de 4 x 100MVA. A subestação João Pessoa II conta ainda com transformação 230/69 kV de 2x150 MVA.

Além dessas instalações, o sistema de transmissão que atende à Região Metropolitana de João Pessoa é composto pela subestação Norfil 230 kV, que alimenta grandes consumidores industriais, pela subestação Epasa 230 kV, responsável pela conexão das Usinas Termelétricas (UTES) Termoparaíba e Termonordeste, pela linha de transmissão em 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II e pelas linhas de transmissão em 230 kV Goianinha – Norfil e Pau Ferro – Santa Rita II, que garantem os critérios de confiabilidade operativa do sistema de transmissão.

Em relação às obras planejadas, destacam-se as novas linhas de transmissão em 500 kV Ceará Mirim II – João Pessoa II e João Pessoa II – Pau Ferro, recomendadas para o ano de 2028, conforme indicado pela revisão 1 do “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste”, relatório nº EPE-DEE-RE-015/2022, Ref.[1], emitido pela EPE em dezembro de 2022.

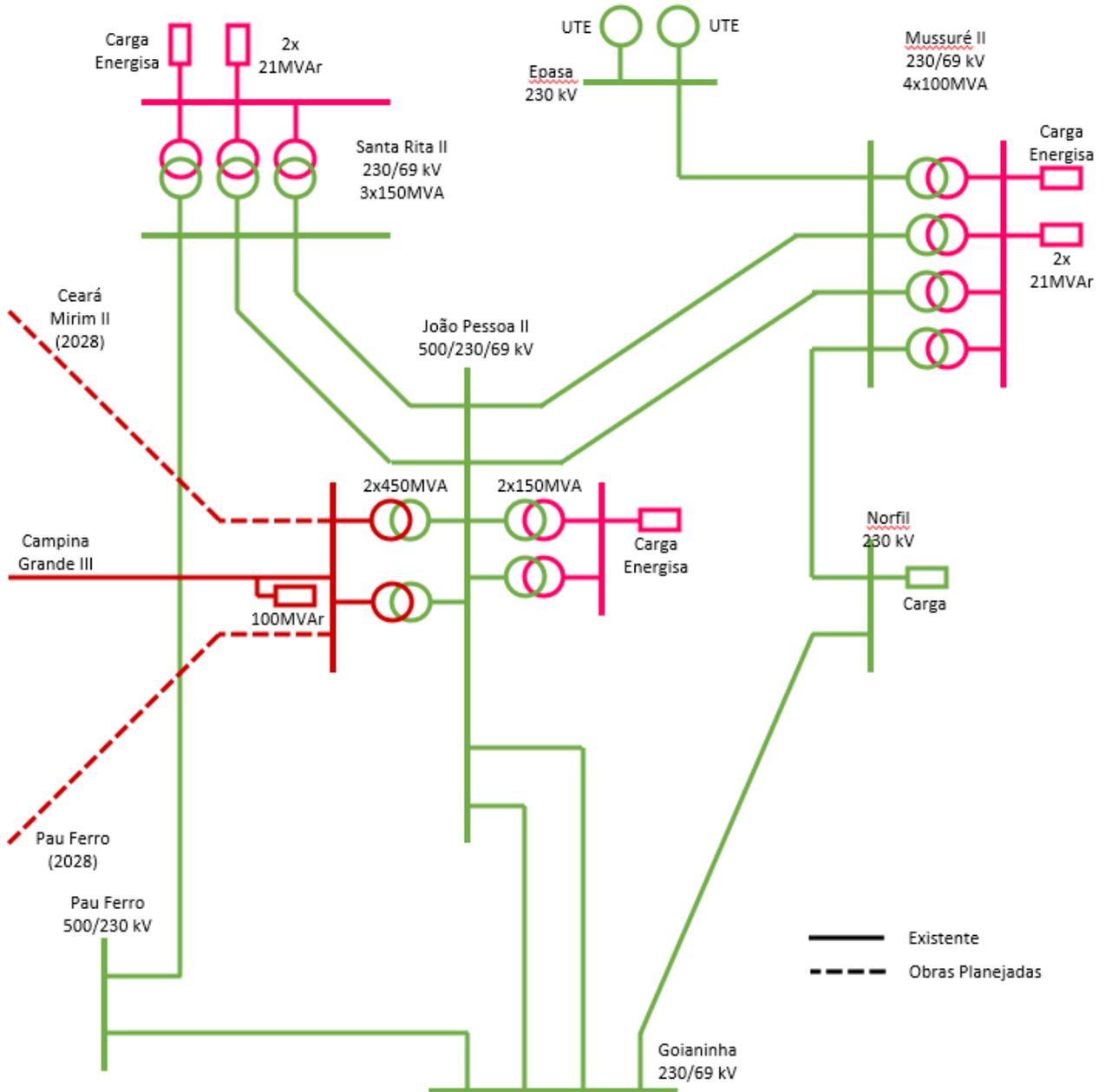
A Figura 1-1 ilustra o sistema de transmissão planejado para a Região Metropolitana de João Pessoa para o ano de 2028, conforme descrito acima.

Em maio de 2023, a EPE divulgou relatório nº EPE-DEE-RE-015/2022, intitulado “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032 – Volume 2: GET Nordeste”, Ref.[2]. Mesmo considerando os reforços planejados, as análises do relatório identificaram algumas violações operativas no sistema de transmissão que atende à Região Metropolitana de João Pessoa no horizonte de longo prazo, em razão do crescimento natural da carga e da expansão da geração renovável nos estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba.

Conforme o mesmo relatório, foram identificadas as violações operativas a seguir:

- Sobrecarga nos bancos de autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II, nas condições de operação normal e N-1, nos anos de 2026 e 2027, e novamente em condição de operação N-1, nos anos de 2031 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II, em condição de operação N-1, nos anos de 2026 a 2037;
- Sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2037.

Dessa forma, o presente estudo de expansão da transmissão tem o objetivo de investigar os problemas apontados no diagnóstico regional do sistema de transmissão, apresentar alternativas para solucionar tais violações e definir a melhor alternativa do ponto de vista técnico, econômico e socioambiental.



**Figura 1-1 – Sistema de Transmissão Planejado para a Região Metropolitana de João Pessoa (2028)**

Além disso, as análises devem levar em consideração a vida útil dos atuais transformadores 230/69 kV da subestação Musсурé II, já que algumas das unidades transformadoras operam com idade avançada, o que pode reduzir a confiabilidade do equipamento e trazer risco de dano à instalação. É importante avaliar a oportunidade de substituição escalonada por novos transformadores com capacidade superior,

à medida em que cada unidade chega ao final da vida útil. Para confirmar a viabilidade, é necessário realizar verificações adicionais, incluindo espaço físico, capacidade dos barramentos, possibilidade de desligamento do transformador durante a obra, entre outras análises.

## 2 CONCLUSÕES

O diagnóstico do sistema elétrico que atende à Região Metropolitana de João Pessoa realizado neste estudo e apresentado na Seção 5 obteve resultados diferentes em relação ao diagnóstico regional, Ref.[2]. Isso se deve principalmente à consideração, no ano de 2028, da linha de distribuição 69 kV João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 (CD) e da linha de distribuição 69 kV Paratibe – Mangabeira (C2), nas análises mais aprofundadas realizadas neste estudo, o que possibilita o remanejamento de cargas do setor de 69 kV da subestação Mussuré II para a subestação João Pessoa II.

É importante salientar que as obras da linha de distribuição 69 kV João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 (CD) e da linha de distribuição 69 kV Paratibe – Mangabeira (C2) foram avaliadas e incluídas no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) da distribuidora da Energisa-PB (Anexo 11.1) e consistem na solução estrutural recomendada pela EPE para os problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2 e nos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II que haviam sido identificados no diagnóstico regional. Sendo assim, sua entrada em operação no ano de 2028 é de importância essencial. A Energisa-PB prevê a conclusão das citadas linhas de distribuição 69 kV para o quarto trimestre de 2028. Dessa forma, até a entrada em operação das obras supracitadas, em havendo necessidade, poderão ser transferidos temporariamente, de maneira remota, pelo sistema de distribuição 69 kV, cerca de 29 MVA da SE Mussuré II 230/69 kV para a SE Santa Rita II 230/69 kV, buscando evitar problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2 e nos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II.

Vale também destacar que as avaliações foram realizadas considerando as subestações das fronteiras operando com a topologia indicada na Figura 3-2, ou seja, sem o fechamento em anel pela rede de distribuição. Essa topologia é a adotada como padrão, conforme informação recebida da distribuidora.

Foram realizadas análises de sensibilidade com o sistema operando fechado pela rede de distribuição 69 kV, porém essa topologia foi menos efetiva na eliminação das sobrecargas na transformação de 230/69 kV da SE Mussuré II e no carregamento da LT Mussuré II – João Pessoa II (C1/C2), trazendo um aproveitamento mais otimizado das transformações de fronteira que atendem a região metropolitana.

Em relação às sobrecargas nos bancos de autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II, as análises realizadas no âmbito deste estudo verificaram sua ocorrência mesmo após o remanejamento das cargas. A solução recomendada pela EPE para esta questão é o 3º banco 500/230 kV no ano de 2030, sendo facultada a sua antecipação em caso de necessidade observada pelo ONS, diante da dinâmica de acessos de geradores na região. Além disso, foi verificada a necessidade de implantação do 4º transformador 230/69 kV da subestação Santa Rita II no ano de 2036, para resolver sobrecargas verificadas após a atualização do mercado. Cabe destacar que, devido ao baixo custo e complexidade das obras de expansão da transformação das subestações João Pessoa II e Santa Rita II, não foi necessário realizar comparação técnica e econômica de alternativas.

Sobre as análises relacionadas ao fim da vida útil dos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II, a Seção 6 verificou que há vantagens na substituição escalonada por novas unidades com potência de 150 MVA, à medida em que cada unidade chega ao final da vida útil. Essa proposta foi encaminhada à Chesf, proprietária da subestação, que confirmou sua viabilidade técnica em resposta ao formulário de consulta de expansão da subestação (Anexo 11.2).

Por fim, este relatório traz, na Seção 8 uma análise horária do impacto da Mini e Micro Geração Distribuída - MMGD nas transformações de fronteira que atendem a RMJP, mostrando a evolução dos perfis horários de carregamento das transformações ao longo dos dias de semana. Foi mostrado, também, o impacto da variabilidade de carga e da MMGD na operação dos *On Load Tap Changers* – OLTC dos transformadores de fronteira da região.

Conforme mostrado no Anexo 11.3 e no Anexo 11.4, as obras recomendadas perfazem investimentos da ordem de R\$ 203 milhões referentes à Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, sendo 60 milhões previstos para o ano de 2030, R\$ 30 milhões para o ano de 2036 e R\$ 113 milhões referentes à substituição de equipamentos em final de vida útil, recomendados neste estudo de forma indicativa à medida em que os equipamentos atinjam o fim de sua vida útil física. Por fim, os investimentos na rede de distribuição da Energisa-PB perfazem R\$ 43 milhões previstos para o ano de 2028.

### 3 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se a implantação das obras de acordo com o cronograma de obras apresentado na Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-3. A Figura 3-1 e a Figura 3-2 apresentam o diagrama esquemático da solução recomendada.

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2030 <sup>(1)</sup>	João Pessoa II	500 kV	1 Banco de Autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA - 3 x 150 MVA	3º
2036	Santa Rita II	230 kV	1 Transformador Trifásico 230/69 kV de 150 MVA	4º
( <sup>2</sup> )	Mussurú II	230 kV	Substituição dos 4 Transformadores Trifásicos 230/69 kV de 100 MVA por 150 MVA	1º ao 4º

**Tabela 3-2 – Principais obras em linhas de distribuição**

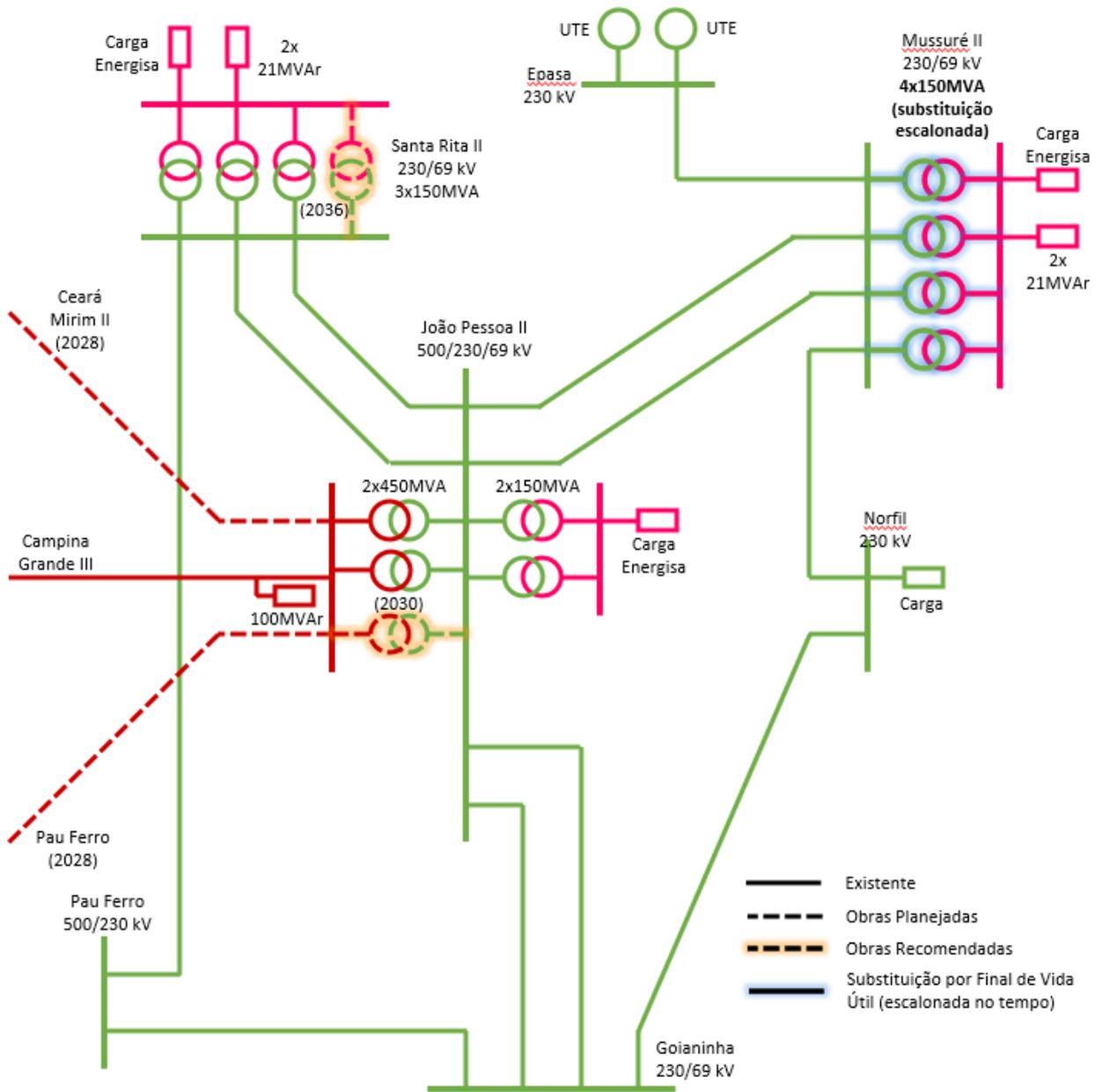
Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2028	69 kV	João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 (CD)	1x1000 MCM ACAR	14 km
2028	69 kV	Paratibe – Mangabeira C2	1x1000 MCM ACAR	13 km

**Tabela 3-3 – Obras de banco de capacitores em subestações de distribuição**

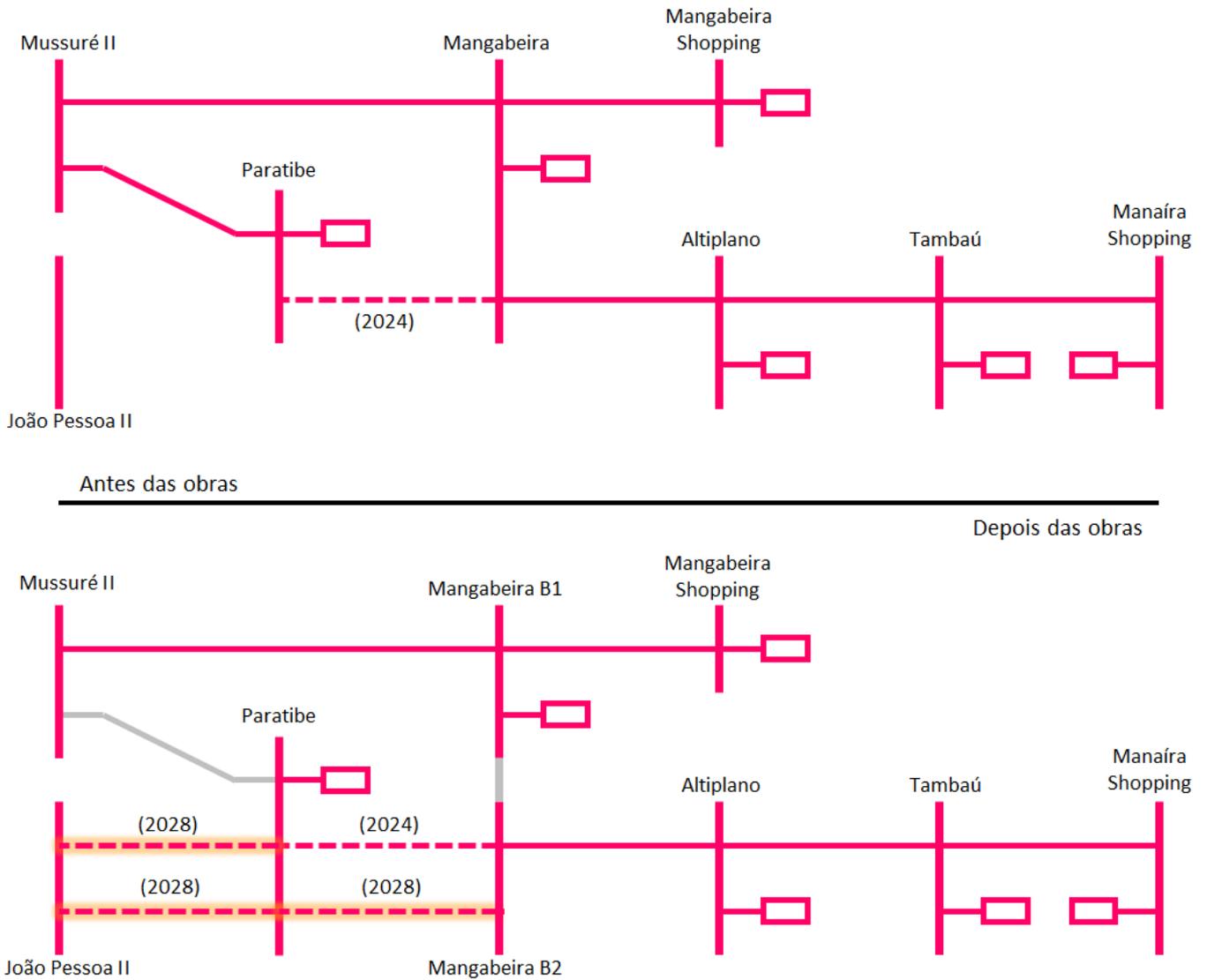
Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2032	Jacaraú	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 0,9 Mvar	-
2033	Cabedelo A	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 3,6 Mvar	-
2033	Rio Tinto A	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 1,8 Mvar	-
2034	Mataraca	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 1,8 Mvar	-
2035	Cabedelo B	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 1,8 Mvar	-
2035	Rio Tinto B	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 1,8 Mvar	-
2036	Bessa A	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 3,6 Mvar	-
2037	Sapé	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 3,6 Mvar	-
2037	Bayeus	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 1,8 Mvar	-
2037	Santa Rita A	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 3,6 Mvar	-
2037	Ilha do Bispo	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 3,6 Mvar	-
2037	Lucena	13,8 kV	1 Banco de capacitores 13,8 kV de 1,8 Mvar	-

<sup>1</sup> Em face da dinâmica de acessos de projetos de geração região de influência da SE João Pessoa II, a data de necessidade poderá ser antecipada.

<sup>2</sup> A substituição dos Transformadores Trifásicos 230/69 kV de 100 MVA por 150 MVA devem ocorrer de forma escalonada, à medida em que cada unidade chegar ao final de sua vida útil física, devidamente justificada pela transmissora via sistema SGPMR, do ONS.



**Figura 3-1 – Diagrama Esquemático das Obras de Transmissão Recomendadas**



**Figura 3-2 – Diagrama Esquemático das Obras de Distribuição Recomendadas**

Recomenda-se, ainda, que a execução das obras determinativas de distribuição constantes na Tabela 3-2 e Figura 3-2 sejam acompanhadas e fiscalizadas, visto que são de importância fundamental para solucionar os problemas de atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa e trazer um maior equilíbrio na distribuição das cargas atendidas pela três subestações de fronteira da região.

## 4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

### 4.1 Critérios Básicos

Devem ser seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref.[3]

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo devem estar de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”, Ref.[4], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

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

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

### 4.2 Base de Dados

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2032, com as atualizações de mercado enviadas pela distribuidora Energisa-PB.

### 4.3 Limites Operativos

#### 4.3.1 Tensão Nominal

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

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

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

### 4.3.2 Carregamento

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

## 4.4 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre alternativas, deve ser utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Março/2023” Ref.[5] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2037. Os investimentos previstos ao longo do tempo devem ser referidos ao ano 2028 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas, devem ser simulados os patamares de carga pesada, média e leve. O custo das perdas calculado com base no custo marginal de expansão da geração é de 205,11 R\$/MWh.

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

## 4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região:

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de

geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.

- Cenário 3 – Norte Úmidos e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e 50% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

#### **4.6 Patamares de Carga**

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, devem ser simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários.

## 5 DIAGNÓSTICO

Em maio de 2023, a EPE divulgou relatório nº EPE-DEE-RE-015/2022, intitulado “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032 – Volume 2: GET Nordeste”, Ref.[2]. As análises do relatório identificaram uma série de violações operativas no sistema de transmissão que atende à Região Metropolitana de João Pessoa, em razão do crescimento natural da carga e da expansão da geração renovável nos estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba.

O mesmo relatório apontou as seguintes violações operativas, ilustradas na Figura 5.1:

- Sobrecarga nos bancos de autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II, nas condições de operação normal e N-1, nos anos de 2026 e 2027, e novamente em condição de operação N-1, nos anos de 2031 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II, em condição de operação N-1, nos anos de 2026 a 2037;
- Sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2037.

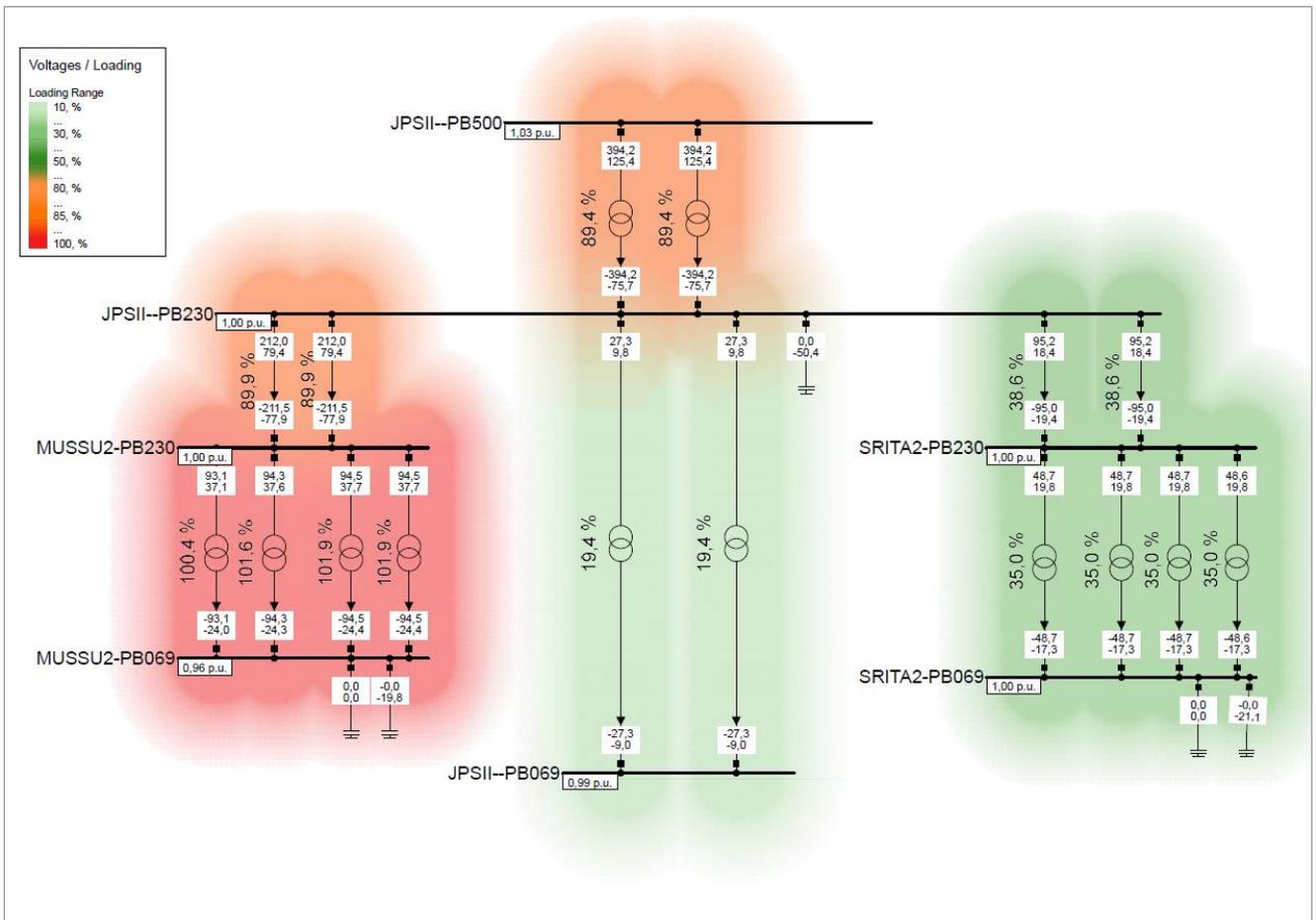


Figura 5-1 – Diagrama Esquemático do sistema de interesse – Cenário 2M - 2037 – Diagnóstico PD 2032

Para investigar as questões acima, este estudo utilizou o mercado atualizado da distribuidora Energisa-PB, obtendo resultados diferentes em relação ao diagnóstico regional. Isso se deve principalmente à implantação das linhas de distribuição 69 kV João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 (CD) e Paratibe – Mangabeira C2, previstas para o ano de 2028 no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) da distribuidora da Energisa-PB (Anexo 11.1). Essas obras permitem o remanejamento de cargas do setor de 69 kV da subestação Mussuré II para a subestação João Pessoa II, eliminando as sobrecargas nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2 e nos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II. O Diagrama Georreferenciado do sistema é mostrado na Figura 5.2.

Adicionalmente, por meio deste diagnóstico, foi possível definir as obras necessárias para perfeita operação do sistema elétrico que atende à Região Metropolitana de João Pessoa até o ano horizonte, sem necessidade da análise técnica e econômica das alternativas. As obras recomendadas estão apresentadas a seguir:

- Implantação do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA da subestação João Pessoa II, com entrada em operação no ano de 2030;
- Implantação do 4º transformador 230/69 kV de 150 MVA da subestação Santa Rita II, com entrada em operação no ano de 2036;
- Implantação das Linhas de Distribuição 69 kV João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 (CD) e Paratibe – Mangabeira C2, com entrada em operação no ano de 2028;
- Implantação de bancos de capacitores com potência total de 29,7 Mvar no sistema de distribuição em 69 kV da Energisa-PB derivado da subestação Santa Rita II, de forma escalonada a partir do ano de 2032.

O plano de obras detalhado está apresentado no Anexo 11.3. As próximas seções apresentam os principais resultados do diagnóstico do sistema de transmissão realizado neste estudo.

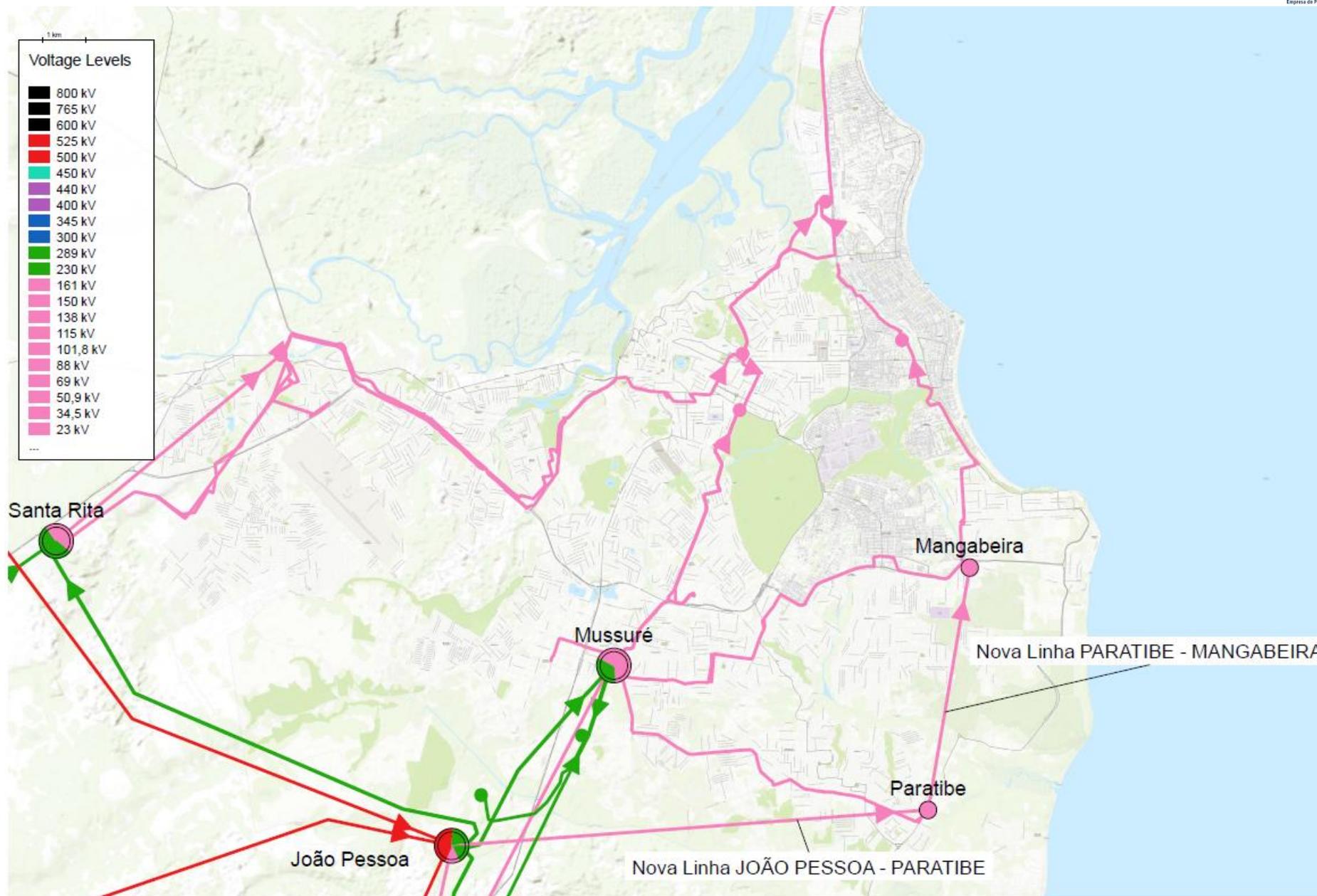


Figura 5-2 – Diagrama Georreferenciado do sistema de interesse – Nova Topologia informada pela Distribuidora

### 5.1 Autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II

Em relação aos bancos de autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II, após atualização das cargas, foram verificadas sobrecargas em condição de operação N-1, no ano de 2030, Figura 5-3. Essa questão tem solução com a implantação do 3º banco sem necessidade de avaliar alternativas, conforme mostra a Figura 5-4.

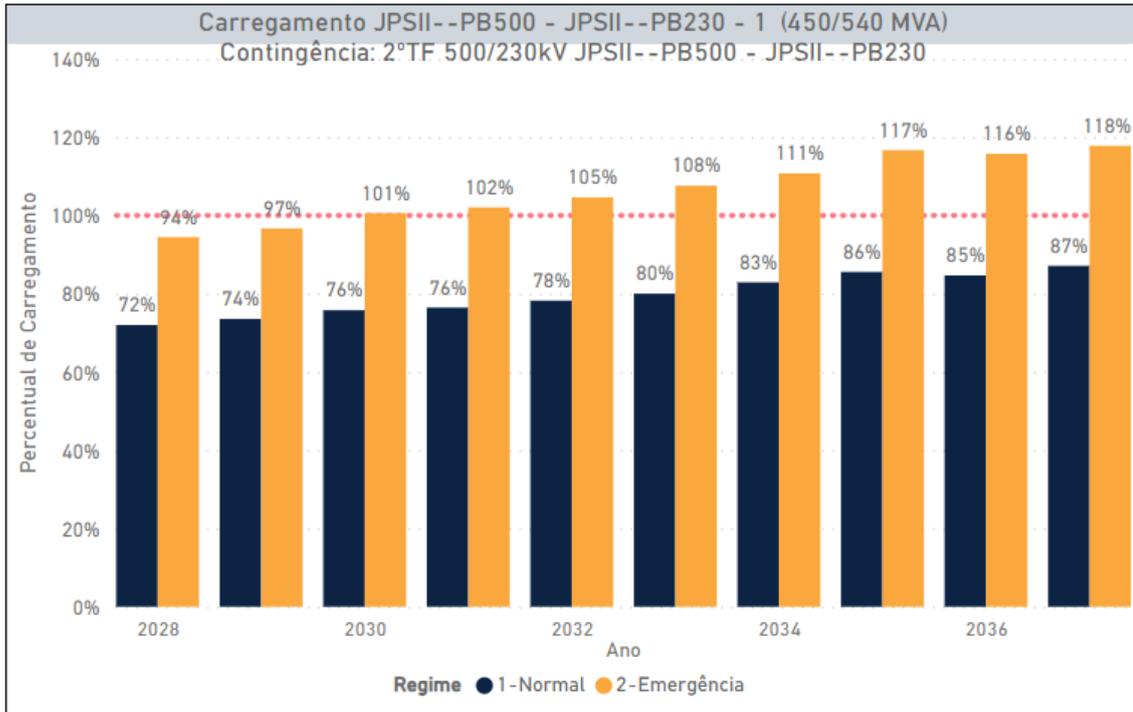


Figura 5-3 – ATF 500/230 kV da SE João Pessoa II – Cenário 2M – Sem Obras

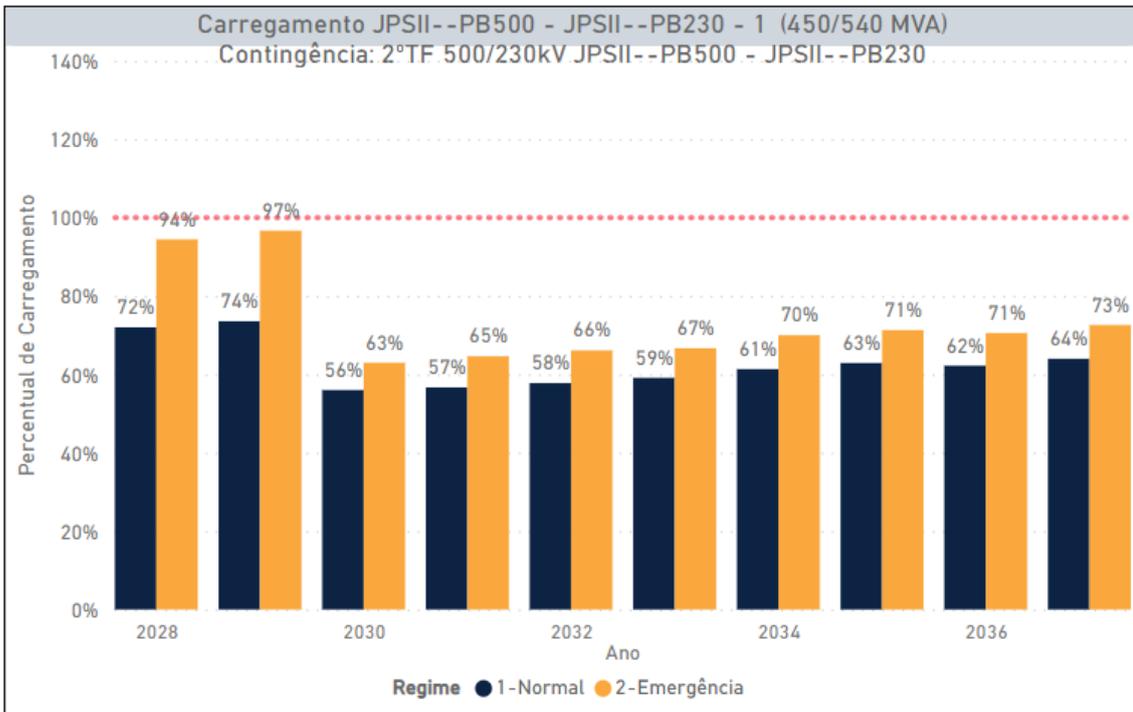


Figura 5-4 – ATF 500/230 kV da SE João Pessoa II – Cenário 2M – Com obras

É relevante mencionar que o carregamento da transformação se encontra em níveis elevados já em 2028, e por essa razão essa transformação tem sido apontada como fator restritivo para acesso de projetos de geração na própria Paraíba e em algumas regiões do Rio Grande do Norte, segundo informações de acesso e pareceres de acesso emitidas pelo ONS. Nesse sentido, a depender da dinâmica de acesso observada nessas regiões poderá ser necessário antecipar esse reforço, que tem utilidade garantida no horizonte de mais longo prazo.

### 5.2 Transformadores 230/69 kV da Subestação Mussuré II

Com a implantação das linhas de distribuição 69 kV João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 (CD) e Paratibe – Mangabeira C2, previstas para o ano de 2028, é possível remanejar cargas do setor de 69 kV da subestação Mussuré II para a subestação João Pessoa II. Entre as cargas remanejadas, estão as subestações de distribuição Paratibe, Altiplano, Tambaú e Manaíra Shopping. Com a atualização do mercado, este diagnóstico não encontrou mais problemas de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II até o ano horizonte, conforme mostra a Figura 5-5.

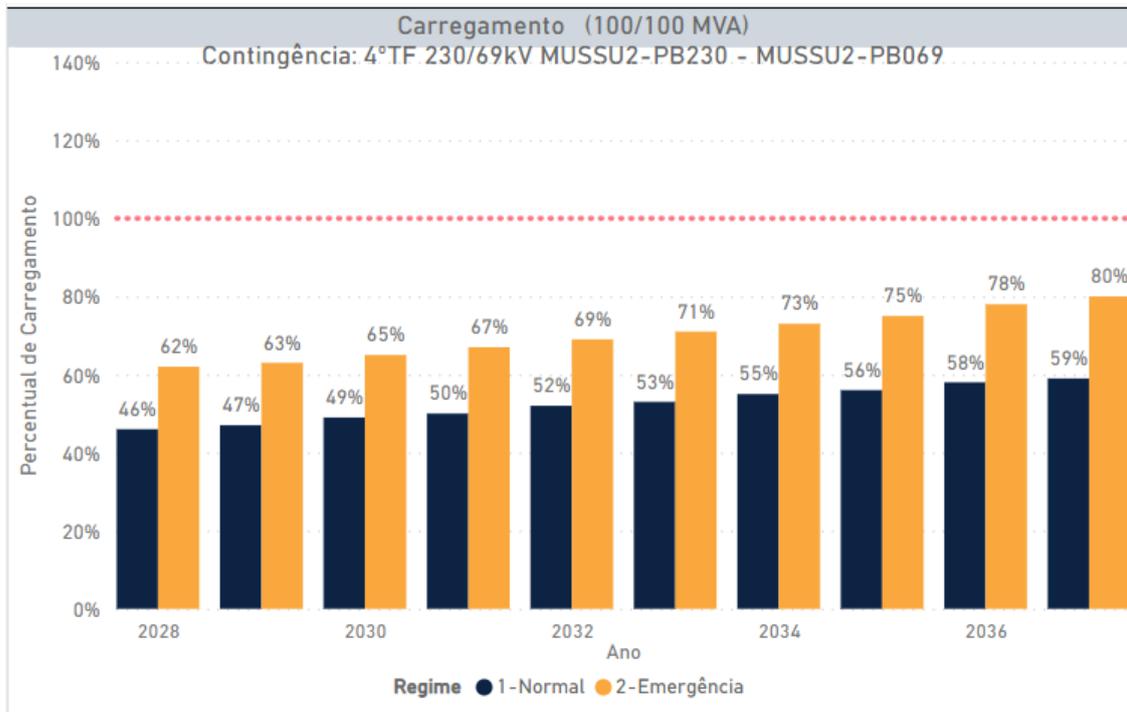
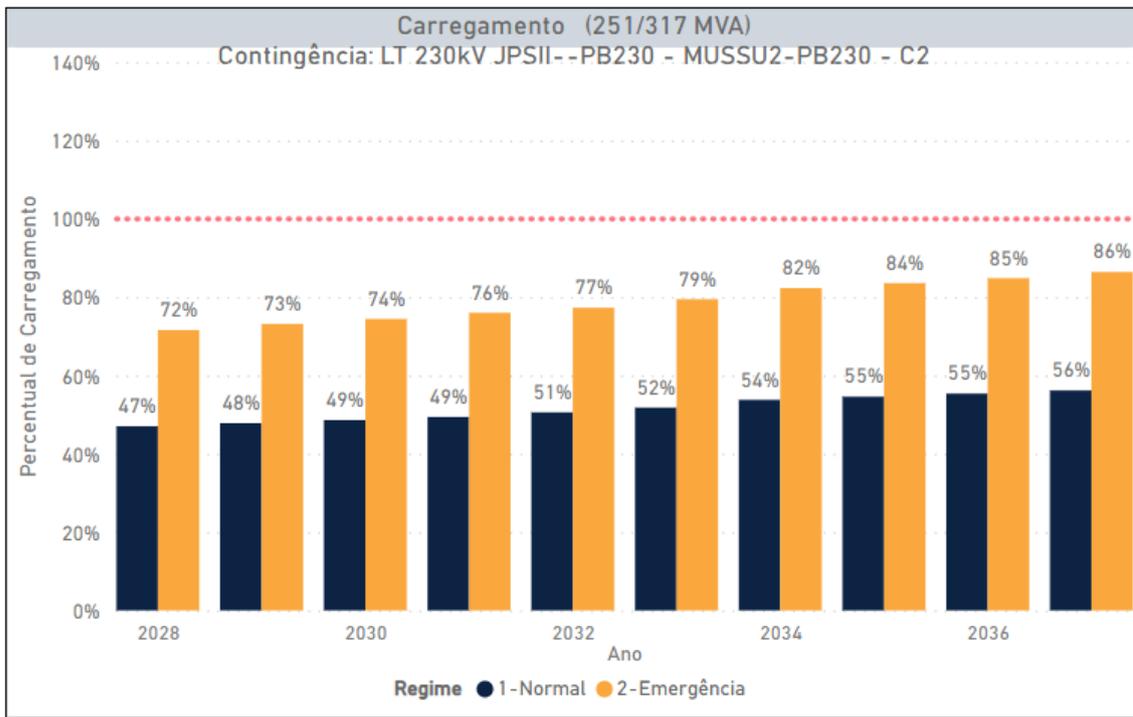


Figura 5-5 – TF 230/69 kV da SE Mussuré II – Cenário 3P

Em face da vida útil relativamente avançada de algumas unidades desta transformação, no entanto, será realizada uma análise complementar, apresentada na Seção 6.

### 5.3 Linhas de Transmissão 230 kV João Pessoa II - Mussuré II

Da mesma forma, com a atualização do mercado e a transferência de carga atendida da SE Mussuré para a SE João Pessoa II por meio das obras de distribuição recomendadas neste relatório, este diagnóstico não encontrou mais problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II até o ano horizonte, conforme mostra a Figura 5-6.



**Figura 5-6 – LT 230 kV João Pessoa II – Mussuré II – Cenário 2M**

O carregamento das linhas de transmissão do sistema na contingência de um dos circuitos da Linha de Transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II no patamar de carga pesada, que apresenta a maior demanda na rede de distribuição, estão mostradas na Figura 5-7 e na Figura 5-8, sem as obras na distribuição e com os novos reforços a serem implantados pela distribuidora, respectivamente.

Verifica-se que as obras propostas pela distribuidora não apenas solucionam as sobrecargas no sistema de distribuição, mas também na LT 230 kV João Pessoa II – Mussuré e na transformação 230/69 kV de Mussuré II, sendo a principal solução estruturante para a região.

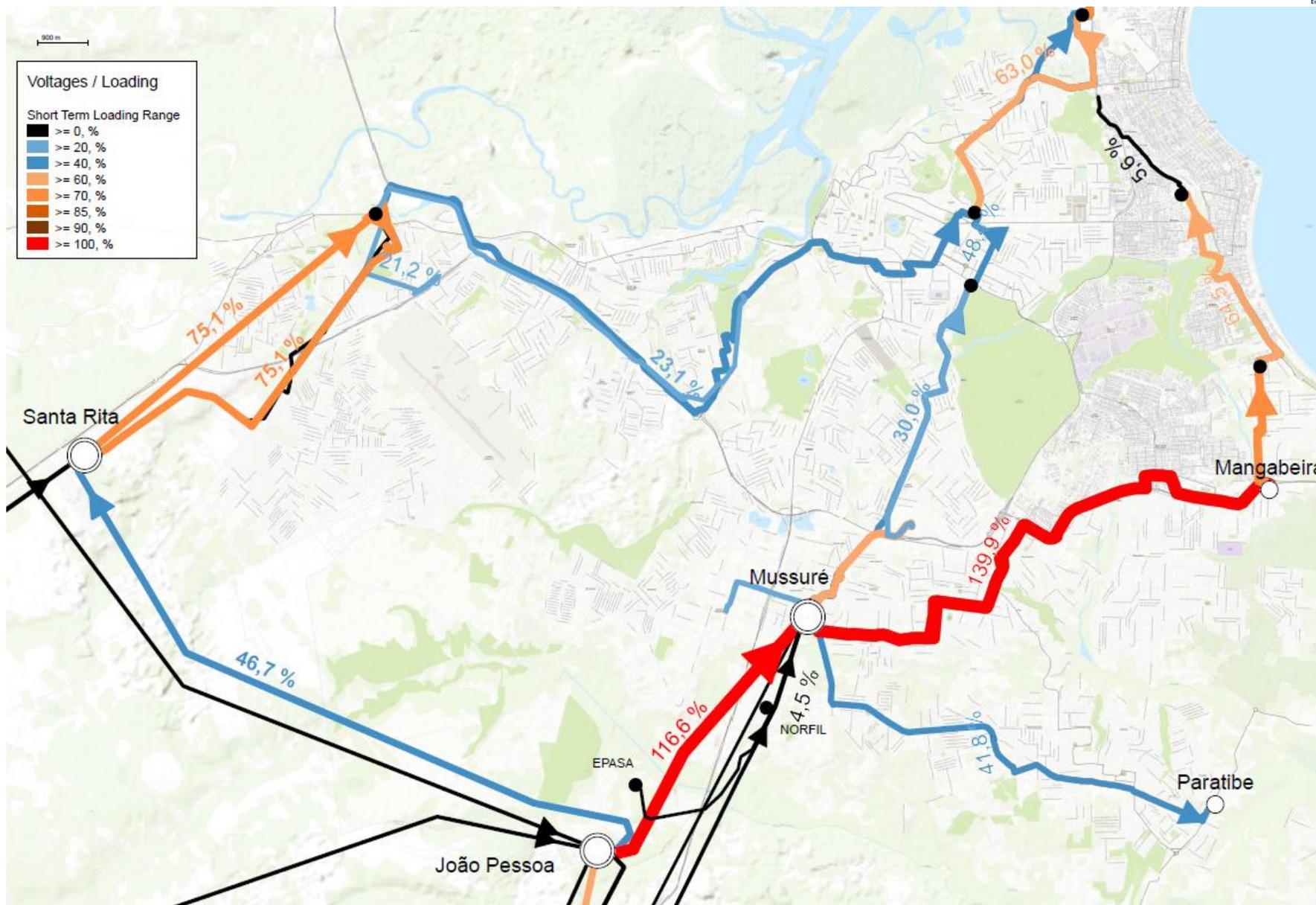


Figura 5-7 – Carregamento das Linhas de Transmissão do Sistema de Interesse na contingência da LT 230 kV João Pessoa II – Mussurê II– Cenário 3P – 2037 – Sem Obras

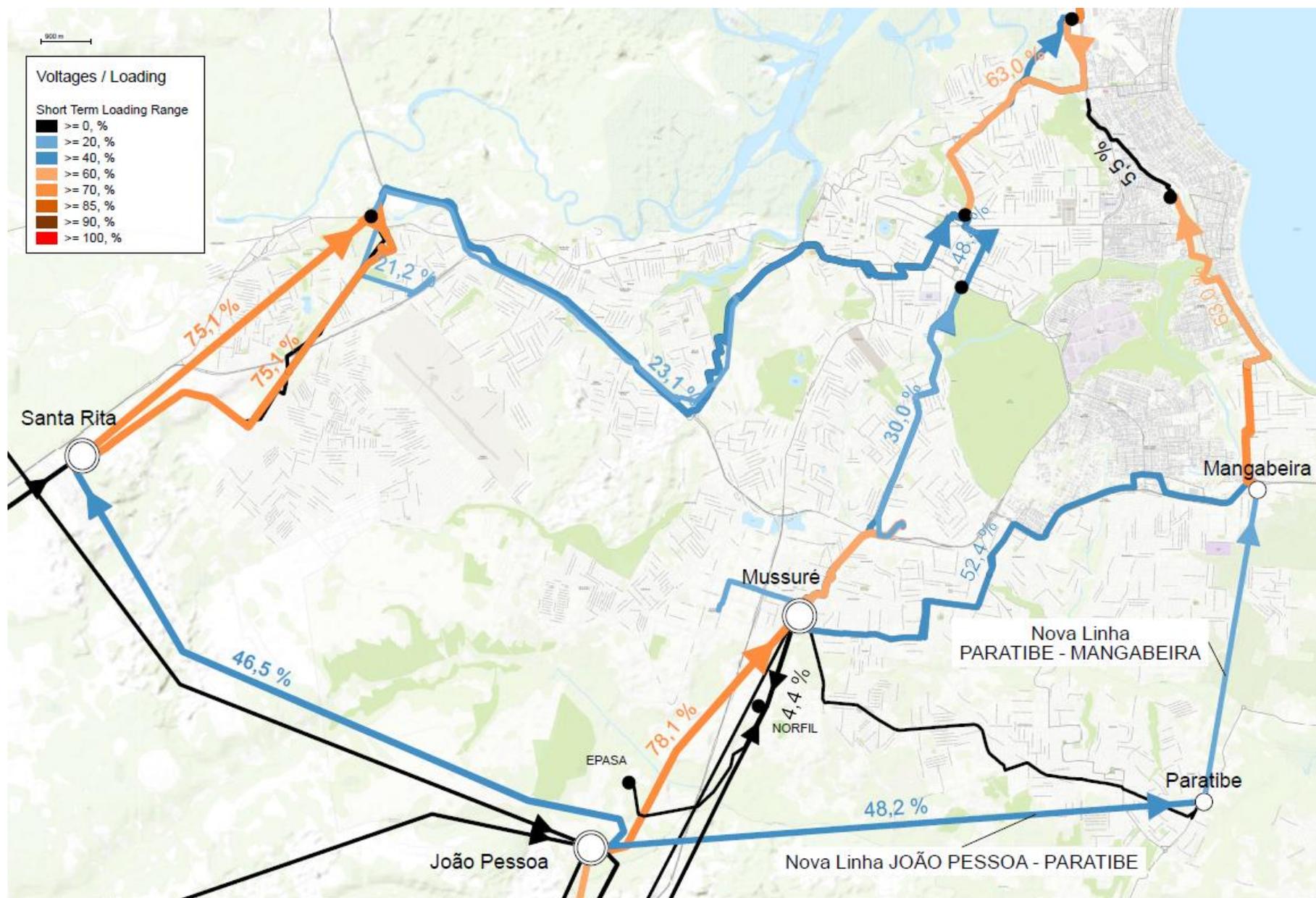
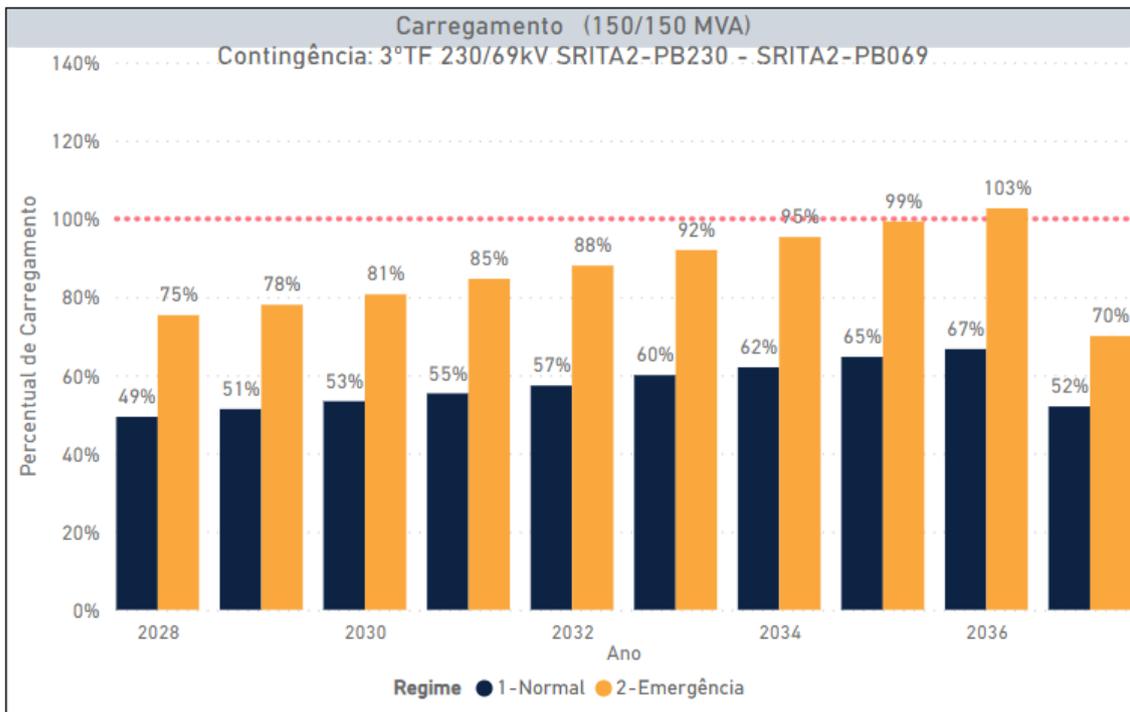


Figura 5-8 – Carregamento das Linhas de Transmissão do Sistema de Interesse na contingência da LT 230 kV João Pessoa II – Mussurê II – Cenário 3P – 2037 – Topologia considerando as novas obras no sistema de distribuição

### 5.4 Transformadores 230/69 kV da Subestação Santa Rita II

Em contrapartida, após a atualização do mercado, foram encontradas sobrecargas nos transformadores 230/69 kV da subestação Santa Rita II a partir do ano de 2036, conforme mostra a Figura 5-9. Cabe destacar que o gráfico mostra uma queda do carregamento no ano de 2037, pois o caso base da EPE representa o 4º transformador 230/69 kV no último ano para efeito de rápida verificação da solução e identificação da necessidade de novos pontos de fronteira.

A Figura 5-10 mostra o carregamento dos transformadores 230/69 kV da subestação Santa Rita II após a implantação do 4º transformador 230/69, representado corretamente a partir do ano de 2036.



**Figura 5-9 – TF 230/69 kV da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Sem Obras**

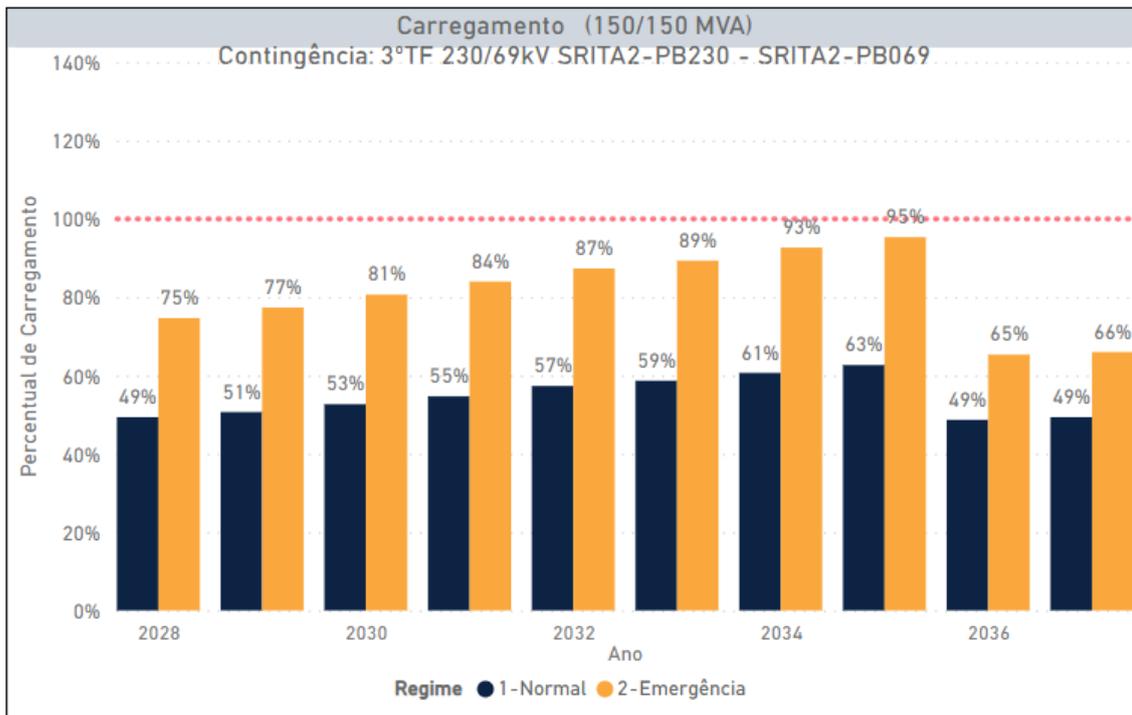


Figura 5-10 – TF 230/69 kV da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Com obras

### 5.5 Sistema de distribuição 69 kV derivado da Subestação Santa Rita II

Foram ainda observadas violações de subtensão em diversas barras de 69 kV de subestações de distribuição da Energisa-PB, em condição de operação normal, a partir do ano de 2032, e em condição de operação N-1, a partir do ano de 2035. A Figura 5-11 e a Figura 5-12, respectivamente, mostram a tensão nas barras de 69 kV das subestações 69/13,8 kV Cabedelo e Mataraca, para a condição de operação normal e para a contingência de um banco de autotransformadores 500/230 kV da SE João Pessoa II.

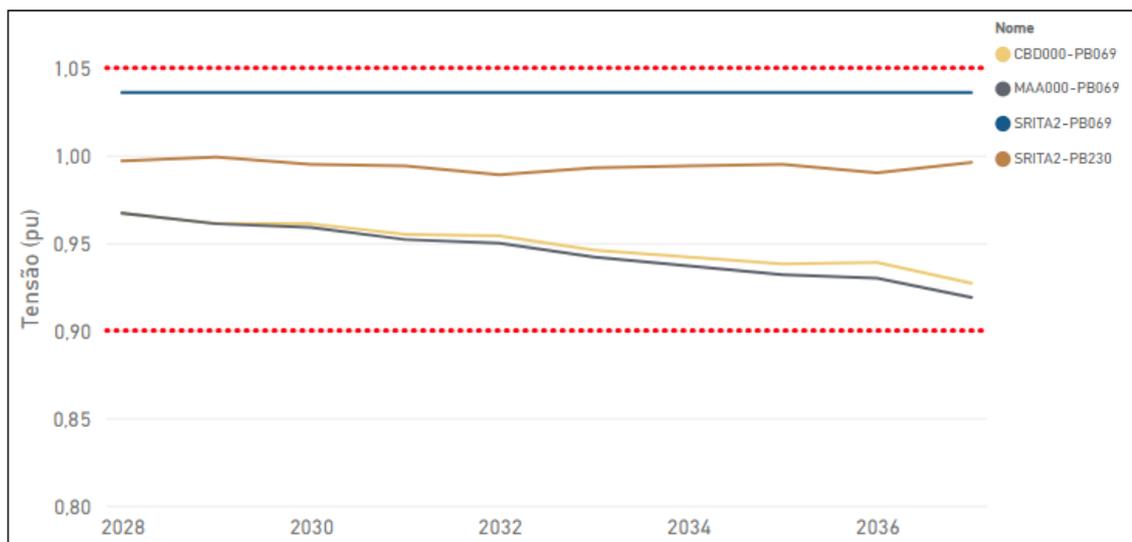
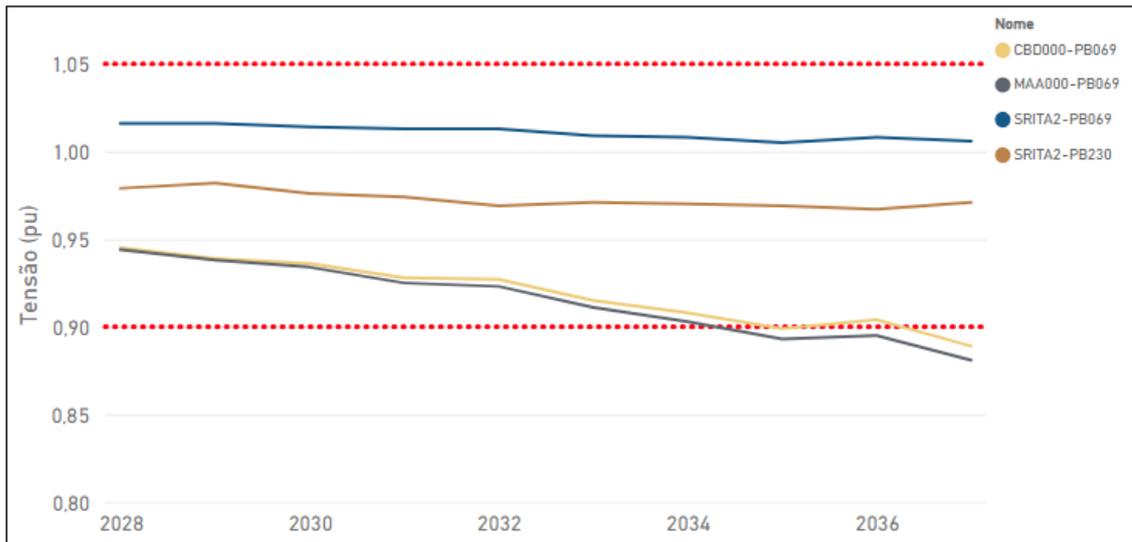
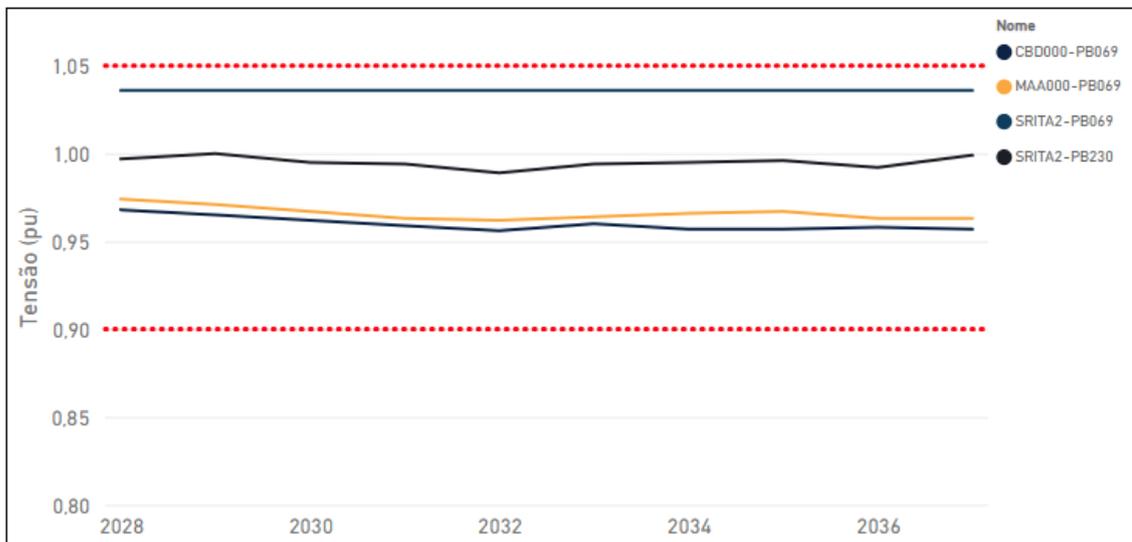


Figura 5-11 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Normal – Sem Obras



**Figura 5-12 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – N-1 – Sem Obras**

Para correção das violações de subtensão, este estudo considerou a implantação, no sistema de distribuição da Energisa-PB, de bancos de capacitores de 13,8 kV com total de 29,7 Mvar, de forma escalonada a partir do ano de 2032. A Figura 5-13 e a Figura 5-14 mostram, respectivamente, a tensão nas barras de 69 kV das subestações 69/13,8 kV Cabedelo e Mataraca, para a condição de operação normal e para a contingência de um banco de autotransformadores 500/230 kV da SE João Pessoa II, após a implantação dos bancos de capacitores.



**Figura 5-13 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – Normal – Com obras**

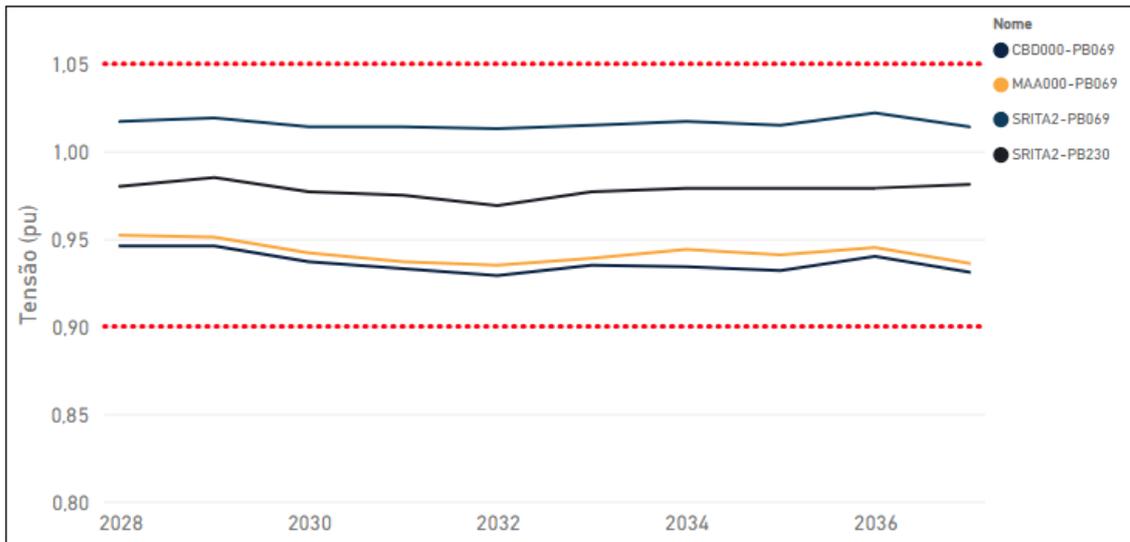


Figura 5-14 – Sistema 69 kV derivado da SE Santa Rita II – Cenário 3P – N-1 – Com obras

É importante mencionar que o plano referencial de compensação reativa foi proposto com colaboração direta da própria distribuidora, que detém o conhecimento sobre os pontos mais efetivos para implantação dos equipamentos.

Considerando todas as obras indicadas, a topologia final do sistema é ilustrada na Figura 5-15, a seguir:

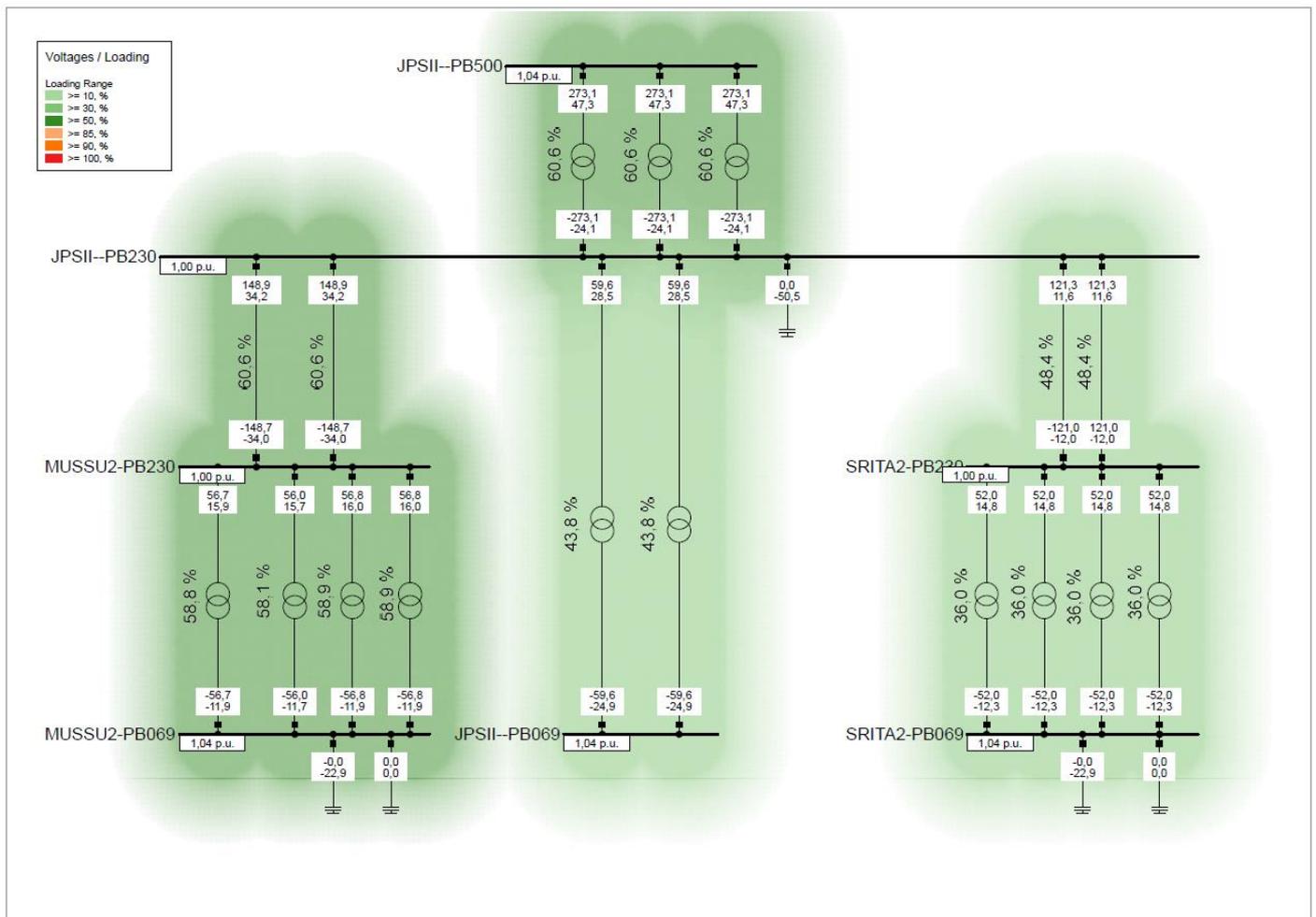


Figura 5-15 – Diagrama Esquemático do sistema de interesse – Cenário 2M - 2037 – Com Obras

## 6 VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES

A subestação Mussuré II possui atualmente 4 transformadores 230/69 kV de 100 MVA, que operam com idade contratual avançada. Dados enviados pela Chesf informam que o transformador 04T1 já se encontra com a vida útil regulatória esgotada, e o mesmo ocorrerá com o transformador 04T3 nos próximos anos, conforme pode ser verificado na Tabela 6-1.

**Tabela 6-1 – Vida Útil dos Transformadores da SE Mussuré II**

<b>Transformador</b>	<b>Energização</b>	<b>Vida Útil Regulatória (anos)</b>	<b>Fim de Vida Útil</b>
04T1	1983	35	2018
04T2	2008	35	2043
04T3	1994	35	2029
04T4	2002	35	2037

Cabe destacar que equipamentos em bom estado de conservação e com baixa taxa de falha podem continuar operando, mesmo após o final da vida útil regulatória. Por outro lado, equipamentos com alta taxa de falha podem reduzir a confiabilidade do sistema e trazer risco de dano à instalação, devendo ser substituído devido ao fim de sua vida útil física. Dessa forma, essa seção tem o objetivo de avaliar a modulação de potência dos novos transformadores da subestação Mussuré II, que substituirão os existentes, à medida em que cada unidade chegar ao final da vida útil física. A ideia principal é verificar se os novos transformadores terão a mesma modulação de 100 MVA ou se há vantagens para o sistema em ampliar a capacidade dos novos transformadores.

As análises foram divididas em características gerais da subestação Mussuré II, verificações elétricas e econômicas para expansão do sistema de transmissão, e viabilidade física de expansão da subestação, respectivamente apresentadas nas Seções 6.1, 6.2 e 6.3. Como pontos positivos, destaca-se a localização da subestação Mussuré II, a possibilidade de ampliação de novas entradas de linha (EL) em 230 kV e 69 kV, o baixo custo estimado para reforços de linhas de transmissão 230 kV e linhas de distribuição 69 kV, e por haver espaço físico para substituição dos transformadores sem necessidade de desligamento.

O ponto negativo fica por conta da inviabilidade de conversão do arranjo do setor 230 kV da subestação Mussuré II de barra principal e transferência (BPT) para barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (BD4), de modo a atender os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) vigentes. Cabe destacar que, embora seja desejável a adequação do arranjo para garantir maior flexibilidade e confiabilidade operativa, sua inviabilidade não representa a obsolescência da subestação Mussuré II e a necessidade sua desativação. É preciso levar em consideração que a subestação Mussuré II foi construída antes de entrarem em vigor os Procedimentos de Rede atuais e que há interesse de ordem econômica em mantê-la em operação, apesar das limitações do arranjo BPT.

Concluiu-se que há vantagens na substituição por novos transformadores com potência de 150 MVA ao final da vida útil física de cada unidade. Essa proposta foi encaminhada à Chesf, proprietária da subestação, que confirmou sua viabilidade técnica em resposta ao formulário de consulta de expansão da subestação (Anexo 11.2).

## 6.1 Características Gerais da Subestação Mussuré II

A subestação 230/69 kV Mussuré II fica localizada no bairro de Costa e Silva, no município de João Pessoa/PB. Em comparação com as demais fronteiras de distribuição, é a subestação mais próxima do centro de carga da distribuidora Energisa-PB, o que contribui para a redução das perdas elétricas no sistema de transmissão e distribuição. Para efeito comparativo, a subestação Mussuré II fica situada a cerca de 7 km do centro de João Pessoa e de 16 km de Cabedelo, enquanto a subestação Santa Rita II está a 15 km do centro de João Pessoa e a 22 km de Cabedelo, e a subestação João Pessoa II a 12 km do centro de João Pessoa e a 22 km de Cabedelo.

Em relação à rede de distribuição existente e planejada, a subestação Mussuré II dispõe de 7 linhas de distribuição 69 kV para atendimento à distribuidora Energisa-PB, enquanto as subestações Santa Rita II e João Pessoa II dispõem de 4 linhas de distribuição cada uma. Por ser ainda a subestação de transmissão mais antiga da Região Metropolitana de João Pessoa, a subestação Mussuré II conta com interligações em 69 kV que operam normalmente abertas com as demais regionais, como as linhas de distribuição Mussuré II – Bayeux, Distrito – Ilha do Bispo, Mussuré – Derivação Conde, Mussuré – Santa Marta e Mussuré II - Paratibe e dos seccionamentos de barra das subestações de distribuição Cruz do Peixe e Mangabeira (a partir de 2028). Isso permite maior transferência de cargas entre regionais em casos de emergências múltiplas no sistema de transmissão e evidencia sua importância para a garantia suprimento elétrico da Região Metropolitana de João Pessoa.

Dessa forma, ampliar a capacidade de transformação 230/69 kV da subestação Mussuré II é fortemente desejável, sendo importante avaliar questões, como viabilidade técnica, custo-benefício e possíveis restrições.

## 6.2 Análises Elétricas e Econômicas

A Tabela 6-2 apresenta as alternativas avaliadas para a modulação dos novos transformadores 230/69 kV da subestação Mussuré II. A carga líquida (carga bruta descontada da geração MMGD) prevista para o ano 2037 é de 234,8 MVA, conforme mercado atualizado da distribuidora Energisa-PB. Realizando um exercício de extrapolação, considerando que o 1º transformador seja substituído no ano de 2028, a modulação de 100 MVA permite um crescimento de carga da ordem de 1,7% até o ano de 2063, quando o novo transformador chegar ao fim de sua vida útil regulatória de 35 anos. Enquanto as

modulações de 150 MVA e 200 MVA permitem crescimentos de carga da ordem de 3,3% e 4,4%, respectivamente, sem precisar obrigatoriamente remanejar carga para outra subestação.

**Tabela 6-2 – Transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II – Alternativas de Modulação**

Normal	Emerg.	Qntd	Carga max N-1	Carga 2037	Cresc. 2%	Cresc. 3%	Cresc. 4%	35 anos
(MVA)	(MVA)	(un)	(MVA)	(MVA)	Ano	Ano	Ano	Cresc. (%)
100	120	4	360	234,8	2059	2051	2048	1,7
150	180	4	540	234,8	2079	2065	2058	3,3
200	240	4	720	234,8	2094	2075	2066	4,4

Considerando um crescimento de carga da ordem de 3% ao ano, espera-se que a modulação de 100 MVA para os novos transformadores garanta uma autonomia até o ano de 2051, com 23 anos de operação. Ou seja, seriam necessários novos investimentos para substituir os transformadores ou remanejar carga antes do final da vida útil regulatória de 35 anos. Já a modulação de potência de 200 MVA não terá vantagens, pois os transformadores iriam operar 35 anos com ociosidade e seriam substituídos por vida útil antes de serem requeridos a operar em plena carga. Isso deixaria de ocorrer apenas para cenários de crescimento de carga anual superior a 3,3% sustentado por 35 anos, cuja probabilidade é reduzida. Para comparação, o crescimento anual de carga no patamar pesado previsto pela distribuidora Energisa-PB entre os anos de 2028 e 2037 é de 2,8% para a Subestação Mussuré II e de 3,0% para a Região Metropolitana de João Pessoa. Assim, descartou-se a alternativa de modulação de 200 MVA.

No caso da modulação de 150 MVA e considerando o crescimento de carga de 3% ao ano, a capacidade de transformação se esgotaria em 2065, com 37 anos de operação. Com 4%, a capacidade se esgotaria em 2058, sendo necessários novos investimentos para substituir os transformadores ou remanejar carga antes do final da vida útil regulatória de 35 anos. A partir dessa análise, é possível concluir que a capacidade de 150 MVA é a mais indicada levando em consideração o carregamento ao qual os transformadores estarão submetidos durante sua vida útil.

Contudo, é preciso considerar que há restrições no sistema de 230 kV e que o crescimento de carga na subestação Mussuré II provavelmente provocará sobrecargas nas linhas de transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2, como verificado no diagnóstico regional. Para eliminar essas restrições, foram vislumbradas, num horizonte indicativo, as seguintes obras: seccionamento da linha de transmissão 230 kV Goianinha – Norfil C1 na subestação João Pessoa II ou implantação da nova linha de transmissão 230 kV João Pessoa II – Epsa.

Por outro lado, com a modulação de 100 MVA, as linhas de transmissão 230 kV existentes conseguem suprir a capacidade máxima da subestação Mussuré II, sem necessidade de reforços. E, em caso de esgotamento dos transformadores, é possível implantar novos transformadores 230/69 kV de 150 MVA na subestação João Pessoa II e construir linhas de distribuição 69 kV para remanejamento de cargas da subestação Mussuré II para a subestação João Pessoa II.

Visando comparar essas possibilidades, foram vislumbradas três alternativas equivalentes com as modulações de 100 MVA e de 150 MVA, conforme apresentado a seguir:

- Alternativa X1: substituição dos 4 transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II por novas unidades de 100 MVA, implantação de um novo transformador 230/69 kV na SE João Pessoa II de 150 MVA e implantação da linha de distribuição 69 kV João Pessoa II – Mussuré C1/C2.
- Alternativa X2: substituição dos 4 transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II por novas unidades de 150 MVA e seccionamento da linha de transmissão 230 kV Goianinha – Norfil na subestação João Pessoa II.
- Alternativa X3: substituição dos 4 transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II por novas unidades de 150 MVA e implantação da nova linha de transmissão 230 kV João Pessoa II – Epasa.

Todas as alternativas foram simuladas, com carga máxima, a fim de verificar possíveis restrições, e obtiveram desempenho satisfatório em condição de operação normal e de emergência N-1.

A Tabela 6-3 mostra o resultado da comparação econômica entre as alternativas. Levou-se em consideração apenas o custo de implantação das obras, descartando o escalonamento das obras e o diferencial de perdas elétricas, por se tratar de alternativas em que parte das obras são implantadas após o horizonte de simulação do estudo. O resultado mostra que a modulação de 150 MVA, representada pelas alternativas X2 e X3, é mais vantajosa do ponto de vista econômico em relação à modulação de 100 MVA, representada pela alternativa X1. O custo de implantação das obras detalhado está apresentado no Anexo 11.4.

Adicionalmente, vale mencionar que o aumento da modulação dos transformadores 230/69 kV de Mussuré para 150 MVA fica compatível com as demais subestações de fronteira da região metropolitana de João Pessoa, resultando em uma padronização da potência dos transformadores de fronteira dessa região.

**Tabela 6-3 – Transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II – Comparação de Custos**

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa X1	48.708,77	108,9%	3º
Alternativa X2	44.730,49	100,0%	1º
Alternativa X3	45.412,75	101,5%	2º

### 6.3 Viabilidade Física

Essa seção realiza uma análise da resposta à consulta de expansão da subestação Mussuré II dada pela Chesf, proprietária da subestação, e apresentada no Anexo X. Por meio de formulário, foi solicitada a análise da viabilidade das seguintes obras:

- Implantação de 1 Entrada de Linha 230 kV (EL230), arranjo BPT ou BD4;
- Implantação de 4 EL69, BPT;
- Substituição dos 4 transformadores trifásicos 230/69 kV de 100 MVA por 150 MVA; e
- Adequação do arranjo do setor de 230 kV de BPT para BD4.

A expansão da EL 230 kV não é vista como essencial, visto que há opções de reforços mais vantajosas do ponto de vista econômico e que não requerem a EL 230 KV na subestação Mussuré II, como exemplos, o seccionamento da linha de transmissão 230 kV Goianinha – Norfil C1 na subestação João Pessoa II ou a implantação da linha de transmissão 230 kV João Pessoa II – Epasa. Mesmo assim, a EL 230 kV constou na consulta e teve viabilidade confirmada pela Chesf.

Já as EL 69 kV são ampliações consideradas essenciais, uma vez que não tem benefício ampliar a transformação da subestação Mussuré II, caso não seja possível transmitir essa potência extra aos consumidores por meio de novas linhas de distribuição 69 kV. Em relação à resposta, a Chesf confirmou a viabilidade de implantação das 4 EL 69 kV.

No que diz respeito à substituição dos 4 transformadores trifásicos 230/69 kV de 100 MVA por 150 MVA, a Chesf confirmou a viabilidade das obras, sendo necessária a substituição dos barramentos principal e de transferência do setor de 69 kV. Outro ponto importante é a indicação da Chesf de espaço físico suficiente para a instalação do novo transformador em uma posição de pátio que permita manter o transformador a ser substituído em operação durante a obra.

Por fim, a configuração do barramento do setor 230 kV da subestação Mussuré II é do tipo barra principal e transferência (BPT), com desempenho inferior ao recomendado pelos Procedimentos de Rede do ONS, módulo 2.6 vigente. Dessa forma, foi solicitada a análise de viabilidade da conversão para o arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (BD4), de modo a fornecer maior confiabilidade e flexibilidade operativa. A transmissora, no entanto, apontou inviabilidade de implantação dessa adequação.

## 7 CURTO-CIRCUITO

A Tabela 7-1 apresenta os níveis de curto-circuito para as subestações que compõem o sistema de transmissão da Região Metropolitana de João Pessoa. Cabe destacar que as análises de curto-circuito levaram em consideração a configuração completa para a transformação das subestações João Pessoa II, Mussuré II e Santa Rita II, além dos reforços indicativos de linhas de transmissão 230 kV referentes à modulação de 150 MVA, conforme explicado na Seção 6.

**Tabela 7-1 – Curto-circuito**

Barra	Vbase	3Ø	1Ø
	[kV]	[kA]	[kA]
JPSII--PB500	500	13,1	8,1
JPSII--PB230	230	21,7	14,7
JPSII--PB069	69	23,9	20,8
MUSSU2-PB230 (100 MVA)	230	19,7	11,6
MUSSU2-PB069 (100 MVA)	69	17,3	14,8
MUSSU2-PB230 (150 MVA)	230	20,2	13,2
MUSSU2-PB069 (150 MVA)	69	23,4	19,8
SRITA2-PB230	230	16,9	10,8
SRITA2-PB069	69	29,6	24,8

Para as subestações João Pessoa II e Santa Rita II, não foram identificadas superações das capacidades de curto-circuito dos equipamentos, levando em consideração os valores solicitados nos editais de leilão das respectivas subestações (50 kA para o setor de 500 kV, 40 kA para o setor de 230 kV e 31,5 kA para o setor de 69 kV). O único ponto de atenção é o setor de 69 kV da subestação Santa Rita II, cujo nível de curto-circuito atinge 93,9% da capacidade dos equipamentos.

Para a nova modulação de 150 MVA da subestação Mussuré II, é previsto o aumento do nível de curto-circuito na barra de 69 kV com superação de parte dos disjuntores em operação que possuem capacidade de interrupção de curto-circuito de 20 kA. Dessa forma, a identificação e substituição dos disjuntores superados deve ser realizada em conjunto com os transformadores de modo a eliminar essa restrição. Caso os disjuntores de 69 kV com capacidade de interrupção de curto-circuito de 20 kA sejam substituídos anteriormente aos transformadores, recomenda-se que os novos equipamentos tenham capacidade de 31,5 kA ou superior.

Cabe destacar que o Relatório dos Estudos de Curto-Circuito PAR/PEL 2022 – Ciclo 2023-2027 [7] identificou 5 disjuntores de 69 kV da subestação Mussuré II em estado de alerta por corrente de curto-circuito simétrica, no horizonte dezembro de 2027, com relação  $I_{cc}/I_{ccs}$  de 99,8%.

## 8 ANÁLISE COMPLEMENTAR: IMPACTO DA MMGD NO CARREGAMENTO HORÁRIO DA REDE

Dentre as diversas mudanças que vêm sendo observadas na composição do Sistema Elétrico Brasileiro, o crescimento da MMGD é um fator que possui impacto direto nas análises de atendimento à carga. Historicamente, a MMGD tem sido representada nos estudos de planejamento de forma implícita, ou seja, representando-se a carga líquida conectada aos respectivos barramentos. Porém, com o volume expressivo de MMGD já em operação faz-se necessário investigar esse fenômeno em maiores detalhes.

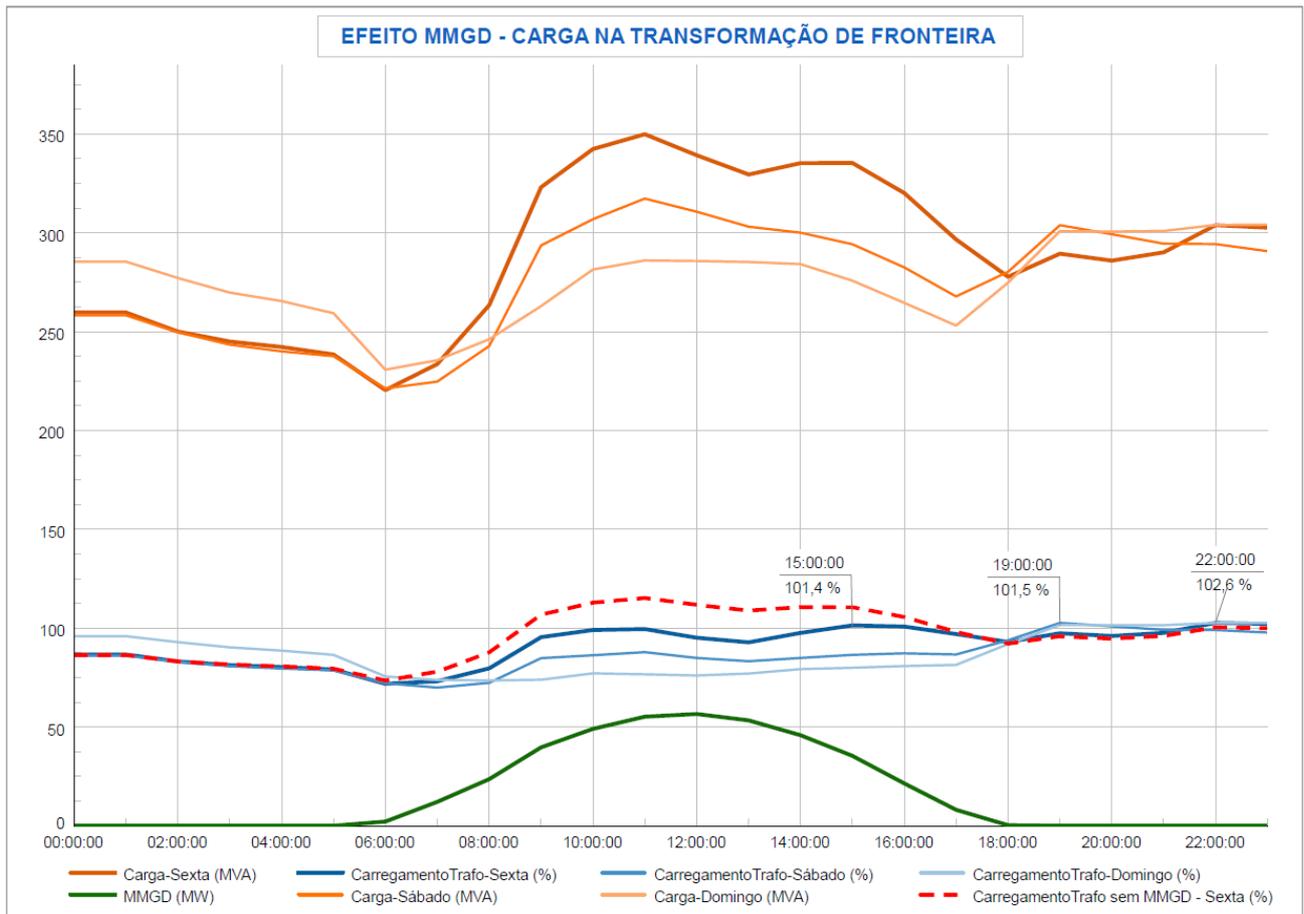
Nesse contexto, foi realizada uma análise de sensibilidade da transformação 230/69 kV da Subestação Santa Rita II com um maior nível de granularidade, a fim de identificar o impacto trazido pela MMGD e analisar os níveis de carregamento dos transformadores de fronteira em eventuais contingências. Para isso, foram utilizados dados enviados pela Energisa-PB que continham as previsões de potência instalada de MMGD por barramento, bem como a previsão do comportamento horário da carga global ao longo do ano na área de concessão da distribuidora até o horizonte de 2029.

Para possibilitar a estimativa adequada da geração MMGD, foi utilizada uma curva de radiação horária, em um cálculo que considera a carga líquida e os dados de potência instalada em MMGD. Além disso, adotou-se como premissa que o formato de curva horária de carga informado pela distribuidora no último ano disponível (2029) se manteria para os demais anos do horizonte de estudo.

Importante ressaltar que essa análise não impacta as recomendações finais do estudo, e se dá somente para complementação do presente relatório.

Conforme mostrado na Figura 5-9, sem as novas obras indicadas nesse relatório a transformação 230/69 KV da Subestação Santa Rita II apresenta sobrecarga no ano de 2036 quando da contingência de um dos transformadores trifásicos em paralelo. A Figura 8-1 mostra, para o referido ano, o comportamento da carga bruta, da geração MMGD e do carregamento dos transformadores em uma situação de contingência, ao longo de 24 horas de 3 dias distintos: Sábado, Domingo e um dia de semana comercial, como por exemplo, sexta-feira.

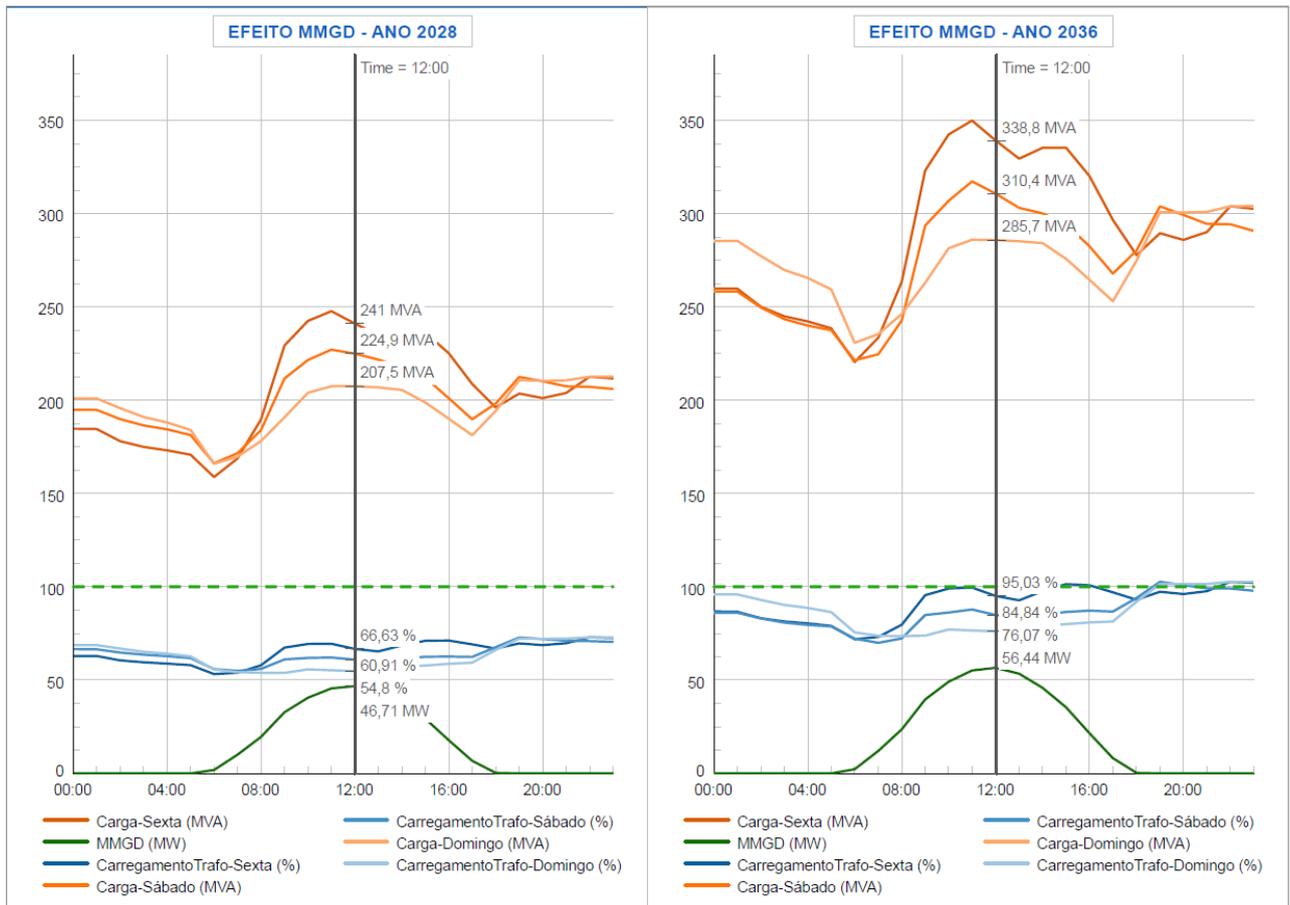
Observa-se claramente a participação da MMGD no alívio da transformação de fronteira no período diurno, bem como o nível de carregamento percentual que seria atingido na ausência dessa geração (curva tracejada em vermelho). Verifica-se que nesse caso específico a MMGD contribui para adiar investimentos na transformação de fronteira, uma vez que reduz os valores de pico da transformação ao longo dos anos. Cumpre notar, também, que com a inserção de MMGD prevista em 2036, a sobrecarga ocorre somente na situação de contingência e em basicamente 3 horários: às 15h, às 19h e às 22h.



**Figura 8-1 – Efeito da MMGD na transformação 230/69 KV da SE Santa Rita II em 2036**

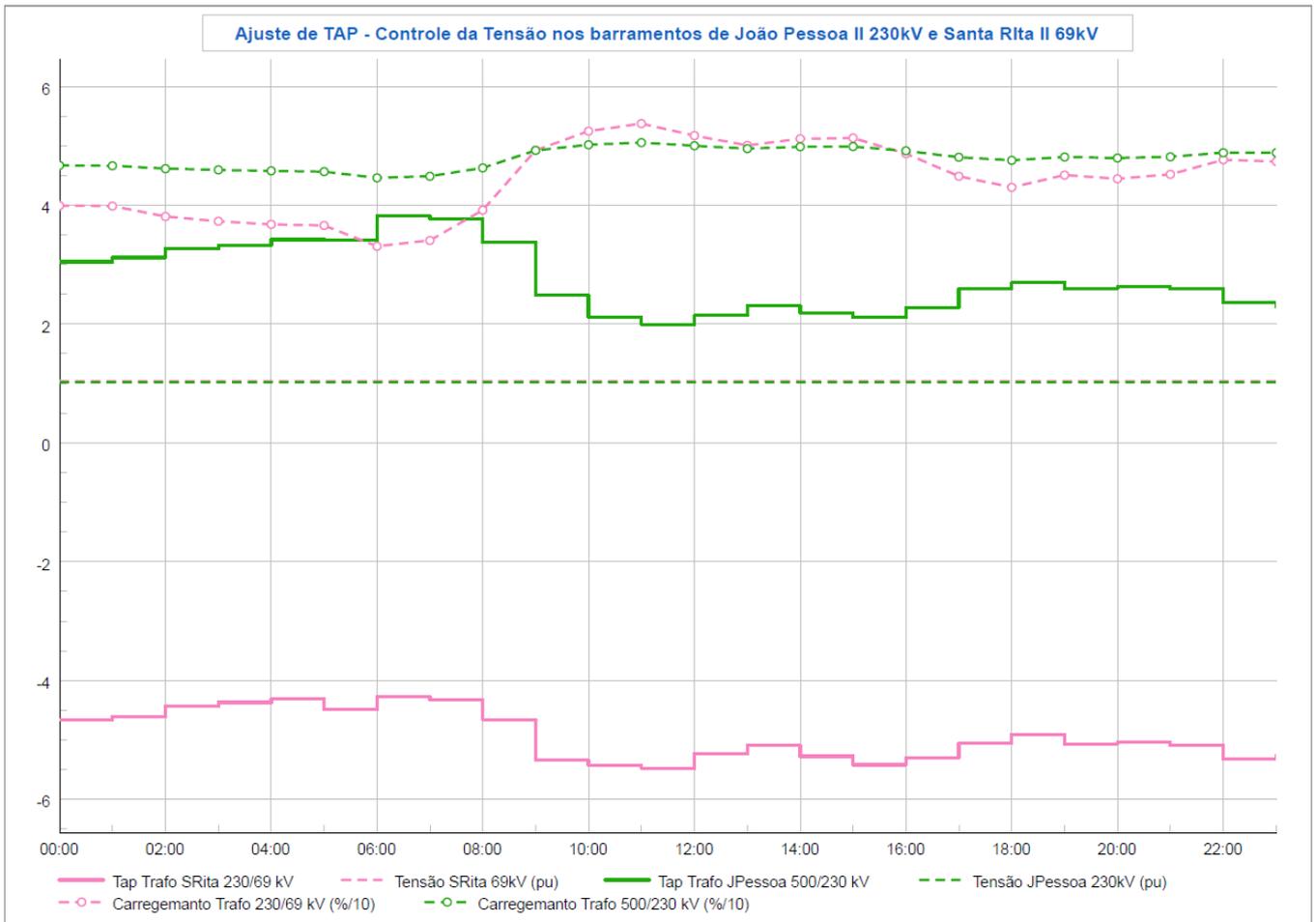
As sobrecargas que ocorrem às 19h e às 22h estão fora do horário diurno, período em que se observa geração de MMGD, que é majoritariamente solar fotovoltaica. Neste sentido, pode-se concluir que a inserção de MMGD em valores percentuais maiores que os previstos em 2036 deixa de ter efeito postergatório nos investimentos relacionados à transformação em questão, uma vez que os períodos críticos de carregamento, que demandariam expansão da transformação, passam a ocorrer nas horas em que não há injeção de potência por parte da MMGD.

Os dados indicam que, para essa região específica, o crescimento esperado da MMGD ainda é menor do que o crescimento da carga bruta, conforme mostrado na Figura 8-2. Comportamento esse que varia consideravelmente ao longo do SIN, indicando a necessidade de avaliações regionais específicas.



**Figura 8-2 – Comportamento da carga x geração MMGD entre os anos de 2028 e 2036 na SE Santa Rita II**

Adicionalmente, a Figura 8-3 mostra a variação na posição dos TAPs dos transformadores 500/230 kV de João Pessoa II e 230/69 kV de Santa Rita II para efetuar o controle de tensão desses barramentos, mantendo-a constante e igual a 1 pu.



**Figura 8-3 – Variação de TAP – Controle de Tensão nas SEs João Pessoa II e Santa Rita II.**

## 9 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste”, EPE – Dezembro/2022
- [2]. EPE-DEE-RE-022/2023-rev0 – “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032 – Volume 2: GET Nordeste”, EPE – Maio/2023
- [3]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Julho/2016
- [4]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [5]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Março/2023
- [6]. Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia E Cálculo – 2020, Dezembro de 2020
- [7]. RT-ONS DPL 0410/2023 – “Relatório dos Estudos de Curto-Circuito PAR/PEL 2022 - Ciclo 2023-2027 – Volume 1”, ONS – julho/2023

## 10 EQUIPE TÉCNICA

Igor Chaves – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Rafael de Carvalho Caetano – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Victor Lhincio Sales Brito – Energisa-PB

Matheus Henrique Gomes de Freitas – Energisa-PB

Ricardo Marques Soares – Energisa-PB

## 11 ANEXOS

### 11.1 Plano de Desenvolvimento da Distribuição 2023 – Energisa Paraíba

UF: PB

Empresa: Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia - EPB

Código: 6600

Ano: 2028		Custo Total/Ano: R\$ 139.619.613,00
Obra nº:	Descrição da Obra:	Custo da Obra:
0001	REFORMA EM LDATS (SUBSTITUIÇÃO DE ESTRUTURAS, CABOS BAIXOS, ETC)	R\$ 3.929.201,00
0003	LDAT JOÃO PESSOA II / PARATIBE CD (14 KM) E PARATIBE / MANGABEIRA - CABO 1000 (13 KM)	R\$ 50.623.728,00
0004	LDATS CRUZ DO PEIXE/ESTADOS/TAMBAÚ - CABO 636 (5 KM) E SED ESTADOS 69/13,8 KV (25 MVA) - CONSTRUÇÃO	R\$ 25.088.048,00
0005	LDATS 69 KV PILÕES III / PILÕES I - CONSTRUÇÃO - CABO 636 (1 KM)	R\$ 4.688.657,00
0006	SOBRESSALENTES (EQUIPAMENTOS SDAT)	R\$ 483.066,00
0007	REFORMA CIVIL EM SUBESTAÇÕES (MUROS, BACIAS DE CONTENÇÃO, ACESSOS)	R\$ 268.971,00
0008	REFORMA DE TRANSFORMADOR DE FORÇA	R\$ 591.446,00
0009	INSTALAÇÃO DE RELIGADORES DE BANCO CAPACITORES	R\$ 241.147,00
0010	SUBSTITUIÇÃO DE TPS	R\$ 298.783,00
0011	SUBSTITUIÇÃO DE TCS	R\$ 1.420.909,00
0012	SUBSTITUIÇÃO DE RELIGADORES	R\$ 4.659.954,00
0013	SUBSTITUIÇÃO DE PARARRAIOS	R\$ 52.968,00
0014	CONSTRUÇÃO E REFORMA DE BARRAMENTOS - SEDS	R\$ 9.402.135,00
0015	SUBSTITUIÇÃO DE CHAVES 69 KV	R\$ 6.838.354,00
0016	SED AREIA - AMPLIAÇÃO DE 15 PARA 25 MVA - SOBRECARGA	R\$ 3.659.908,00
0017	SED POMBAL - AMPLIAÇÃO DE 12,5 PARA 25 MVA - SOBRECARGA	R\$ 3.659.908,00
0019	SED COREMAS - AMPLIAÇÃO DE 7,5 PARA 15 MVA - SOBRECARGA	R\$ 2.749.837,00
0020	SED MALTA - AMPLIAÇÃO DE 6,25 PARA 15 MVA - SOBRECARGA	R\$ 2.749.837,00
0021	SED CAJAZEIRAS B - AMPLIAÇÃO	R\$ 2.749.837,00
0022	SED CABEDELO B - AMPLIAÇÃO DE 15 PARA 25 MVA - SOBRECARGA	R\$ 3.659.908,00
0023	SED SÃO JOÃO DO CARIRI- SUBSTITUIR TRAFÓ DE FORÇA	R\$ 2.749.837,00
0024	RESERVA TÉCNICA DE AUTOMAÇÃO E SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 656.970,00
0025	SUBSTITUIÇÃO DE UTR'S EM SED'S	R\$ 885.750,00
0026	SUBSTITUIÇÃO PTCCS SEDS FIM DE VIDA ÚTIL	R\$ 330.804,00
0027	SUBSTITUIÇÃO DE RELES	R\$ 442.102,00
0028	RETROFIT SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 113.617,00
0029	SUBSTITUIÇÃO DE PAINEL OBSOLETO DE SEDS	R\$ 529.440,00
0030	RETROFIT DA AUTOMAÇÃO DE SEDS	R\$ 973.088,00
0031	INSTALAÇÃO DE FILTROS EM LTC (CONFIABILIDADE)	R\$ 323.074,00
0032	INVESTIMENTO EM SENSORES DE TRANSFORMADORES DE FORÇA	R\$ 272.836,00
0033	SED PATOS B - INSTALAÇÃO DO 2º TRAFÓ - 15 MVA E DIVISÃO DO BARRAMENTO 13,8 KV	R\$ 4.525.493,00

UF: PB

Empresa: Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia - EPB

Código: 6600

**Ano: 2029** **Custo Total/Ano: R\$ 15.057.547,00**

Obra nº:	Descrição da Obra:	Custo da Obra:
0001	REFORMA EM LDATS (SUBSTITUIÇÃO DE ESTRUTURAS, CABOS BAIXOS, ETC)	R\$ 4.188.630,00
0002	SOBRESSALENTES (EQUIPAMENTOS SDAT)	R\$ 463.465,00
0003	REFORMA CIVIL EM SUBESTAÇÕES (MUROS, BACIAS DE CONTENÇÃO, ACESSOS)	R\$ 258.057,00
0004	REFORMA DE TRANSFORMADOR DE FORÇA	R\$ 567.447,00
0005	INSTALAÇÃO DE RELIGADORES DE BANCO CAPACITORES	R\$ 231.362,00
0006	CONSTRUÇÃO E REFORMA DE BARRAMENTOS - SEDS	R\$ 5.314.589,00
0007	RESERVA TÉCNICA DE AUTOMAÇÃO E SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 630.312,00
0008	SUBSTITUIÇÃO DE UTR'S EM SED'S	R\$ 849.809,00
0009	SUBSTITUIÇÃO PTCCS SEDS FIM DE VIDA ÚTIL	R\$ 317.381,00
0010	SUBSTITUIÇÃO DE RELES	R\$ 424.163,00
0011	RETROFIT SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 109.007,00
0012	SUBSTITUIÇÃO DE PAINEL OBSOLETO DE SEDS	R\$ 507.957,00
0013	RETROFIT DA AUTOMAÇÃO DE SEDS	R\$ 933.603,00
0014	INVESTIMENTO EM SENSORES DE TRANSFORMADORES DE FORÇA	R\$ 261.765,00

**Ano: 2030** **Custo Total/Ano: R\$ 17.569.627,00**

Obra nº:	Descrição da Obra:	Custo da Obra:
0001	REFORMA EM LDATS (SUBSTITUIÇÃO DE ESTRUTURAS, CABOS BAIXOS, ETC)	R\$ 4.154.266,00
0002	SOBRESSALENTES (EQUIPAMENTOS SDAT)	R\$ 413.696,00
0003	REFORMA CIVIL EM SUBESTAÇÕES (MUROS, BACIAS DE CONTENÇÃO, ACESSOS)	R\$ 230.346,00
0004	REFORMA DE TRANSFORMADOR DE FORÇA	R\$ 506.512,00
0005	INSTALAÇÃO DE RELIGADORES DE BANCO CAPACITORES	R\$ 206.517,00
0006	CONSTRUÇÃO E REFORMA DE BARRAMENTOS - SEDS	R\$ 4.587.931,00
0007	SED ITAPORANGA - AMPLIAÇÃO DE 15 PARA 25 MVA - SOBRECARGA	R\$ 3.869.547,00
0008	RESERVA TÉCNICA DE AUTOMAÇÃO E SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 562.627,00
0009	SUBSTITUIÇÃO DE UTR'S EM SED'S	R\$ 758.553,00
0010	SUBSTITUIÇÃO PTCCS SEDS FIM DE VIDA ÚTIL	R\$ 283.299,00
0011	SUBSTITUIÇÃO DE RELES	R\$ 378.615,00
0012	RETROFIT SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 97.301,00
0013	SUBSTITUIÇÃO DE PAINEL OBSOLETO DE SEDS	R\$ 453.411,00
0014	RETROFIT DA AUTOMAÇÃO DE SEDS	R\$ 833.350,00
0015	INVESTIMENTO EM SENSORES DE TRANSFORMADORES DE FORÇA	R\$ 233.656,00

UF: PB

Empresa: Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia - EPB

Código: 6600

**Ano: 2031** **Custo Total/Ano: R\$ 83.106.465,00**

<b>Obra nº:</b>	<b>Descrição da Obra:</b>	<b>Custo da Obra:</b>
0001	REFORMA EM LDATS (SUBSTITUIÇÃO DE ESTRUTURAS, CABOS BAIXOS, ETC)	R\$ 3.976.775,00
0003	LDAT 69 KV SANTA LUZIA II / JATOBÁ - CONSTRUÇÃO - CABO 636 (50 KM)	R\$ 42.371.957,00
0004	SOBRESSALETES (EQUIPAMENTOS SDAT)	R\$ 356.419,00
0005	REFORMA CIVIL EM SUBESTAÇÕES (MUROS, BACIAS DE CONTENÇÃO, ACESSOS)	R\$ 198.454,00
0006	REFORMA DE TRANSFORMADOR DE FORÇA	R\$ 436.385,00
0007	INSTALAÇÃO DE RELIGADORES DE BANCO CAPACITORES	R\$ 177.924,00
0008	SUBSTITUIÇÃO DE TCS	R\$ 2.576.320,00
0009	SUBSTITUIÇÃO DE PARARRAIOS	R\$ 35.739,00
0010	CONSTRUÇÃO E REFORMA DE BARRAMENTOS - SEDS	R\$ 4.410.891,00
0011	SUBSTITUIÇÃO DE CHAVES 69 KV	R\$ 19.481.758,00
0012	SUBSTITUIÇÃO DE DISJUNTORES	R\$ 5.981.572,00
0013	RESERVA TÉCNICA DE AUTOMAÇÃO E SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 484.730,00
0014	SUBSTITUIÇÃO DE UTR'S EM SED'S	R\$ 653.530,00
0015	SUBSTITUIÇÃO PTCCS SEDS FIM DE VIDA ÚTIL	R\$ 244.076,00
0016	SUBSTITUIÇÃO DE RELES	R\$ 326.195,00
0017	RETROFIT SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 83.830,00
0018	SUBSTITUIÇÃO DE PAINEL OBSOLETO DE SEDS	R\$ 390.635,00
0019	RETROFIT DA AUTOMAÇÃO DE SEDS	R\$ 717.970,00
0020	INVESTIMENTO EM SENSORES DE TRANSFORMADORES DE FORÇA	R\$ 201.305,00

UF: PB

Empresa: Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia - EPB

Código: 6600

Ano: 2032

Custo Total/Ano: R\$ 75.774.238,00

Obra nº:	Descrição da Obra:	Custo da Obra:
0001	REFORMA EM LDATS (SUBSTITUIÇÃO DE ESTRUTURAS, CABOS BAIXOS, ETC)	R\$ 4.012.426,00
0002	SOBRESSALENTES (EQUIPAMENTOS SDAT)	R\$ 323.653,00
0003	REFORMA CIVIL EM SUBESTAÇÕES (MUROS, BACIAS DE CONTENÇÃO, ACESSOS)	R\$ 180.210,00
0004	REFORMA DE TRANSFORMADOR DE FORÇA	R\$ 396.267,00
0005	INSTALAÇÃO DE RELIGADORES DE BANCO CAPACITORES	R\$ 161.567,00
0006	SUBSTITUIÇÃO DE TPS	R\$ 552.933,00
0007	SUBSTITUIÇÃO DE TCS	R\$ 3.488.315,00
0008	SUBSTITUIÇÃO DE RELIGADORES - VIDA ÚTIL	R\$ 5.869.010,00
0009	SUBSTITUIÇÃO DE PARARRAIOS	R\$ 66.110,00
0010	CONSTRUÇÃO E REFORMA DE BARRAMENTOS - SEDS	R\$ 4.620.554,00
0011	SUBSTITUIÇÃO DE CHAVES 69 KV	R\$ 19.656.405,00
0012	SUBSTITUIÇÃO DE DISJUNTORES	R\$ 6.035.195,00
0013	SED MUSSURÉ A - AMPLIAÇÃO DE 12,5 PARA 25 MVA - SOBRECARGA	R\$ 3.737.428,00
0014	SED ESPERANÇA - AMPLIAÇÃO DE 12,5 PARA 25 MVA - SOBRECARGA	R\$ 2.808.082,00
0015	SED ARARUNA - AMPLIAÇÃO DE 6,25 PARA 15 MVA - SOBRECARGA	R\$ 2.574.954,00
0016	SED PICUÍ - AMPLIAÇÃO DE 6,25 PARA 15 MVA - SOBRECARGA	R\$ 2.808.082,00
0017	RESERVA TÉCNICA DE AUTOMAÇÃO E SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 440.168,00
0018	SUBSTITUIÇÃO DE UTR'S EM SED'S	R\$ 593.450,00
0019	SUBSTITUIÇÃO PTCCS SEDS FIM DE VIDA ÚTIL	R\$ 221.637,00
0020	SUBSTITUIÇÃO DE RELES	R\$ 296.207,00
0021	RETROFIT SERVIÇOS ESSENCIAIS	R\$ 76.123,00
0022	SUBSTITUIÇÃO DE PAINEL OBSOLETO DE SEDS	R\$ 354.723,00
0023	RETROFIT DA AUTOMAÇÃO DE SEDS	R\$ 651.966,00
0024	INVESTIMENTO EM SENSORES DE TRANSFORMADORES DE FORÇA	R\$ 182.799,00
0025	SED RIO TINTO B - AMPLIAÇÃO DE 12,5 PARA 25 MVA	R\$ 3.737.428,00
0026	SED CUITÉ - SUBSTITUIÇÃO DE 6,25 PARA 15 MVA	R\$ 2.808.082,00
0027	SED BREJO DO CRUZ -SUBSTITUIÇÃO DE 12,5 PARA 15 MVA	R\$ 2.808.082,00
0028	SED CONDE - SUBSTITUIÇÃO DE 20 PARA 25 MVA	R\$ 3.737.428,00
0029	SED PEDRA LAVRADA - SUBSTITUIÇÃO DE 6,25 PARA 7,5 MVA	R\$ 2.574.954,00

11.2 Consulta de Expansão da SE Mussuré II



CE-PR-144/2023

Recife, 14 de setembro de 2023

Ao Senhor  
**Thiago de Faria Rocha Dourado Martins**  
 Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica  
 Empresa de Pesquisa Energética - EPE  
 Praça Pio X, n. 54 - 5º andar – Centro  
 20091-040 – Rio de Janeiro/RJ

**Assunto:** Formulários de viabilidade de expansão da Subestação Mussuré II e de alteração dos limites de transmissão da LT 230 kV Teresina – Piripiri (complemento)

**Ref.:** Ofício n. 0463/2023/DEE/EPE, de 10.08.2023

Senhor Superintendente,

Cumprimentando-o cordialmente, e em complemento às informações prestadas por meio da CE-PR-143/2023, de 11.09.2023, encaminhamos, em anexo, os arquivos listados no quadro abaixo:

ARQUIVO	DOCUMENTOS CONTIDOS NO ARQUIVO
<b>Anexo 1</b> - 001-MRD04-AP-GE-FM - Formulário Expansão da SE Mussuré II zip	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações – SE Mussuré II
	Nota Técnica – Resposta ao Ofício 0463/2023
	Diagrama Unifilar Simplificado Setores 230 e 69 kV – SE Mussuré II (Folha 1/2)
	Diagrama Unifilar Simplificado Setores 230 e 69 kV – SE Mussuré II (Folha 2/2)
	Planta de Situação e Localização - SE Mussuré II (Folha 1/2)
<b>Anexo 2</b> - 001-LT019-AP-GE-FM - Formulário Recapacitação LT 230 kV Teresina-Piripiri zip	Planta de Situação e Localização - SE Mussuré II (Folha 2/2)
	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs - LT 230 kV Teresina – Piripiri (Revisão 01)

Especificamente em relação ao Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs - LT 230 kV Teresina – Piripiri (Revisão 01), esclarecemos que se trata de uma revisão do formulário antes enviado como Anexo 5 da CE-PR-143/2023, conforme solicitação da EPE (Anexo 3).

Atenciosamente,

JOAO HENRIQUE DE ARAUJO FRANKLIN  
 NETO:19242069434

Assinado de forma digital por JOAO HENRIQUE DE ARAUJO FRANKLIN NETO:19242069434  
 Data: 2023.09.14 15:47:02 -0300

João Henrique de Araújo Franklin Neto  
 Diretor-Presidente



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

Data: 10/08/2023

Revisão:

Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Mussuré II **Concessionária Proprietária:** CHESF

**1. Módulos de Manobra**

■	EL	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BPT ou BD4 <sup>(1)</sup>
■	EL	Quantidade: 4	Tensão: 69 kV	Arranjo: BPT

**2. Módulos de Equipamentos**

■	Transformador	Quantidade: 4 (substituição <sup>(2)</sup> )	Potência: 150/180 MVA	Tensão: 230/69 kV	Fase: trifásico
---	---------------	--	-----------------------	-------------------	-----------------

**3. Planta da Subestação**

N/A

**4. Observações**

- (1) Avaliar a possibilidade de adequação da configuração atual do setor 230 kV de BPT para BD4.
- (2) Avaliar a substituição dos 4 transformadores trifásicos 230/69 kV existentes de 100 MVA por novas unidades com capacidade de 150/180 MVA. Avaliar a viabilidade da solução com transformadores trifásicos e bancos de transformadores monofásicos.
- (3) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por ex. apenas 1 entrada de linha 69 kV seria viável.
- (4) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por ex. a necessidade de substituição dos barramentos e equipamentos que compõem os CTs de 230 kV e 69 kV.
- (5) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE João Pessoa II.
- (6) Informar o ano de entrada em operação de cada Transformador de Potência 230/69 kV e sua vida útil física remanescente.
- (7) Informar se é viável realizar a obra de implantação dos novos transformadores com os transformadores atuais em operação, utilizando espaços desocupados no pátio para a instalação da 1ª unidade, assim é possível desligar o T1 e utilizar seu espaço para a 2ª unidade, e assim sucessivamente.

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

Data: 10/08/2023
Revisão:
Página: 2 - 4

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

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

SE João Pessoa II:

1. Módulos de Manobra

EL      Quantidade: 1      Tensão (kV): 230      Arranjo: BPT

EL      Quantidade: 4      Tensão (kV): 69      Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

Transformador      Quantidade: 4      Potência (MVA): 150/180      Tensão (kV): 230/69      Fase: mono ou trifásico

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?       Sim      Área Prevista: \_\_\_\_\_  
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?       Sim      Equipamentos Necessários: \_\_\_\_\_  
 Não      \_\_\_\_\_





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

Data: 10/08/2023

Revisão:

Página: 4 - 4

**ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA**

Apresentar diagrama unifilar simplificado as Subestação 230/69 kV Mussuré II

002-MRD04-AP-GE-NT-R0 - NOTA TÉCNICA -RESPOSTA AOS QUESTIONAMENTOS OF. 463/2023

003-MRD04-AP-EM-DU-R0 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO - FL 1 E FL 2

004-MRD04-AP-EM-PS-R0 - PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO - FL 1 E FL 2

**NOTA TÉCNICA – RESPOSTA AO OFÍCIO 0463/2023**

**DEE/EPE**

**AGOSTO 2023**



## HISTÓRICO DE REVISÕES

REVISÃO N° 0		15/08/2023	
Itens Alterados	Descrição		
-	Emissão inicial		
Elaboração	Verificação	Aprovação	
SGM	LRV	LRV	

## 1. APRESENTAÇÃO

Essa nota técnica tem por finalidade melhor ilustrar a resposta ao ofício 463/2023 DEE/EPE de para melhor compreensão da motivação das respostas e soluções testadas durante o processo de avaliação dos questionamentos do ofício.

## 2. QUESTÕES LEVANTADAS

- (1) Avaliar a possibilidade de adequação da configuração atual do setor 230 kV de BPT para BD4.

*A figura 1 mostra o arranjo atual da subestação Mussuré II, configuração BPT no setor 230 kV. A subestação não foi concebida para evolução do arranjo BPT para barra dupla a 4 chaves BD4CH em seu projeto básico. Uma alteração desse tipo demandaria a instalação de uma chave extra em cada evento entre o disjuntor e os barramentos principais. A instalação dessa chave extra mostra-se um empreendimento complicado do ponto de vista técnico e operacional.*

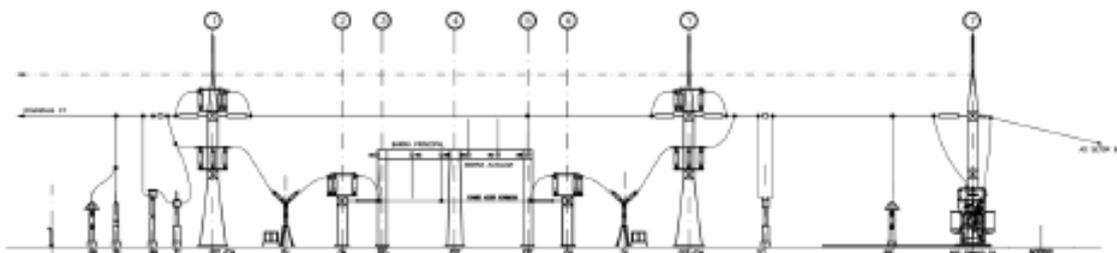


Figura 1: Corte de um bay da SE Mussuré II na configuração atual

*Foi verificada a possibilidade de instalação de uma chave seccionadora semi-pantográfica vertical após o disjuntor, conectando o disjuntor ao barramento transversal superior, conforme pode ser visto na simulação na Figura 2.*

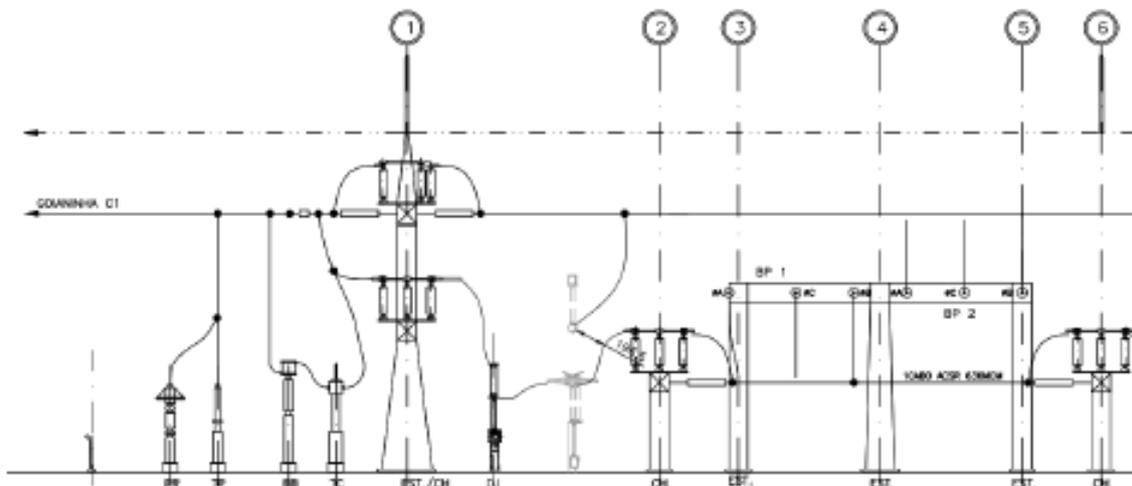


Figura 2: Instalação de chave semi pantográfica vertical

*Em relação a essa solução, o espaço físico se torna o fator crítico, uma vez que o arranjo não foi projetado para essa situação. Os disjuntores existentes hoje, no formato construtivo com câmaras montadas em "Y", deveriam ser substituídos por disjuntores em formato "I". Ainda assim, estes deveriam ser deslocados de seu eixo atual (remanejamento das bases dos disjuntores) para assim abrir espaço para instalação de uma estrutura de concreto ou metálica de suporte para as chaves SPV.*

*A distância elétrica entre os pontos energizados em trechos sujeitos a oscilações é um ponto delicado a ser estudado com maior nível de detalhamento e exatidão. No caso mostrado acima, a conexão da chave SPV com o barramento superior está distante apenas 1965 mm da conexão com a chave seletora da Barra 1, estando assim, fora das distâncias de segurança mínima fase-terra de 2050 mm.*

*Portanto, considera-se que a viabilidade de mudança do arranjo atual no setor 230 kV de BPT para BD4CH é técnica e operacionalmente arriscada, além de apresentar custo elevado.*

- (2) Avaliar a substituição dos 4 transformadores trifásicos 230/69 kV existentes de 100 MVA por novas unidades com capacidade de 150/180 MVA. Avaliar a viabilidade da solução com transformadores trifásicos e bancos de transformadores monofásicos.**

*A substituição dos equipamentos com potência nominal de 100 MVA por equipamentos com potência de 150 MVA é possível tanto na forma de unidades trifásicas quanto na forma de bancos (3x50 MVA), contemplando uma unidade reserva para os quatro bancos ou uma unidade para cada par de bancos.*

*Os desenhos apresentam nas folhas 2/2 da planta de situação e diagrama, o cenário onde se opte por fazer a substituição por unidades monofásicas com uma unidade reserva compartilhada pelos 4 bancos. Essa solução, no entanto, requer a ampliação do pátio da subestação nos setores 230 e 69 kV, devido à maior necessidade de espaço físico necessário às unidades monofásicas. Para efeito de simulação considerou-se equipamento real existente na Eletrobrás-Chesf monofásicos com potência de 60 MVA por fase.*

- (3) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por ex. apenas 1 entrada de linha 69 kV seria viável.**

*Seria possível atender integralmente às solicitações da EPE dentro do terreno da subestação.*

- (4) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por ex. a necessidade de substituição dos barramentos e equipamentos que compõem os CTs de 230 kV e 69 kV.**

*Considerando que apenas um dos transformadores possui vida útil esgotada (04T1) e que a princípio seria o único equipamento a ser substituído nessa primeira etapa, a sua substituição por outro de maior potência, caso venha ocorrer, não acarretará superação dos equipamentos, incluindo os reatores de aterramento.*

*Quando da substituição dos demais transformadores, caso a EPE recomende que os novos venham a ser de maior potência, deverão ser realizadas as análises necessárias para verificar o impacto nos equipamentos e barramentos.*

*Quanto aos barramentos, foi verificado que, mesmo com a substituição apenas do transformador 04T1 com vida útil esgotada, haverá superação do barramento principal e de transferência do setor de 69 kV da subestação. No setor de 230 kV não foi verificada superação de barramentos.*

- (5) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE João Pessoa II.

*A EL 230 kV foi considerada no mesmo sentido das linhas existentes para João Pessoa II.*

- (6) Informar o ano de entrada em operação de cada Transformador de Potência 230/69 kV e sua vida útil física remanescente.

*A vida útil de cada unidade transformadora é apresentada na tabela abaixo.*

Subestação	Posição	Energização	VU - MCPSE (anos)	Fim de Vida Útil
MRD	04T1	1983	35	2018
MRD	04T2	2008	35	2043
MRD	04T3	1994	35	2029
MRD	04T4	2002	35	2037

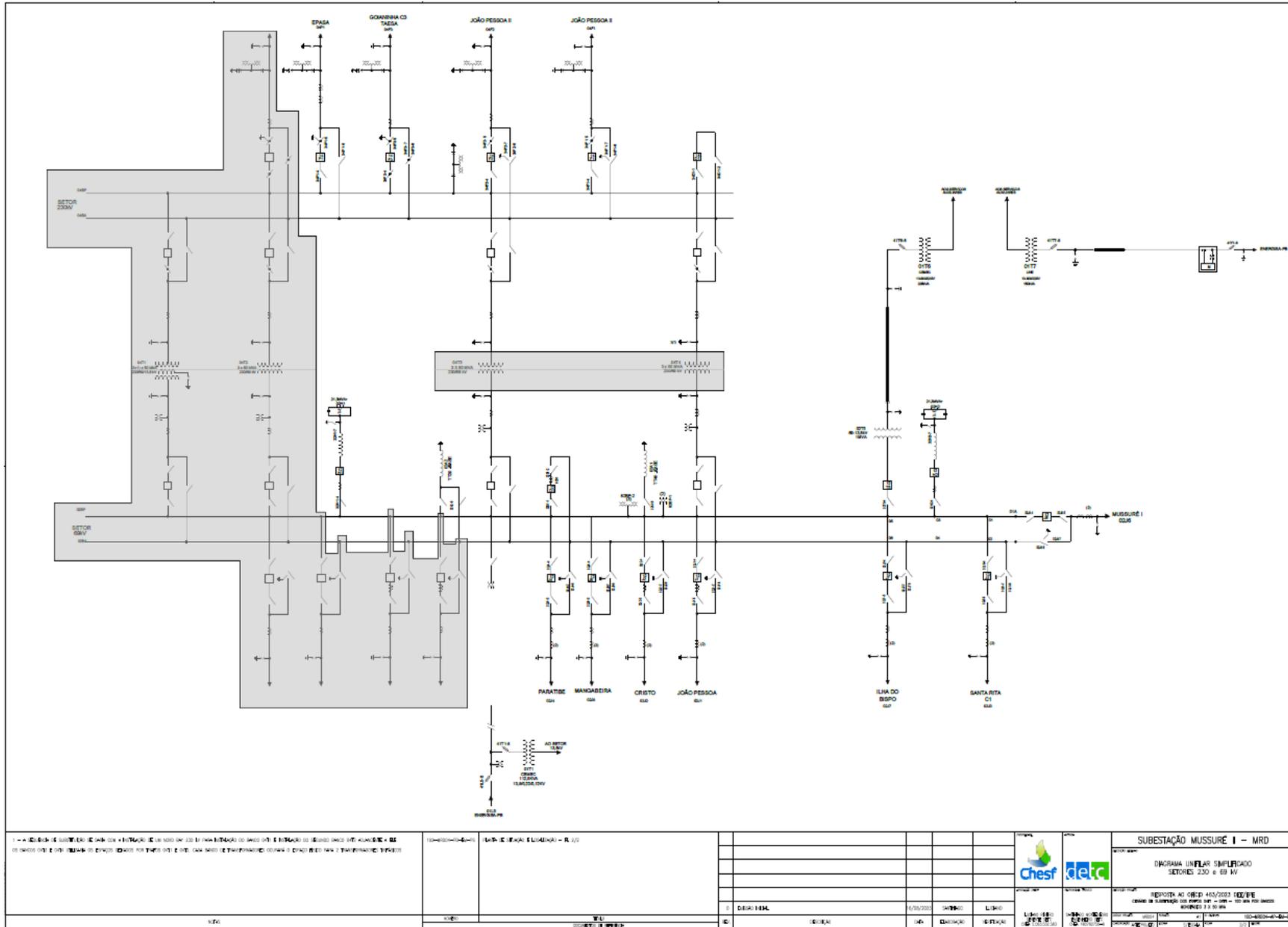
- (7) Informar se é viável realizar a obra de implantação dos novos transformadores com os transformadores atuais em operação, utilizando espaços desocupados no pátio para a instalação da 1ª unidade, assim é possível desligar o T1 e utilizar seu espaço para a 2ª unidade, e assim sucessivamente

*A estratégia apresentada acima é perfeitamente viável, uma vez que há espaço para ampliação no setor 230 kV. No entanto, ressalta-se que a primeira unidade possui terciário e que o seu deslocamento necessitaria de ajustes para conexão do terciário da nova unidade ao setor 13,8 kV da subestação.*

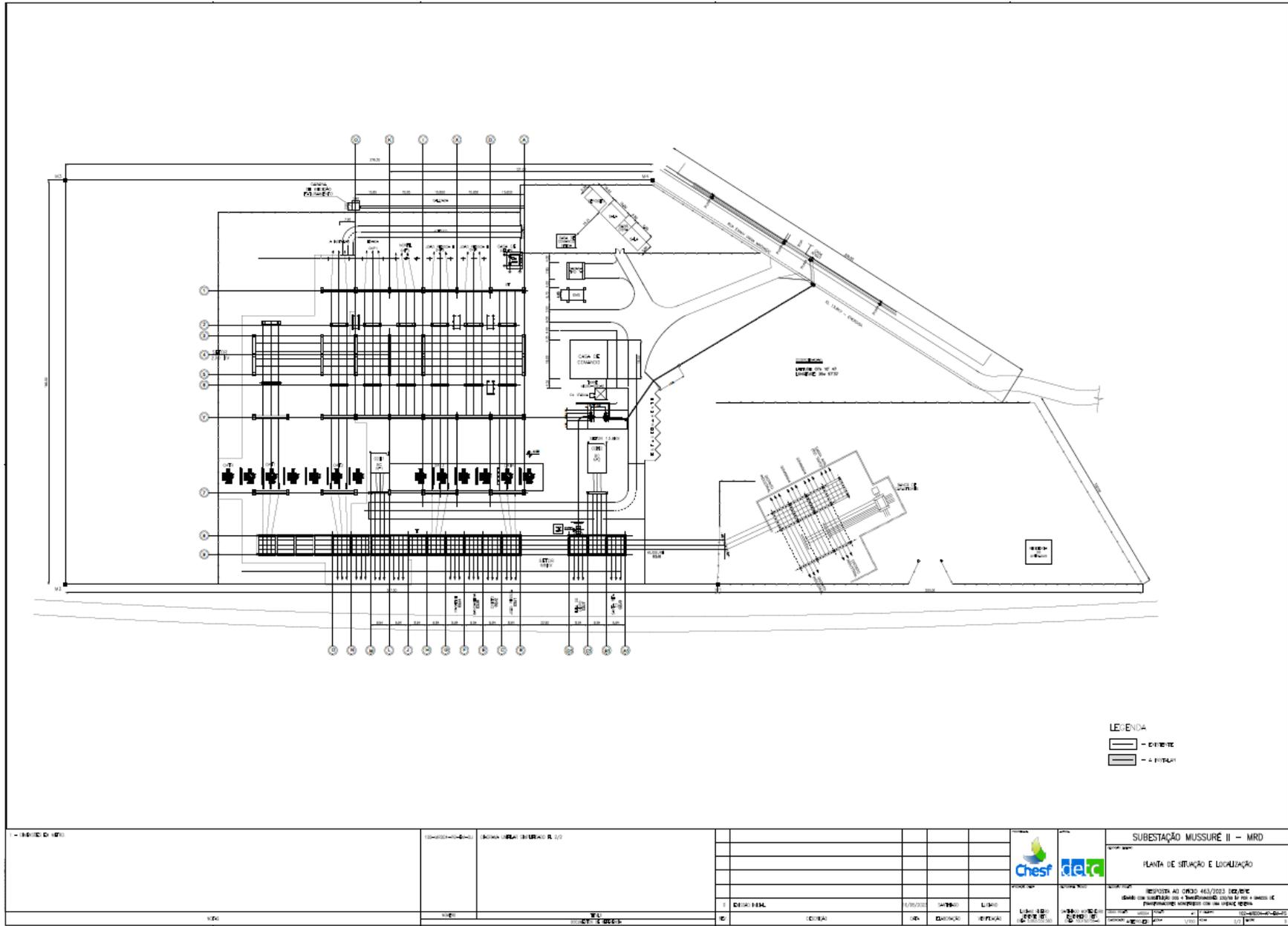
### 3. ANEXOS

DOCUMENTO Nº	TÍTULO
003-MRD04-AP-EM-DU-FL1-2	Diagrama Unifilar Simplificado – FL 1/2
003-MRD04-AP-EM-DU-FL2-2	Diagrama Unifilar Simplificado – FL 2/2
004-MRD04-AP-EM-PS-FL1-2	Planta de situação e Localização – FL 1/2
004-MRD04-AP-EM-PS-FL2-2	Planta de situação e Localização – FL 1/2









### 11.3 Plano de Obras

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>133.762,36</b>	<b>75.891,27</b>	<b>11.881,77</b>	<b>33.699,35</b>
<b>LT 69 kV JOÃO PESSOA II - PARATIBE, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>28.395,78</b>	<b>19.325,69</b>	<b>2.522,32</b>	<b>10.723,73</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 14 km									
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	João Pessoa II	2028	14,0	1,0	907,09	12.699,26	8.642,90	1.128,04	4.795,90
MIM - 69 kV	João Pessoa II	2028	2,0	1,0	3625,06	7.250,12	4.934,31	644,01	2.738,02
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Paratibe	2028	1,0	1,0	598,14	598,14	407,08	53,13	225,89
MIM - 69 kV	Paratibe	2028	2,0	1,0	3625,06	7.250,12	4.934,31	644,01	2.738,02
MIM - 69 kV	Paratibe	2028	1,0	1,0	598,14	598,14	407,08	53,13	225,89
<b>LT 69 kV PARATIBE - MANGABEIRA, C1 (Nova)</b>						<b>15.218,00</b>	<b>10.357,12</b>	<b>1.351,78</b>	<b>5.747,11</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km									
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PARATIBE	2028	13,0	1,0	564,72	7.341,36	4.996,41	652,11	2.772,48
MIM - 69 kV	PARATIBE	2028	1,0	1,0	3625,06	3.625,06	2.467,15	322,00	1.369,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MANGABEIRA	2028	1,0	1,0	313,26	313,26	213,20	27,83	118,30
MIM - 69 kV	MANGABEIRA	2028	1,0	1,0	313,26	313,26	213,20	27,83	118,30
<b>SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>29.622,74</b>	<b>10.892,22</b>	<b>2.631,31</b>	<b>895,86</b>
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ									
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	15722,59	15.722,59	5.781,16	1.396,60	475,49
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	9134,64	9.134,64	3.358,79	811,41	276,25
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	400,00	96,63	32,90
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	3364,39	3.364,39	1.237,08	298,85	101,75
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	313,26	313,26	115,19	27,83	9,47
<b>SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>60.525,84</b>	<b>35.316,25</b>	<b>5.376,36</b>	<b>16.332,65</b>
3° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ									
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11943,32	35.829,96	20.906,44	3.182,68	9.668,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	14473,38	14.473,38	8.445,08	1.285,63	3.905,58
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	9134,64	9.134,64	5.329,97	811,41	2.464,95
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	634,76	96,63	293,55

## 11.4 Custo de Implantação das Obras Indicativas Referentes à Seção 6.2

**Tabela 11-1 – Alternativa X1**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>154.512,45</b>	<b>48.708,77</b>	<b>13.724,94</b>	
<b>SE 230/69 kV MUSSURÉ II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>102.786,80</b>	<b>32.402,69</b>	<b>9.130,29</b>	
1º, 2º, 3º e 4º TF 230/69 kV, 4 x 100 MVA 3Ø		2038	4,0	1,0	13197,67	52.790,68	16.641,82	4.689,26	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	4,0	1,0	9134,64	36.538,56	11.518,48	3.245,63	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	4,0	1,0	3364,39	13.457,56	4.242,38	1.195,40	
<b>SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>29.622,74</b>	<b>9.338,32</b>	<b>2.631,31</b>	
3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Ø		2038	1,0	1,0	15722,59	15.722,59	4.956,42	1.396,60	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	9134,64	9.134,64	2.879,62	811,41	
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	342,94	96,63	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3364,39	3.364,39	1.060,60	298,85	
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	313,26	313,26	98,75	27,83	
<b>LT 69 kV JOÃO PESSOA II - MUSSURÉ, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>22.102,91</b>	<b>6.967,76</b>	<b>1.963,34</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km		2038	7,0	1,0	907,09	6.349,63	2.001,67	564,02	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	João Pessoa II	2038	2,0	1,0	3625,06	7.250,12	2.285,54	644,01	
MIM - 69 kV	João Pessoa II	2038	1,0	1,0	626,52	626,52	197,51	55,65	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Mussurú	2038	2,0	1,0	3625,06	7.250,12	2.285,54	644,01	
MIM - 69 kV	Mussurú	2038	1,0	1,0	626,52	626,52	197,51	55,65	

**Tabela 11-2 – Alternativa X2**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>141.892,67</b>	<b>44.730,49</b>	<b>12.603,96</b>	
<b>SE 230/69 kV MUSSURÉ II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>112.886,48</b>	<b>35.586,53</b>	<b>10.027,42</b>	
1º, 2º, 3º e 4º TF 230/69 kV, 4 x 150 MVA 3Ø		2038	4,0	1,0	15722,59	62.890,36	19.825,66	5.586,39	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	4,0	1,0	9134,64	36.538,56	11.518,48	3.245,63	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	4,0	1,0	3364,39	13.457,56	4.242,38	1.195,40	
<b>SECC LT 230 kV GOIANINHA - NORFIL, C1, NA SE JOÃO PESSOA II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>29.006,19</b>	<b>9.143,96</b>	<b>2.576,55</b>	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 2 km		2038	2,0	1,0	1871,24	3.742,48	1.179,79	332,43	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2038	2,0	1,0	10093,21	20.186,42	6.363,60	1.793,11	
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	2175,73	2.175,73	685,88	193,26	
MIG-A		2038	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	914,69	257,74	

**Tabela 11-3 – Alternativa X3**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>144.056,93</b>	<b>45.412,75</b>	<b>12.796,21</b>	
<b>SE 230/69 kV MUSSURÉ II (Ampliação/Adequação)</b>						<b>112.886,48</b>	<b>35.586,53</b>	<b>10.027,42</b>	
1º, 2º, 3º e 4º TF 230/69 kV, 4 x 150 MVA 3Ø		2038	4,0	1,0	15722,59	62.890,36	19.825,66	5.586,39	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	4,0	1,0	9134,64	36.538,56	11.518,48	3.245,63	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	4,0	1,0	3364,39	13.457,56	4.242,38	1.195,40	
<b>LT 230 kV JOÃO PESSOA II - EPASA, C1 (Nova)</b>						<b>31.170,45</b>	<b>9.826,23</b>	<b>2.768,79</b>	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 3 km		2038	3,0	1,0	1161,51	3.484,53	1.098,47	309,52	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	João Pessoa II	2038	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	3.123,85	880,22	
MIM - 230 kV	João Pessoa II	2038	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	325,34	91,67	
MIG-A	João Pessoa II	2038	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	914,69	257,74	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Epasa	2038	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	3.123,85	880,22	
MIM - 230 kV	Epasa	2038	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	325,34	91,67	
MIG-A	Epasa	2038	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	914,69	257,74	

## 11.5 FICHA PET

### Sistema Interligado da Região NORDESTE

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>PB</b>
<b>LT 69 kV JOÃO PESSOA II - PARATIBE, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2028</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>48 meses</b>

#### Justificativa:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

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

Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 14 km	12.699,26
2 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // João Pessoa II	7.250,12
MIM - 69 kV // João Pessoa II	598,14
2 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // Paratibe	7.250,12
MIM - 69 kV // Paratibe	598,14

**Total de Investimentos Previstos:** **28.395,78**

#### Situação atual:

#### Observações:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

#### Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

## Sistema Interligado da Região NORDESTE

<b>Empreendimento:</b>  LT 69 kV PARATIBE - MANGABEIRA, C1 (Nova)	UF: <b>PB</b>
	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2028</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

### Justificativa:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

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

Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	7.341,36
1 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // PARATIBE	3.625,06
MIM - 69 kV // PARATIBE	313,26
1 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // MANGABEIRA	3.625,06
MIM - 69 kV // MANGABEIRA	313,26

**Total de Investimentos Previstos:** **15.218,00**

### Situação atual:

### Observações:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

### Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

## Sistema Interligado da Região NORDESTE

<b>Empreendimento:</b> <b>SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF:</b> <b>PB</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE:</b> <b>Jan/2036</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO:</b> <b>60 meses</b>

### Justificativa:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	15.722,59
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.134,64
MIM - 230 kV	1.087,86
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.364,39
MIM - 69 kV	313,26

**Total de Investimentos Previstos:** **29.622,74**

### Situação atual:

### Observações:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

### Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

## Sistema Interligado da Região NORDESTE

<b>Empreendimento:</b> <b>SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II</b> <b>(Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF: PB</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

### Justificativa:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	35.829,96
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	14.473,38
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.134,64
MIM - 230 kV	1.087,86

**Total de Investimentos Previstos: 60.525,84**

### Situação atual:

### Observações:

Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa

### Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.