

# ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

*Estudo para Atendimento à  
Região Metropolitana de  
Fortaleza – Horizonte 2033*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**

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



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Wellington Moreira Franco

**Secretário-Executivo do MME**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

Eduardo Azevedo Rodrigues

**Secretário de Energia Elétrica**

Fabio Lopes Alves

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

João Vicente de Carvalho Vieira

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

Maurício José Andrade Correia



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**

Reive Barros dos Santos

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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Amilcar Gonçalves Guerreiro

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

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

**Sede**

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

**Escritório Central**

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

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

*Estudo para Atendimento à  
Região Metropolitana de  
Fortaleza – Horizonte 2033*

**Coordenação Geral**

Reive Barros dos Santos  
Amilcar Gonçalves Guerreiro  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Coordenação Executiva**

José Marcos Bressane  
Elisângela Medeiros de Almeida

**Equipe Técnica:**

**Estudos Elétricos**

Marcelo Willian Henriques Szrajbman  
Igor Chaves  
Leandro Moda  
Luiz Felipe Froede Lorentz  
Tiago Campos Rizzotto  
Mariana Ferreira Nóbrega da Silva

**Análise Socioambiental**

Alfredo Lima Silva  
Kátia Gisele Matosinho  
Thiago Galvão  
Daniel Filipe Silva  
Carina Renno Siniscalchi

**Nº EPE-DEE-RE-090/2018-rev2**

Data: 9 de outubro de 2019

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

|  <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>   | <p><i>Contrato</i> _____ <i>Data de assinatura</i> _____</p> |   |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
|---|--|---|--------------------------|------|------------|------------------|------|------------|---|------|------------|--|
| <p><i>Projeto</i></p> <p align="center"><b>ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</b></p>  |  |   |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| <p><i>Área de estudo</i></p> <p align="center"><b>Estudos do Sistema de Transmissão</b></p>   |  |   |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| <p><i>Sub-área de estudo</i></p> <p align="center"><b>Análise Técnico-econômica</b></p>   |  |   |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| <p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-RE-090/2018      <b>Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033</b></p>   |  |   |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>Revisões</i></th> <th><i>Data</i></th> <th><i>Descrição sucinta</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>rev0</td> <td>27.12.2018</td> <td>Emissão Original</td> </tr> <tr> <td>rev1</td> <td>03.06.2019</td> <td>Anexo 15.3 – Parâmetros de Equipamentos e Linhas de Transmissão: alteração dos parâmetros e da configuração da LT 230 kV subterrânea Fortaleza II – Dias Macedo II para AL 2000 mm<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>rev2</td> <td>09.10.2019</td> <td>Compatibilização com os relatórios complementares.</td> </tr> </tbody> </table> | <i>Revisões</i>  | <i>Data</i>   | <i>Descrição sucinta</i> | rev0 | 27.12.2018 | Emissão Original | rev1 | 03.06.2019 | Anexo 15.3 – Parâmetros de Equipamentos e Linhas de Transmissão: alteração dos parâmetros e da configuração da LT 230 kV subterrânea Fortaleza II – Dias Macedo II para AL 2000 mm <sup>2</sup> | rev2 | 09.10.2019 | Compatibilização com os relatórios complementares. |
| <i>Revisões</i>   | <i>Data</i>  | <i>Descrição sucinta</i>  |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| rev0  | 27.12.2018   | Emissão Original  |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| rev1  | 03.06.2019   | Anexo 15.3 – Parâmetros de Equipamentos e Linhas de Transmissão: alteração dos parâmetros e da configuração da LT 230 kV subterrânea Fortaleza II – Dias Macedo II para AL 2000 mm <sup>2</sup> |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |
| rev2  | 09.10.2019   | Compatibilização com os relatórios complementares.  |                          |      |            |                  |      |            |   |      |            |  |

## APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo para dimensionamento dos reforços da rede de transmissão da Região Metropolitana de Fortaleza, no estado do Ceará, de forma a atender o crescimento de carga da distribuidora Enel Distribuição Ceará previsto para o período 2024-2033.

A revisão 2 do estudo EPE-DEE-RE-090/2019 tem por objetivo ajustar o plano de obras recomendado na emissão original do referido estudo em função de informações apresentadas pelos Relatórios Complementares R2, R3, R4 e R5, realizados pela Ourilândia do Norte Transmissora de Energia (ONTE).

Os estudos realizados pela ONTE indicaram um novo traçado para a LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II com redução do comprimento total de 7,6 km para 6,5 km e alteração dos parâmetros elétricos. Em relação à SE Dias Macedo II, foi recomendado adequar o arranjo de barramentos para BD4 no setor de 230 kV e BPT no setor de 69 kV.

Importa salientar que os ajustes recomendados nessa revisão não comprometem o mérito da análise econômica apresentada anteriormente, de modo que a alternativa vencedora recomendada naquela oportunidade se mantém, ainda que atualizada com as informações apresentadas na presente revisão. As alterações realizadas nessa revisão estão registradas na tabela a seguir.

| Item              | Descrição  |
|-------------------|--|
| 3 - Conclusões    | Alteração do comprimento total da LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II para 6,5 km (pág. 10).                                     |
| 4 - Recomendações | Alteração do comprimento total da LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II para 6,5 km (pág. 11).                                     |
| Anexo 15.3        | Alteração do comprimento total e dos parâmetros da LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II (pág. 68 a 72).                           |
| Anexo 15.4        | SE Dias Macedo II Diagrama Unifilar – alteração do arranjo de barramentos da SE Dias Macedo II (pág. 73).                            |
| Anexo 15.5        | Ficha PET LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II – alteração do comprimento total e do valor dos investimentos previstos (pág. 76). |

# SUMÁRIO

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1</b>  | <b>INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>6</b>  |
| <b>2</b>  | <b>OBJETIVOS .....</b>   | <b>9</b>  |
| <b>3</b>  | <b>CONCLUSÕES.....</b>   | <b>10</b> |
| <b>4</b>  | <b>RECOMENDAÇÕES .....</b>   | <b>11</b> |
| <b>5</b>  | <b>DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS .....</b>                          | <b>13</b> |
| 5.1       | PREMISSAS E CRITÉRIOS.....   | 13        |
| 5.2       | BASE DE DADOS.....   | 14        |
| 5.3       | HORIZONTE DO ESTUDO .....  | 16        |
| 5.4       | MERCADO.....   | 16        |
| 5.5       | CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO E GERAÇÃO .....                            | 20        |
| <b>6</b>  | <b>DIAGNÓSTICO .....</b>   | <b>21</b> |
| <b>7</b>  | <b>DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS .....</b>                           | <b>23</b> |
| 7.1       | ALTERNATIVA 1 VILA UNIÃO/PARREÃO .....                             | 24        |
| 7.2       | ALTERNATIVA 2 PREFEITO JOSÉ WALTER/CONJUNTO PALMEIRAS .....        | 25        |
| 7.3       | ALTERNATIVA 3 DIAS MACEDO/AEROLÂNDIA .....                         | 26        |
| <b>8</b>  | <b>ANÁLISE ECONÔMICA .....</b>                                     | <b>28</b> |
| 8.1       | CUSTOS DE INVESTIMENTO .....                                       | 28        |
| 8.2       | CUSTOS DE PERDAS ELÉTRICAS .....                                   | 32        |
| 8.3       | COMPARAÇÃO ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS .....                        | 32        |
| <b>9</b>  | <b>ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ .....</b> | <b>34</b> |
| 9.1       | ENERGIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....                          | 34        |
| 9.2       | REJEIÇÃO DE CARGA.....   | 36        |
| <b>10</b> | <b>ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO .....</b>                             | <b>38</b> |
| <b>11</b> | <b>REFORÇOS PARA MITIGAR ATRASOS.....</b>                          | <b>40</b> |
| <b>12</b> | <b>ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR .....</b>                     | <b>41</b> |
| <b>13</b> | <b>REFERÊNCIAS.....</b>  | <b>42</b> |
| <b>14</b> | <b>EQUIPE TÉCNICA .....</b>  | <b>43</b> |
| <b>15</b> | <b>ANEXOS .....</b>  | <b>44</b> |
| 15.1      | CONSULTAS DE VIABILIDADE DE EXPANSÃO.....                          | 44        |
| 15.2      | SIMULAÇÕES NO SOFTWARE ANAREDE.....                                | 53        |
| 15.3      | PARÂMETROS DE EQUIPAMENTOS E LINHAS DE TRANSMISSÃO.....            | 68        |
| 15.4      | PROPOSTA DE DIAGRAMA UNIFILAR E ARRANJO DOS EQUIPAMENTOS.....      | 73        |
| 15.5      | FICHA PET .....  | 76        |
| 15.6      | TABELAS DE COMPARAÇÃO R1 X R2 .....                                | 82        |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1-1 – Localização da Região Metropolitana de Fortaleza.....                               | 6  |
| Figura 1-2 – RMF - Sistema Elétrico de Transmissão e de Fronteira (2023) .....                   | 8  |
| Figura 4-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa Vencedora .....                                 | 12 |
| Figura 7-1 – Alternativas de Implantação da nova SE 230/69 kV .....                              | 23 |
| Figura 8-1 – Gráfico de Comparação Econômica das Alternativas.....                               | 33 |
| Figura 15-1 – Diagnóstico – N-1, Carga Pesada, 2024.....   | 53 |
| Figura 15-2 – Diagnóstico – N-1, Carga Pesada, 2033.....   | 54 |
| Figura 15-3 – Alternativa 1 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2027 .....              | 55 |
| Figura 15-4 – Alternativa 1 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2033 .....              | 56 |
| Figura 15-5 – Alternativa 1 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033 .....                               | 57 |
| Figura 15-6 – Alternativa 1 + LT AQD-PCT 230kV C1/2/3 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033 .....     | 58 |
| Figura 15-7 – Alternativa 2 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2027 .....              | 59 |
| Figura 15-8 – Alternativa 2 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2033 .....              | 60 |
| Figura 15-9 – Alternativa 2 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033 .....                               | 61 |
| Figura 15-10 – Alternativa 2 + LT AQD-PCT 230kV C1/2/3 - SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033 .....    | 62 |
| Figura 15-11 – Alternativa 3 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2027 .....             | 63 |
| Figura 15-12 – Alternativa 3 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2033 .....             | 64 |
| Figura 15-13 – Alternativa 3 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033 .....                              | 65 |
| Figura 15-14 – Alternativa 3 + LT AQD-PCT 230kV C1/2/3 - SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033 .....    | 66 |
| Figura 15-15 – Reforços para mitigar o atraso da SE Dias Macedo II –N-1, Carga Pesada, 2027..... | 67 |

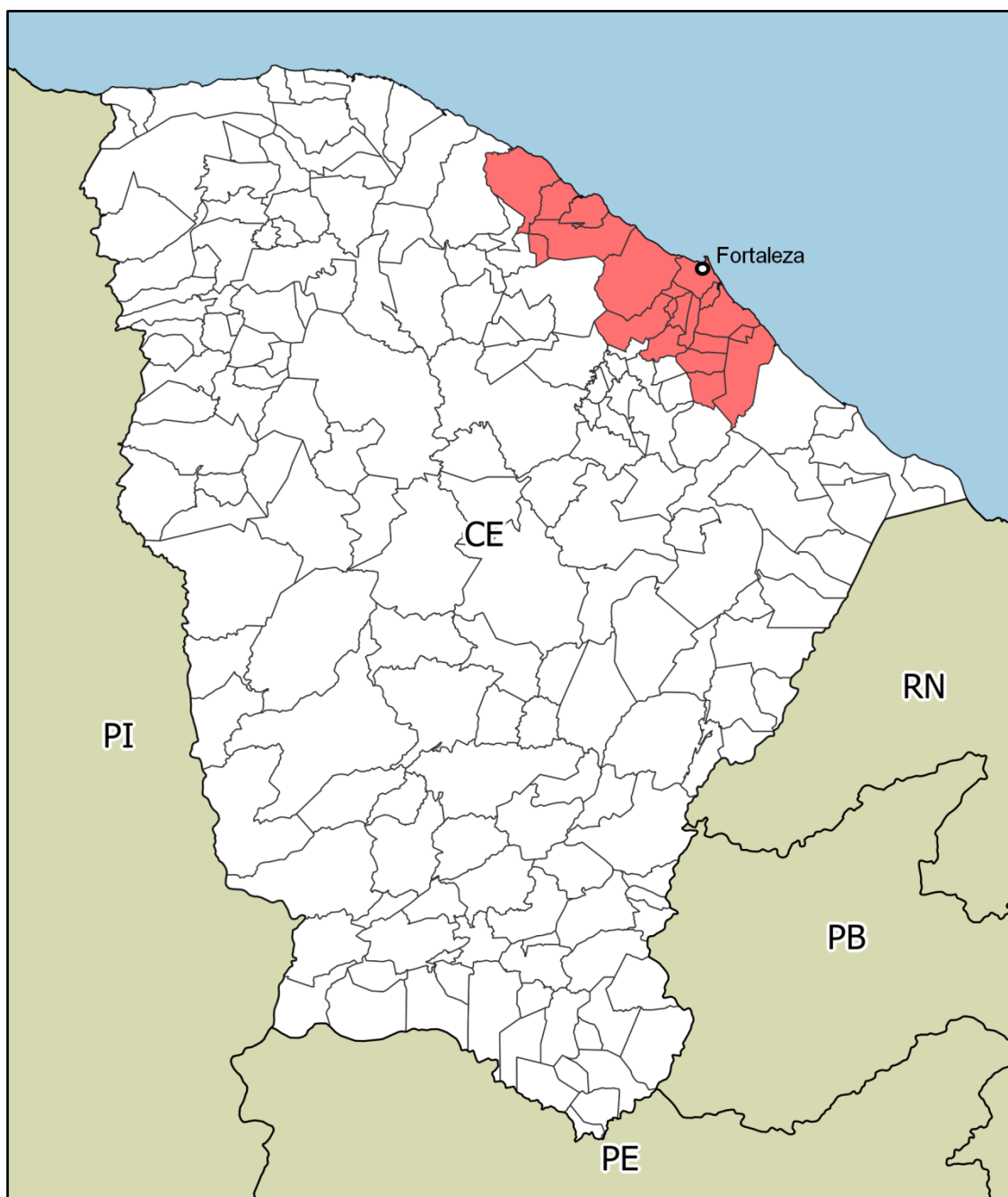


## ÍNDICE DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 3-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000) .....     | 10 |
| Tabela 4-1 – Alternativa vencedora - Obras recomendadas em subestações .....                     | 11 |
| Tabela 4-2 – Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de transmissão.....            | 11 |
| Tabela 4-3 – Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de distribuição .....          | 11 |
| Tabela 5-1 – Níveis de tensão admissíveis.....   | 14 |
| Tabela 5-2 – Dados de Linhas de Transmissão – 2023 .....   | 14 |
| Tabela 5-3 – Dados de Transformadores – 2023 .....   | 15 |
| Tabela 5-4 – Dados de Compensação Reativa – 2023 .....   | 15 |
| Tabela 5-5 – Dados de Geradores – 2023 .....   | 15 |
| Tabela 5-6 – Mercado da Região Metropolitana de Fortaleza .....                                  | 16 |
| Tabela 6-1 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada .....                     | 21 |
| Tabela 7-1 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Alternativa 1) .....     | 25 |
| Tabela 7-2 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Alternativa 2) .....     | 26 |
| Tabela 7-3 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Alternativa 3) .....     | 27 |
| Tabela 8-1 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) .....           | 29 |
| Tabela 8-2 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) .....           | 30 |
| Tabela 8-3 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) .....           | 31 |
| Tabela 8-4 – Custo do Diferencial de Perdas Elétricas (R\$ x 1000).....                          | 32 |
| Tabela 8-5 – Comparação Econômica das Alternativas – Investimento + Perdas (R\$ x 1000) .....    | 32 |
| Tabela 9-1 – Recomposição das subestações 500 kV Fortaleza II e Pacatuba .....                   | 34 |
| Tabela 9-2 – Recomposição do sistema em 230 kV.....  | 35 |
| Tabela 9-3 – Simulações de Rejeição de Carga.....  | 36 |
| Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito referentes ao ano 2024 sem obras.....                  | 38 |
| Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito referentes ao ano 2033 .....                           | 39 |
| Tabela 11-1 – Reforços recomendados para mitigar o eventual atraso da SE Dias Macedo II .....    | 40 |
| Tabela 11-2 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Reforços Seção 11)..... | 40 |
| Tabela 15-1 – Parâmetros elétricos de equipamentos .....   | 68 |
| Tabela 15-2 – Parâmetros elétricos das linhas de transmissão.....                                | 68 |

## 1 INTRODUÇÃO

A Região Metropolitana de Fortaleza (RMF) está localizada no estado brasileiro do Ceará e abrange 19 municípios, incluindo a capital do estado Fortaleza. Com população total de 4.019.213 habitantes em 2016, a RMF é a mais populosa do Nordeste (IBGE). A Figura 1-1 apresenta a localização e a abrangência da Região Metropolitana de Fortaleza.



**Figura 1-1 – Localização da Região Metropolitana de Fortaleza**

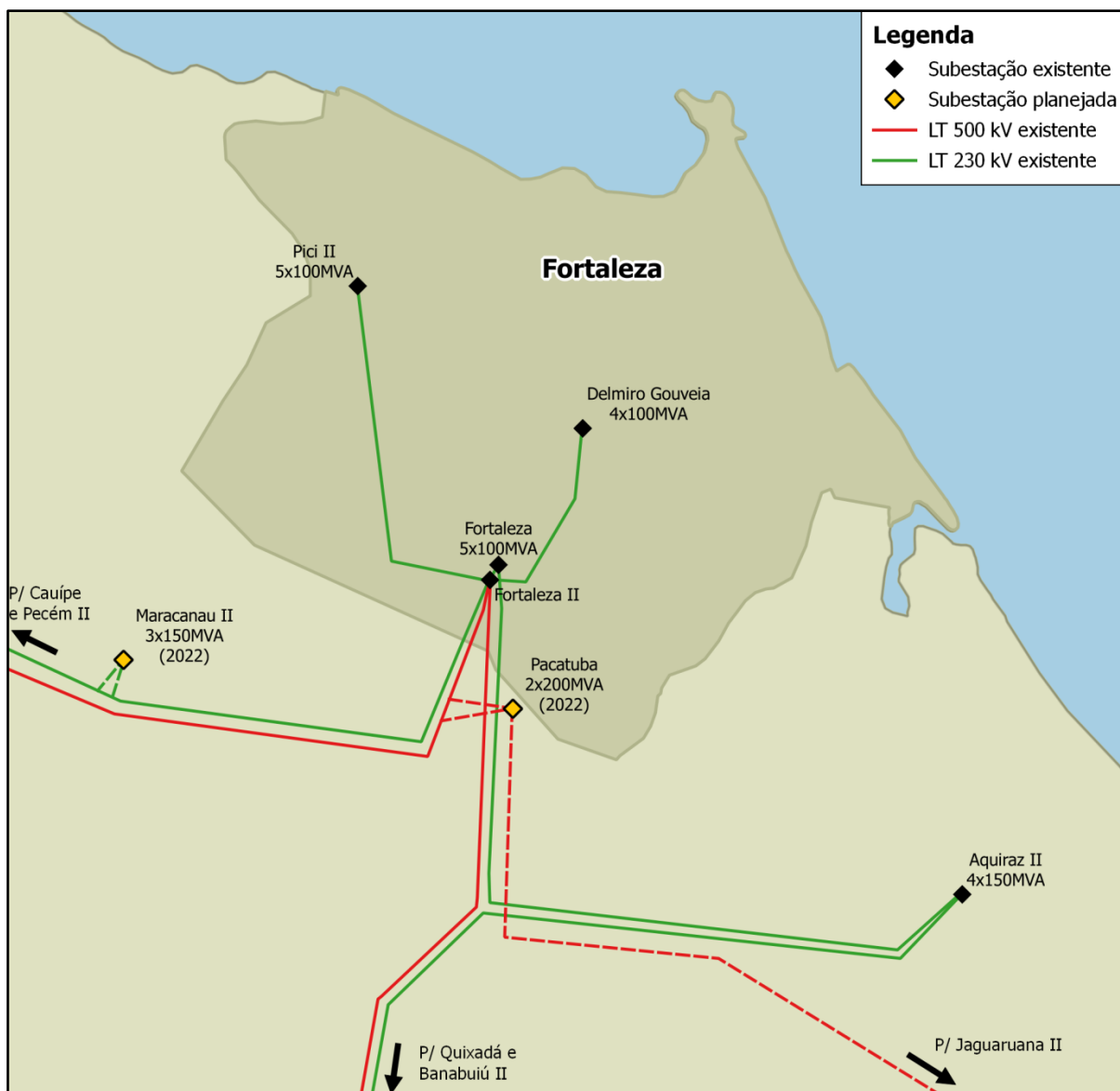
Atualmente, o atendimento à RMF é efetuado a partir da SE 500/230 kV Fortaleza II (3 x 600 MVA). Dessa subestação partem um circuito duplo com 7 km de extensão que alimenta a SE 230/69 kV Delmiro Gouveia (4 x 100 MVA), um circuito duplo com 25 km de extensão que alimenta a SE 230/69 kV Pici II (4 x 100 MVA) e 3 circuitos 230 kV que alimentam a SE 230/69 kV Fortaleza (4 x 100 MVA). A subestação 230/69 kV Aquiraz II (3 x 150 MVA) é conectada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza C3, a 32 km da SE Fortaleza e 184 km da SE Banabuiú.

Até o ano 2023, estão previstos os seguintes reforços para o sistema de transmissão:

- SE Fortaleza II - implantação do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV, 600 MVA, previsto para 2017;
- SE Aquiraz II - seccionamento em loop das LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza C1 e C2 na SE 230/69 kV Aquiraz II e implantação do 4º transformador trifásico 230/69 kV, 150 MVA;
- SE Pici II - implantação de forma definitiva do 5º transformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA, com início de operação em 2017, conforme NT-ONS-RE 2.1-005.2016 Ref.[1];
- SE Fortaleza - implantação de forma definitiva do 5º transformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA, com início de operação em 2018, conforme NT-ONS-RE 2.1-005.2016 Ref.[1];
- SE Maracanaú II – implantação da nova SE 230/69 kV Maracanaú II (3 x 150 MVA), suprida através do seccionamento em loop da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe C2, com início de operação previsto para o mês de janeiro de 2022, conforme EPE-DEE-NT-079/2016 Ref.[2];
- SE Pacatuba – implantação da nova SE 500/230/69 kV Pacatuba, com dois bancos de autotransformadores monofásicos de 500/230 kV e 600 MVA de potência por banco, e dois transformadores trifásicos de 230/69 kV e 200 MVA. A SE Pacatuba tem início de operação previsto para janeiro de 2022 e será conectada ao sistema elétrico existente por meio do seccionamento da LT 500 kV Fortaleza II – Pecém C1 e da nova LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba com 151 km de extensão, conforme EPE-DEE-RE-029/2017 Ref.[3].

O sistema de distribuição da Enel Distribuição Ceará, em Fortaleza e região metropolitana, é composto por 33 subestações de distribuição 69/13,8 kV.

A Figura 1-2 ilustra o sistema de transmissão previsto para a RMF, conforme descrito acima. O diagnóstico aponta para a necessidade de uma nova subestação 230/69 kV a partir de 2024, visto que o atendimento às cargas da Enel fica comprometido devido ao esgotamento das subestações de fronteira Delmiro Gouveia e Pici II.



**Figura 1-2 – RMF - Sistema Elétrico de Transmissão e de Fronteira (2023)**

## 2 OBJETIVOS

O objetivo deste estudo é definir a melhor alternativa de suprimento às cargas da distribuidora Enel atendidas pelas subestações Delmiro Gouveia e Pici II, considerando o crescimento de carga previsto para a Região Metropolitana de Fortaleza dentro do horizonte do estudo.

O estudo deve indicar, dos pontos de vista técnico, econômico e ambiental, o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, levando em conta as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.

### 3 CONCLUSÕES

Foram estudadas três alternativas de expansão da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas. O detalhamento das alternativas está apresentado na Seção 7.

A Alternativa 1 propõe a implantação de uma nova SE 230/69 kV, 3 x 200/240 MVA, isolada a gás, na região dos bairros Vila União e Parreão, e interligada à SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas em 230 kV, com 12 km de extensão.

A Alternativa 2 propõe a implantação de uma nova SE 230/69 kV, 3 x 200/240 MVA, convencional, na região dos bairros Prefeito José Walter e Conjunto Palmeiras, e interligada à SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas em 230 kV, com 1 km de extensão.

Por fim, a Alternativa 3 propõe a implantação de uma nova SE 230/69 kV, 3 x 200/240 MVA, isolada a gás, na região dos bairros Dias Macedo e Aerolândia, e interligada à SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas em 230 kV, com 6,5 km de extensão.

As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2024 (ano inicial do estudo), e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2033, ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos de cada alternativa e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores perdas. A Tabela 3-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas. O detalhamento da análise econômica é apresentado na Seção 8.

**Tabela 3-1– Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)**

| Comparação Econômica (R\$ x 1000) |                   |                  |                   |               |           |
|-----------------------------------|-------------------|------------------|-------------------|---------------|-----------|
| Alternativas                      | Investimento      | Δ Perdas         | Total             | (%)           | Ordem     |
| Alternativa 1                     | 285.158,34        | 0,00             | 285.158,34        | 116,8%        | 2º        |
| Alternativa 2                     | 241.477,57        | 65.671,16        | 307.148,72        | 125,9%        | 3º        |
| <b>Alternativa 3</b>              | <b>225.425,32</b> | <b>18.613,36</b> | <b>244.038,68</b> | <b>100,0%</b> | <b>1º</b> |

A comparação econômica resultou como vencedora a **Alternativa 3**, que constitui o conjunto de obras recomendadas nesse estudo. Devido à localização no bairro de Dias Macedo definida pela Alternativa 3, a nova subestação foi nomeada de **SE Dias Macedo II**.

Cabe destacar que a nova subestação Dias Macedo II será responsável pelo suprimento de energia às cargas da Enel situadas em bairros importantes do município de Fortaleza, incluindo Centro, Meireles, Aldeota, Fátima, São João do Tauape, Montese e adjacências.

## 4 RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista os critérios técnicos e econômicos, recomenda-se a implantação da Alternativa 3, com o cronograma de obras de acordo com a Figura 4-1 e as Tabelas 4-1 a 4-3.

**Tabela 4-1 – Alternativa vencedora - Obras recomendadas em subestações**

| Ano      | Subestação                   | Tensão    | Descrição   |
|----------|------------------------------|-----------|---|
| 2024     | Dias Macedo II isolada a gás | 230 kV    | Novo pátio de subestação 230 kV                               |
|          |                              | 230/69 kV | 1º, 2º e 3º Transformadores trifásicos 230/69 kV, 200/240 MVA |
|          |                              | 69 kV     | Novo pátio de subestação 69 kV                                |
| 2024     | Pacatuba                     | 230-69 kV | 3º Transformador trifásico 230-69 kV, 200/240 MVA             |
| 2024     | Maracanaú II                 | 69 kV     | 1º e 2º Bancos de capacitores 69 kV, 24,4 Mvar                |
| (nota 1) | Fortaleza                    | 230 kV    | Desativação do CER 2x(+100/-70) Mvar                          |
| 2027     | Dias Macedo II               | 230-69 kV | 4º Transformador trifásico 230-69 kV, 200/240 MVA             |

<sup>(1)</sup> O CER 2x(+100/-70) Mvar se encontra em final de vida útil e deve ser desativado.

**Tabela 4-2 – Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de transmissão**

| Ano  | Linha de Transmissão                                      | Tensão | Configuração            | Extensão  |
|------|---|--------|-------------------------|-----------|
| 2024 | Fortaleza II - Dias Macedo II C1/C2 subterrâneo           | 230 kV | AL 2000 mm <sup>2</sup> | 2x 6,5 km |
| 2032 | Remanej. Aquiraz II - Fortaleza C1/C2/C3 para SE Pacatuba | 230 kV | 1xCAA 795 MCM CS        | 3x 1 km   |

**Tabela 4-3 – Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de distribuição**

| Ano  | Linha de Distribuição   | Tensão | Configuração              | Extensão |
|------|---|--------|---------------------------|----------|
| 2024 | Dias Macedo II - Tauape C1 (recondutoramento) <sup>(1)</sup>  | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 5 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Tauape C2 (recondutoramento) <sup>(1)</sup>  | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 5 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Tauape C3 (recondutoramento) <sup>(1)</sup>  | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 5 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Aldeota C1 (recondutoramento) <sup>(1)</sup> | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 8 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Aldeota C2                                   | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 8 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Varjota C1 (recondutoramento) <sup>(1)</sup> | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 8 km     |
| 2024 | Tauape - Centro C1  | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 6 km     |
| 2024 | Der. Varjota - Água Fria C1 (recondutoramento)                | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 3 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Água Fria C1                                 | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 4 km     |
| 2024 | Tauape - Maguary C1 (recondutoramento)                        | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 4 km     |
| 2024 | Tauape - Maguary C2 (recondutoramento)                        | 69 kV  | 1xCAL 500 mm <sup>2</sup> | 4 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Parangaba C1 subterrânea                     | 69 kV  | AL 500 mm <sup>2</sup>    | 7 km     |
| 2024 | Dias Macedo II - Parangaba C2 subterrânea                     | 69 kV  | AL 500 mm <sup>2</sup>    | 7 km     |

<sup>(1)</sup> Linhas de distribuição em 69 kV existentes, cujos pontos de conexão devem ser remanejados da SE Delmiro Gouveia para a nova SE Dias Macedo II.

O arranjo de barramentos da SE Dias Macedo II deve atender ao que estabelece o item 7.1 do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede adotados pelo ONS. Os equipamentos e linhas de transmissão recomendados neste relatório devem apresentar parâmetros e capacidades apresentados no Anexo 15.3.

Além das obras indicadas neste estudo, a nova subestação SE 230/69 kV Dias Macedo II deverá ser dimensionada visando atender às futuras expansões de mais duas entradas de linha em

230 kV, de cinco entradas de linha em 69 kV, e a conexão em 69 kV de quatro novos banco de capacitores em derivação. O Anexo 15.4 apresenta uma proposta de diagrama unifilar e de arranjo dos equipamentos para a SE Dias Macedo II.

Tendo em vista que os reforços do sistema de transmissão serão implantados em áreas densamente povoadas da Região Metropolitana de Fortaleza, recomenda-se a utilização de equipamentos da SE 230/69 kV Dias Macedo II com tecnologia GIS (*gas insulated substation*) abrigados em edificações e de linhas de transmissão em 230 kV subterrâneas.

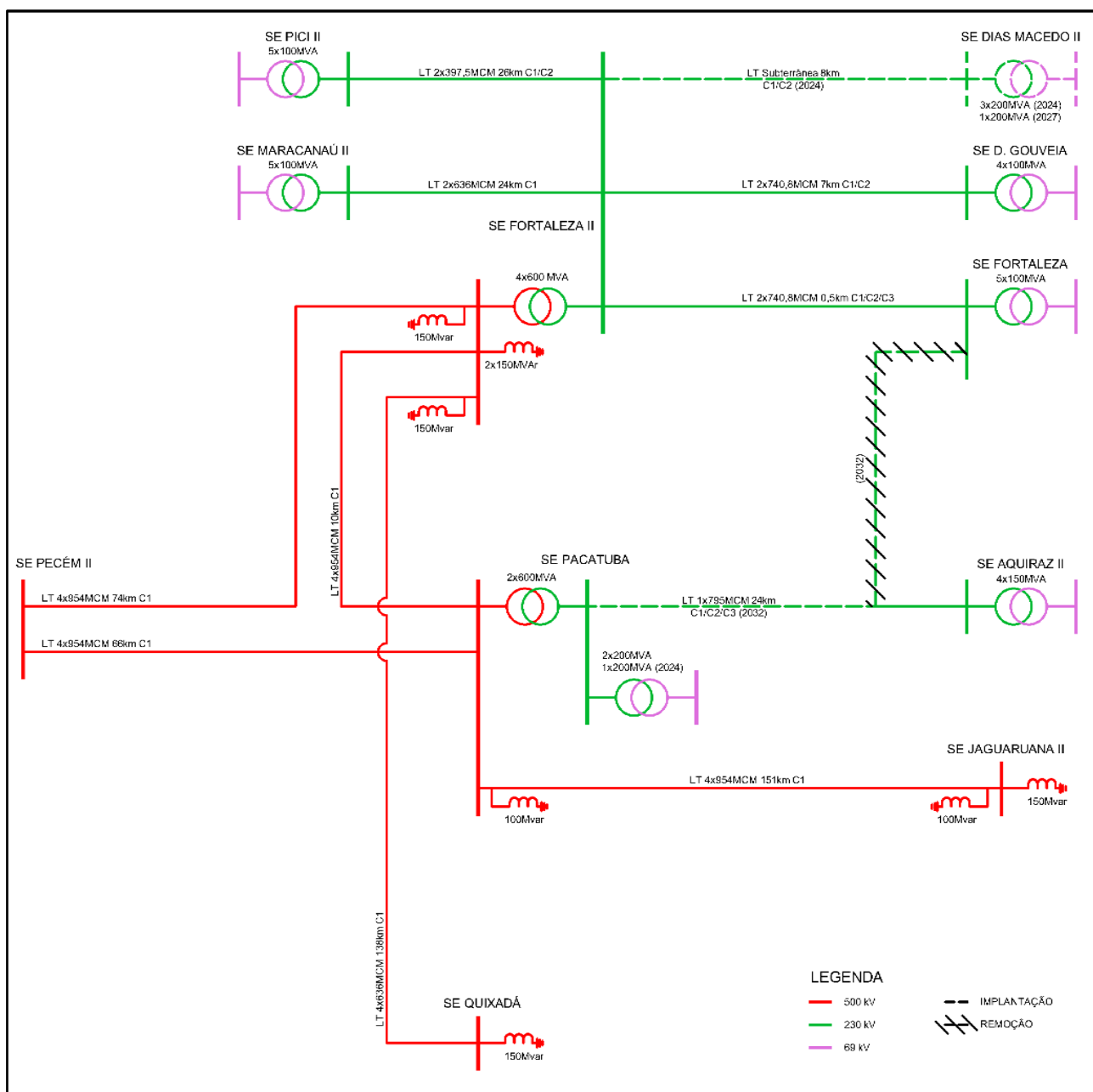


Figura 4-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa Vencedora



## 5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

### 5.1 Premissas e Critérios

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", [4].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001", [5], 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;
- Fator de potência no barramento da Rede Básica de Fronteira: 0,95;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Utilizar os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para os novos equipamentos a serem instalados na rede, levar em consideração as recomendações contidas na Resolução nº 191 da ANEEL para determinação das capacidades em contingência;
- Para cálculo de perdas elétricas, utilizou-se custo de 193,00 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE;
- Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2016", Ref. [6]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2033. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2024 com taxa de retorno de 8% ao ano;
- Para a preparação das fichas contendo a estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão (Rede Básica), que servirão de subsídio para o processo licitatório, foi considerada a base de custos consolidada no documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2016", Ref. [6];

- Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 5-1.

**Tabela 5-1 – Níveis de tensão admissíveis**

| Tensão Nominal de Operação | Condição Operativa Normal |             | Condição Operativa de Emergência |             |
|----------------------------|---------------------------|-------------|----------------------------------|-------------|
|                            | [kV]                      | [pu]        | [kV]                             | [pu]        |
| 69 kV                      | 66 a 72                   | 0,95 a 1,05 | 62 a 72                          | 0,90 a 1,05 |
| 230 kV                     | 218 a 242                 | 0,95 a 1,05 | 207 a 242                        | 0,90 a 1,05 |
| 500 kV                     | 500 a 550                 | 1,00 a 1,10 | 475 a 550                        | 0,95 a 1,10 |

Ressalta-se que os níveis de curto circuito serão analisados apenas para a alternativa de expansão do sistema selecionada, em sua configuração inicial e no ano horizonte do estudo.

## 5.2 Base de Dados

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2025, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

Os dados e os parâmetros elétricos das instalações localizadas na região de interesse do estudo estão apresentados nas Tabelas 5-2, 5-3, 5-4 e 5-5.

**Tabela 5-2 – Dados de Linhas de Transmissão – 2023**

| Linha de Transmissão              | Tensão | Cap. Normal | Cap. Emerg. | Resist. | Reat.  | Suscept. |
|-----------------------------------|--------|-------------|-------------|---------|--------|----------|
|                                   | [kV]   | [MVA]       | [MVA]       | [%]     | [%]    | [Mvar]   |
| LT Pecém II - Fortaleza II C2     | 500    | 1992        | 2598        | 0,050   | 0,790  | 114,94   |
| LT Pecém II - Pacatuba C1         | 500    | 2560        | 2598        | 0,045   | 0,708  | 102,94   |
| LT Pacatuba - Fortaleza II C1     | 500    | 2560        | 2598        | 0,008   | 0,129  | 18,71    |
| LT Fortaleza II - Quixadá C1      | 500    | 2070        | 2608        | 0,140   | 1,550  | 203,00   |
| LT Pacatuba - Jaguaruana II C1    | 500    | 2716        | 3395        | 0,109   | 1,568  | 243,59   |
| LT Fortaleza II - Pici II C1/2    | 230    | 363         | 457         | 0,400   | 1,930  | 6,42     |
| LT Fortal. II - D. Gouveia C1/2   | 230    | 200         | 315         | 0,060   | 0,490  | 1,74     |
| LT Fortal. II - Fortal. C1/2/3    | 230    | 478         | 478         | 0,010   | 0,020  | 0,06     |
| LT Fortal. - Aquiraz II C1/2/3    | 230    | 307         | 307         | 0,560   | 2,740  | 6,52     |
| LT Aquiraz II - Banabuiú C1       | 230    | 238         | 238         | 3,380   | 18,090 | 31,80    |
| LT Aquiraz II - Banabuiú C2/3     | 230    | 307         | 307         | 3,040   | 13,240 | 42,74    |
| LT Fortaleza II - Maracanaú II C1 | 230    | 476         | 600         | 0,240   | 1,727  | 6,40     |
| LT Fortaleza II - Cauípe C1       | 230    | 476         | 600         | 0,530   | 3,720  | 14,68    |
| LT Fortaleza II - Cauípe C3       | 230    | 238         | 300         | 1,080   | 5,730  | 9,98     |
| LT Maracanaú II - Cauípe C1       | 230    | 476         | 600         | 0,300   | 2,153  | 7,98     |

**Tabela 5-3 – Dados de Transformadores – 2023**

| Transformador             | Tensão  | Cap. Normal | Cap. Emerg. | Reat.  |
|---------------------------|---------|-------------|-------------|--------|
|                           | [kV]    | [MVA]       | [MVA]       | [%]    |
| SE Fortaleza II AT1/2/3/4 | 500/230 | 600         | 600         | 1,270  |
| SE Pacatuba AT1/2         | 500/230 | 600         | 720         | 2,330  |
| SE Pacatuba T1/2          | 230-69  | 200         | 240         | 7,000  |
| SE Pici II T1             | 230-69  | 100         | 100         | 13,260 |
| SE Pici II T2             | 230-69  | 100         | 100         | 13,190 |
| SE Pici II T3             | 230-69  | 100         | 100         | 13,250 |
| SE Pici II T4/5           | 230-69  | 100         | 100         | 13,000 |
| SE D. Gouveia T1/2/3/4    | 230-69  | 100         | 106         | 12,470 |
| SE Fortaleza T1           | 230-69  | 100         | 106         | 13,270 |
| SE Fortaleza T2           | 230-69  | 100         | 106         | 12,900 |
| SE Fortaleza T3           | 230-69  | 100         | 106         | 12,980 |
| SE Fortaleza T4/5         | 230-69  | 100         | 106         | 12,970 |
| SE Aquiraz II T1/2/3/4    | 230-69  | 150         | 180         | 9,330  |
| SE Maracanaú II T1/2/3    | 230-69  | 150         | 180         | 9,330  |

**Tabela 5-4 – Dados de Compensação Reativa – 2023**

| Compensação Reativa            | Tensão | Capacidade | Tipo       | Barra ou      |
|--------------------------------|--------|------------|------------|---------------|
|                                | [kV]   | [Mvar]     |            | Terminal      |
| SE Fortaleza II                | 500    | -150       | Manobrável | Barra         |
| SE Pacatuba                    | 500    | -150       | Manobrável | Barra         |
| SE Pacatuba                    | 69     | 48,8       | Manobrável | Barra         |
| SE Quixadá                     | 500    | -150       | Manobrável | Barra         |
| SE Jaguaruana II               | 500    | -150       | Manobrável | Barra         |
| SE Delmiro Gouveia             | 230    | 50,5       | Manobrável | Barra         |
| SE Delmiro Gouveia             | 69     | 97,6       | Manobrável | Barra         |
| SE Fortaleza                   | 230    | 50,5       | Manobrável | Barra         |
| SE Fortaleza                   | 230    | -10        | Manobrável | Barra         |
| SE Jaguaruana II               | 500    | +300/-150  | Manobrável | Barra         |
| SE Fortaleza                   | 69     | 81,2       | Manobrável | Barra         |
| SE Banabuiú                    | 230    | 101        | Manobrável | Barra         |
| SE Banabuiú                    | 230    | -40        | Manobrável | Barra         |
| LT Pecém II - Fortaleza II C2  | 500    | -150       | Fixo       | Fortaleza II  |
| LT Fortaleza II - Quixadá C1   | 500    | -150       | Fixo       | Fortaleza II  |
| LT Pacatuba - Jaguaruana II C1 | 500    | -100       | Manobrável | Pacatuba      |
| LT Pacatuba - Jaguaruana II C1 | 500    | -100       | Fixo       | Jaguaruana II |

**Tabela 5-5 – Dados de Geradores – 2023**

| Geradores              | Tensão | Nº máq. x pot. unit. | Pot. instal. | Reatância |
|------------------------|--------|----------------------|--------------|-----------|
|                        | [kV]   | [un.] x [MW]         | [MW]         | [%]       |
| UTE Maracanaú 1 G1 a 8 | 13,8   | 8 x 20,664           | 165          | 72,06     |

### 5.3 Horizonte do Estudo

O ano inicial do estudo é 2024, tendo como o horizonte o ano 2033. Serão analisados, portanto, 10 anos. É importante ressaltar que o prazo mínimo para a implantação de qualquer obra de expansão da Rede Básica é de 4 anos, contados desde a incorporação no PET – Plano de Expansão da Transmissão, passando por todo o processo de licitação ou autorização, realizado pela ANEEL, até a instalação do empreendimento.

### 5.4 Mercado

O mercado da RMF foi fornecido pela distribuidora Enel e está apresentado na Tabela 5-6.

**Tabela 5-6 – Mercado da Região Metropolitana de Fortaleza**

| Subestação        | Patamar de Carga | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  |
|-------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                   |                  | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    |
| Acarape T1        | Média/Pesada     | 9,32  | 9,73  | 10,16 | 10,61 | 11,07 | 11,56 | 12,07 | 12,60 | 13,15 | 13,73 |
|                   | Leve             | 4,95  | 5,17  | 5,40  | 5,64  | 5,88  | 6,14  | 6,41  | 6,69  | 6,99  | 7,30  |
| Acarape T2        | Média/Pesada     | 9,32  | 9,73  | 10,16 | 10,61 | 11,07 | 11,56 | 12,07 | 12,60 | 13,15 | 13,73 |
|                   | Leve             | 4,95  | 5,17  | 5,40  | 5,64  | 5,88  | 6,14  | 6,41  | 6,69  | 6,99  | 7,30  |
| Água Fria T1      | Média/Pesada     | 25,03 | 26,13 | 27,28 | 28,48 | 29,73 | 31,04 | 32,41 | 33,83 | 35,32 | 36,88 |
|                   | Leve             | 13,30 | 13,89 | 14,50 | 15,14 | 15,80 | 16,50 | 17,22 | 17,98 | 18,77 | 19,60 |
| Água Fria T2      | Média/Pesada     | 20,85 | 21,77 | 22,73 | 23,73 | 24,77 | 25,86 | 27,00 | 28,18 | 29,42 | 30,72 |
|                   | Leve             | 11,08 | 11,57 | 12,08 | 12,61 | 13,16 | 13,74 | 14,35 | 14,98 | 15,64 | 16,32 |
| Água Fria T3      | Média/Pesada     | 23,69 | 24,73 | 25,82 | 26,96 | 28,14 | 29,38 | 30,67 | 32,02 | 33,43 | 34,90 |
|                   | Leve             | 12,59 | 13,14 | 13,72 | 14,32 | 14,96 | 15,61 | 16,30 | 17,02 | 17,77 | 18,55 |
| Aldeota T2        | Média/Pesada     | 32,49 | 33,92 | 35,41 | 36,97 | 38,60 | 40,30 | 42,07 | 43,92 | 45,85 | 47,87 |
|                   | Leve             | 17,27 | 18,02 | 18,82 | 19,65 | 20,51 | 21,41 | 22,35 | 23,34 | 24,37 | 25,44 |
| Aldeota T3        | Média/Pesada     | 28,13 | 29,37 | 30,66 | 32,01 | 33,42 | 34,89 | 36,42 | 38,03 | 39,70 | 41,45 |
|                   | Leve             | 14,95 | 15,61 | 16,29 | 17,01 | 17,76 | 18,54 | 19,36 | 20,21 | 21,10 | 22,02 |
| Aldeota T5        | Média/Pesada     | 28,06 | 29,29 | 30,58 | 31,93 | 33,33 | 34,80 | 36,33 | 37,93 | 39,60 | 41,34 |
|                   | Leve             | 14,91 | 15,57 | 16,25 | 16,97 | 17,71 | 18,49 | 19,31 | 20,16 | 21,04 | 21,97 |
| Aquiraz T1        | Média/Pesada     | 7,08  | 7,39  | 7,72  | 8,06  | 8,41  | 8,78  | 9,17  | 9,57  | 9,99  | 10,43 |
|                   | Leve             | 3,76  | 3,93  | 4,10  | 4,28  | 4,47  | 4,67  | 4,87  | 5,09  | 5,31  | 5,54  |
| Aquiraz T2        | Média/Pesada     | 7,06  | 7,37  | 7,69  | 8,03  | 8,39  | 8,76  | 9,14  | 9,54  | 9,96  | 10,40 |
|                   | Leve             | 3,75  | 3,92  | 4,09  | 4,27  | 4,46  | 4,65  | 4,86  | 5,07  | 5,29  | 5,53  |
| Barra do Ceará T1 | Média/Pesada     | 27,64 | 28,86 | 30,13 | 31,45 | 32,84 | 34,28 | 35,79 | 37,36 | 39,01 | 40,72 |
|                   | Leve             | 14,69 | 15,33 | 16,01 | 16,71 | 17,45 | 18,22 | 19,02 | 19,85 | 20,73 | 21,64 |
| Barra do Ceará T2 | Média/Pesada     | 28,92 | 30,19 | 31,52 | 32,91 | 34,36 | 35,87 | 37,45 | 39,09 | 40,81 | 42,61 |
|                   | Leve             | 15,37 | 16,04 | 16,75 | 17,49 | 18,26 | 19,06 | 19,90 | 20,77 | 21,69 | 22,64 |
| Baturité T1       | Média/Pesada     | 12,80 | 13,36 | 13,95 | 14,57 | 15,21 | 15,87 | 16,57 | 17,30 | 18,06 | 18,86 |
|                   | Leve             | 6,80  | 7,10  | 7,41  | 7,74  | 8,08  | 8,44  | 8,81  | 9,19  | 9,60  | 10,02 |
| Baturité T2       | Média/Pesada     | 12,82 | 13,38 | 13,97 | 14,59 | 15,23 | 15,90 | 16,60 | 17,33 | 18,09 | 18,89 |
|                   | Leve             | 6,81  | 7,11  | 7,43  | 7,75  | 8,09  | 8,45  | 8,82  | 9,21  | 9,61  | 10,04 |
| Beberibe T1       | Média/Pesada     | 10,45 | 10,91 | 11,39 | 11,89 | 12,41 | 12,96 | 13,53 | 14,13 | 14,75 | 15,40 |
|                   | Leve             | 5,55  | 5,80  | 6,05  | 6,32  | 6,60  | 6,89  | 7,19  | 7,51  | 7,84  | 8,18  |
| Bom Jardim T1     | Média/Pesada     | 32,07 | 33,48 | 34,95 | 36,49 | 38,10 | 39,77 | 41,52 | 43,35 | 45,26 | 47,25 |
|                   | Leve             | 17,04 | 17,79 | 18,57 | 19,39 | 20,25 | 21,14 | 22,07 | 23,04 | 24,05 | 25,11 |
| Bom Jardim T2     | Média/Pesada     | 15,58 | 16,27 | 16,98 | 17,73 | 18,51 | 19,32 | 20,17 | 21,06 | 21,99 | 22,95 |
|                   | Leve             | 8,28  | 8,64  | 9,02  | 9,42  | 9,84  | 10,27 | 10,72 | 11,19 | 11,68 | 12,20 |
| Bom Sucesso T1    | Média/Pesada     | 26,01 | 27,15 | 28,35 | 29,60 | 30,90 | 32,26 | 33,68 | 35,16 | 36,71 | 38,32 |
|                   | Leve             | 13,82 | 14,43 | 15,06 | 15,73 | 16,42 | 17,14 | 17,90 | 18,68 | 19,51 | 20,36 |

**Tabela 5-6 – Mercado da Região Metropolitana de Fortaleza (continuação)**

| Subestação      | Patamar de Carga | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  |
|-----------------|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                 |                  | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    |
| Bom Sucesso T2  | Média/Pesada     | 31,70 | 33,09 | 34,55 | 36,07 | 37,66 | 39,32 | 41,05 | 42,85 | 44,74 | 46,71 |
|                 | Leve             | 16,85 | 17,59 | 18,36 | 19,17 | 20,01 | 20,89 | 21,81 | 22,77 | 23,77 | 24,82 |
| Cascavel T1     | Média/Pesada     | 11,06 | 11,55 | 12,05 | 12,59 | 13,14 | 13,72 | 14,32 | 14,95 | 15,61 | 16,30 |
|                 | Leve             | 5,88  | 6,14  | 6,41  | 6,69  | 6,98  | 7,29  | 7,61  | 7,94  | 8,29  | 8,66  |
| Cascavel T2     | Média/Pesada     | 10,93 | 11,41 | 11,91 | 12,44 | 12,98 | 13,56 | 14,15 | 14,77 | 15,42 | 16,10 |
|                 | Leve             | 5,81  | 6,06  | 6,33  | 6,61  | 6,90  | 7,20  | 7,52  | 7,85  | 8,20  | 8,56  |
| Centro T1       | Média/Pesada     | 25,89 | 27,03 | 28,22 | 29,46 | 30,76 | 32,11 | 33,52 | 35,00 | 36,54 | 38,14 |
|                 | Leve             | 13,76 | 14,36 | 15,00 | 15,66 | 16,34 | 17,06 | 17,81 | 18,60 | 19,42 | 20,27 |
| Centro T2       | Média/Pesada     | 30,07 | 31,39 | 32,77 | 34,22 | 35,72 | 37,29 | 38,93 | 40,65 | 42,44 | 44,30 |
|                 | Leve             | 15,98 | 16,68 | 17,42 | 18,18 | 18,98 | 19,82 | 20,69 | 21,60 | 22,55 | 23,54 |
| Coluna T1       | Média/Pesada     | 7,07  | 7,38  | 7,71  | 8,04  | 8,40  | 8,77  | 9,15  | 9,56  | 9,98  | 10,42 |
|                 | Leve             | 3,76  | 3,92  | 4,09  | 4,28  | 4,46  | 4,66  | 4,86  | 5,08  | 5,30  | 5,54  |
| Coluna T2       | Média/Pesada     | 7,11  | 7,42  | 7,75  | 8,09  | 8,45  | 8,82  | 9,21  | 9,61  | 10,03 | 10,48 |
|                 | Leve             | 3,78  | 3,94  | 4,12  | 4,30  | 4,49  | 4,69  | 4,89  | 5,11  | 5,33  | 5,57  |
| Dias Macedo T1  | Média/Pesada     | 32,32 | 33,74 | 35,23 | 36,78 | 38,39 | 40,08 | 41,85 | 43,69 | 45,61 | 47,62 |
|                 | Leve             | 17,17 | 17,93 | 18,72 | 19,54 | 20,40 | 21,30 | 22,24 | 23,22 | 24,24 | 25,30 |
| Dias Macedo T2  | Média/Pesada     | 11,88 | 12,40 | 12,95 | 13,52 | 14,11 | 14,73 | 15,38 | 16,06 | 16,77 | 17,50 |
|                 | Leve             | 6,31  | 6,59  | 6,88  | 7,18  | 7,50  | 7,83  | 8,17  | 8,53  | 8,91  | 9,30  |
| Distrito I T1   | Média/Pesada     | 25,31 | 26,42 | 27,59 | 28,80 | 30,07 | 31,39 | 32,77 | 34,21 | 35,72 | 37,29 |
|                 | Leve             | 13,45 | 14,04 | 14,66 | 15,30 | 15,98 | 16,68 | 17,41 | 18,18 | 18,98 | 19,82 |
| Distrito I T2   | Média/Pesada     | 26,74 | 27,92 | 29,14 | 30,43 | 31,77 | 33,16 | 34,62 | 36,15 | 37,74 | 39,40 |
|                 | Leve             | 14,21 | 14,83 | 15,49 | 16,17 | 16,88 | 17,62 | 18,40 | 19,21 | 20,05 | 20,94 |
| Distrito II T1  | Média/Pesada     | 28,59 | 29,85 | 31,16 | 32,53 | 33,96 | 35,46 | 37,02 | 38,65 | 40,35 | 42,12 |
|                 | Leve             | 15,19 | 15,86 | 16,56 | 17,29 | 18,05 | 18,84 | 19,67 | 20,54 | 21,44 | 22,38 |
| Distrito II T2  | Média/Pesada     | 31,87 | 33,27 | 34,74 | 36,26 | 37,86 | 39,53 | 41,27 | 43,08 | 44,98 | 46,96 |
|                 | Leve             | 16,94 | 17,68 | 18,46 | 19,27 | 20,12 | 21,00 | 21,93 | 22,89 | 23,90 | 24,95 |
| Eusébio T1      | Média/Pesada     | 24,84 | 25,93 | 27,07 | 28,27 | 29,51 | 30,81 | 32,16 | 33,58 | 35,06 | 36,60 |
|                 | Leve             | 13,20 | 13,78 | 14,39 | 15,02 | 15,68 | 16,37 | 17,09 | 17,84 | 18,63 | 19,45 |
| Guaramiranga T1 | Média/Pesada     | 5,88  | 6,14  | 6,41  | 6,69  | 6,99  | 7,29  | 7,61  | 7,95  | 8,30  | 8,66  |
|                 | Leve             | 3,12  | 3,26  | 3,41  | 3,56  | 3,71  | 3,88  | 4,05  | 4,22  | 4,41  | 4,60  |
| Horizonte T1    | Média/Pesada     | 12,29 | 12,83 | 13,40 | 13,98 | 14,60 | 15,24 | 15,91 | 16,61 | 17,34 | 18,11 |
|                 | Leve             | 6,53  | 6,82  | 7,12  | 7,43  | 7,76  | 8,10  | 8,46  | 8,83  | 9,22  | 9,62  |
| Jabuti T1       | Média/Pesada     | 20,14 | 21,03 | 21,95 | 22,92 | 23,93 | 24,98 | 26,08 | 27,22 | 28,42 | 29,67 |
|                 | Leve             | 10,70 | 11,17 | 11,66 | 12,18 | 12,71 | 13,27 | 13,86 | 14,47 | 15,10 | 15,77 |
| Jabuti T2       | Média/Pesada     | 10,39 | 10,85 | 11,32 | 11,82 | 12,34 | 12,89 | 13,45 | 14,04 | 14,66 | 15,31 |
|                 | Leve             | 5,52  | 5,76  | 6,02  | 6,28  | 6,56  | 6,85  | 7,15  | 7,46  | 7,79  | 8,13  |
| Jurema T1       | Média/Pesada     | 20,68 | 21,59 | 22,54 | 23,53 | 24,57 | 25,65 | 26,78 | 27,95 | 29,18 | 30,47 |
|                 | Leve             | 10,99 | 11,47 | 11,98 | 12,50 | 13,05 | 13,63 | 14,23 | 14,86 | 15,51 | 16,19 |
| Jurema T2       | Média/Pesada     | 21,54 | 22,49 | 23,48 | 24,51 | 25,59 | 26,71 | 27,89 | 29,12 | 30,40 | 31,74 |
|                 | Leve             | 11,45 | 11,95 | 12,48 | 13,02 | 13,60 | 14,20 | 14,82 | 15,47 | 16,15 | 16,86 |
| Maguary T1      | Média/Pesada     | 22,35 | 23,33 | 24,36 | 25,43 | 26,55 | 27,72 | 28,94 | 30,21 | 31,54 | 32,93 |
|                 | Leve             | 11,88 | 12,40 | 12,94 | 13,51 | 14,11 | 14,73 | 15,38 | 16,05 | 16,76 | 17,50 |
| Maguary T2      | Média/Pesada     | 22,04 | 23,01 | 24,02 | 25,08 | 26,18 | 27,33 | 28,54 | 29,79 | 31,10 | 32,47 |
|                 | Leve             | 11,71 | 12,23 | 12,77 | 13,33 | 13,91 | 14,53 | 15,16 | 15,83 | 16,53 | 17,26 |
| Maguary T3      | Média/Pesada     | 22,67 | 23,67 | 24,71 | 25,80 | 26,93 | 28,12 | 29,35 | 30,64 | 31,99 | 33,40 |
|                 | Leve             | 12,05 | 12,58 | 13,13 | 13,71 | 14,31 | 14,94 | 15,60 | 16,28 | 17,00 | 17,75 |
| Maguary T4      | Média/Pesada     | 18,18 | 18,98 | 19,82 | 20,69 | 21,60 | 22,55 | 23,54 | 24,58 | 25,66 | 26,79 |
|                 | Leve             | 9,66  | 10,09 | 10,53 | 10,99 | 11,48 | 11,98 | 12,51 | 13,06 | 13,63 | 14,23 |
| Maranguape T1   | Média/Pesada     | 16,76 | 17,50 | 18,27 | 19,07 | 19,91 | 20,79 | 21,70 | 22,66 | 23,65 | 24,69 |
|                 | Leve             | 8,91  | 9,30  | 9,71  | 10,13 | 10,58 | 11,05 | 11,53 | 12,04 | 12,57 | 13,12 |
| Maranguape T2   | Média/Pesada     | 16,63 | 17,36 | 18,13 | 18,92 | 19,76 | 20,63 | 21,53 | 22,48 | 23,47 | 24,50 |
|                 | Leve             | 8,84  | 9,23  | 9,63  | 10,06 | 10,50 | 10,96 | 11,44 | 11,95 | 12,47 | 13,02 |
| Messejana II T1 | Média/Pesada     | 23,56 | 24,60 | 25,68 | 26,81 | 27,99 | 29,22 | 30,51 | 31,85 | 33,25 | 34,71 |
|                 | Leve             | 12,52 | 13,07 | 13,65 | 14,25 | 14,87 | 15,53 | 16,21 | 16,92 | 17,67 | 18,45 |

**Tabela 5-6 – Mercado da Região Metropolitana de Fortaleza (continuação)**

| Subestação           | Patamar de Carga | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  |
|----------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                      |                  | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    |
| Messejana II T2      | Média/Pesada     | 22,66 | 23,66 | 24,70 | 25,78 | 26,92 | 28,10 | 29,34 | 30,63 | 31,98 | 33,39 |
|                      | Leve             | 12,04 | 12,57 | 13,12 | 13,70 | 14,30 | 14,93 | 15,59 | 16,28 | 16,99 | 17,74 |
| MondubimT1           | Média/Pesada     | 23,00 | 24,01 | 25,07 | 26,17 | 27,32 | 28,53 | 29,78 | 31,09 | 32,46 | 33,89 |
|                      | Leve             | 12,22 | 12,76 | 13,32 | 13,91 | 14,52 | 15,16 | 15,83 | 16,52 | 17,25 | 18,01 |
| MondubimT2           | Média/Pesada     | 30,92 | 32,28 | 33,70 | 35,18 | 36,73 | 38,35 | 40,04 | 41,80 | 43,64 | 45,56 |
|                      | Leve             | 16,43 | 17,15 | 17,91 | 18,70 | 19,52 | 20,38 | 21,27 | 22,21 | 23,19 | 24,21 |
| Mucuripe T1          | Média/Pesada     | 12,68 | 13,24 | 13,82 | 14,43 | 15,06 | 15,73 | 16,42 | 17,14 | 17,89 | 18,68 |
|                      | Leve             | 6,74  | 7,03  | 7,34  | 7,67  | 8,00  | 8,36  | 8,72  | 9,11  | 9,51  | 9,93  |
| Mucuripe T2          | Média/Pesada     | 12,76 | 13,32 | 13,91 | 14,52 | 15,16 | 15,83 | 16,52 | 17,25 | 18,01 | 18,80 |
|                      | Leve             | 6,78  | 7,08  | 7,39  | 7,72  | 8,06  | 8,41  | 8,78  | 9,17  | 9,57  | 9,99  |
| Pacajus T1           | Média/Pesada     | 12,26 | 12,80 | 13,36 | 13,95 | 14,56 | 15,21 | 15,87 | 16,57 | 17,30 | 18,06 |
|                      | Leve             | 6,51  | 6,80  | 7,10  | 7,41  | 7,74  | 8,08  | 8,44  | 8,81  | 9,19  | 9,60  |
| Pacajus T2           | Média/Pesada     | 12,26 | 12,80 | 13,36 | 13,95 | 14,56 | 15,21 | 15,87 | 16,57 | 17,30 | 18,06 |
|                      | Leve             | 6,51  | 6,80  | 7,10  | 7,41  | 7,74  | 8,08  | 8,44  | 8,81  | 9,19  | 9,60  |
| Papicu T1            | Média/Pesada     | 27,91 | 29,14 | 30,42 | 31,76 | 33,16 | 34,61 | 36,14 | 37,73 | 39,39 | 41,12 |
|                      | Leve             | 14,83 | 15,48 | 16,17 | 16,88 | 17,62 | 18,39 | 19,20 | 20,05 | 20,93 | 21,85 |
| Papicu T2            | Média/Pesada     | 22,23 | 23,21 | 24,23 | 25,30 | 26,41 | 27,57 | 28,78 | 30,05 | 31,37 | 32,75 |
|                      | Leve             | 11,81 | 12,33 | 12,88 | 13,44 | 14,03 | 14,65 | 15,30 | 15,97 | 16,67 | 17,40 |
| Parangaba T1         | Média/Pesada     | 33,39 | 34,86 | 36,39 | 37,99 | 39,67 | 41,41 | 43,23 | 45,14 | 47,12 | 49,19 |
|                      | Leve             | 17,74 | 18,52 | 19,34 | 20,19 | 21,08 | 22,01 | 22,97 | 23,99 | 25,04 | 26,14 |
| Parangaba T2         | Média/Pesada     | 31,93 | 33,33 | 34,80 | 36,33 | 37,93 | 39,60 | 41,34 | 43,16 | 45,06 | 47,04 |
|                      | Leve             | 16,97 | 17,71 | 18,49 | 19,31 | 20,16 | 21,04 | 21,97 | 22,94 | 23,95 | 25,00 |
| Pici T1              | Média/Pesada     | 30,09 | 31,41 | 32,80 | 34,24 | 35,75 | 37,32 | 38,96 | 40,67 | 42,46 | 44,33 |
|                      | Leve             | 15,99 | 16,69 | 17,43 | 18,19 | 19,00 | 19,83 | 20,70 | 21,61 | 22,57 | 23,56 |
| Pici T2              | Média/Pesada     | 21,28 | 22,22 | 23,19 | 24,21 | 25,28 | 26,39 | 27,55 | 28,77 | 30,03 | 31,35 |
|                      | Leve             | 11,31 | 11,81 | 12,33 | 12,87 | 13,43 | 14,02 | 14,64 | 15,29 | 15,96 | 16,66 |
| Praia Bela T1        | Média/Pesada     | 9,96  | 10,40 | 10,86 | 11,33 | 11,83 | 12,35 | 12,90 | 13,46 | 14,06 | 14,67 |
|                      | Leve             | 5,29  | 5,53  | 5,77  | 6,02  | 6,29  | 6,56  | 6,85  | 7,15  | 7,47  | 7,80  |
| Pres. Kennedy T1     | Média/Pesada     | 23,14 | 24,16 | 25,22 | 26,33 | 27,49 | 28,70 | 29,96 | 31,28 | 32,66 | 34,09 |
|                      | Leve             | 12,30 | 12,84 | 13,40 | 13,99 | 14,61 | 15,25 | 15,92 | 16,62 | 17,35 | 18,12 |
| Pres. Kennedy T2     | Média/Pesada     | 26,02 | 27,16 | 28,36 | 29,61 | 30,91 | 32,27 | 33,69 | 35,17 | 36,72 | 38,34 |
|                      | Leve             | 13,83 | 14,44 | 15,07 | 15,73 | 16,43 | 17,15 | 17,90 | 18,69 | 19,51 | 20,37 |
| Pres. Kennedy T3     | Média/Pesada     | 24,67 | 25,76 | 26,89 | 28,07 | 29,31 | 30,60 | 31,94 | 33,35 | 34,82 | 36,35 |
|                      | Leve             | 13,11 | 13,69 | 14,29 | 14,92 | 15,57 | 16,26 | 16,97 | 17,72 | 18,50 | 19,32 |
| TauapeT1             | Média/Pesada     | 30,97 | 32,33 | 33,76 | 35,24 | 36,79 | 38,41 | 40,10 | 41,86 | 43,71 | 45,63 |
|                      | Leve             | 16,46 | 17,18 | 17,94 | 18,73 | 19,55 | 20,41 | 21,31 | 22,25 | 23,23 | 24,25 |
| TauapeT2             | Média/Pesada     | 28,64 | 29,90 | 31,22 | 32,59 | 34,02 | 35,52 | 37,08 | 38,71 | 40,42 | 42,20 |
|                      | Leve             | 15,22 | 15,89 | 16,59 | 17,32 | 18,08 | 18,88 | 19,71 | 20,57 | 21,48 | 22,42 |
| Varjota T1           | Média/Pesada     | 20,97 | 21,89 | 22,86 | 23,86 | 24,91 | 26,01 | 27,15 | 28,35 | 29,59 | 30,90 |
|                      | Leve             | 11,14 | 11,63 | 12,15 | 12,68 | 13,24 | 13,82 | 14,43 | 15,06 | 15,73 | 16,42 |
| Varjota T2           | Média/Pesada     | 20,97 | 21,89 | 22,86 | 23,86 | 24,91 | 26,01 | 27,15 | 28,35 | 29,59 | 30,90 |
|                      | Leve             | 11,14 | 11,63 | 12,15 | 12,68 | 13,24 | 13,82 | 14,43 | 15,06 | 15,73 | 16,42 |
| Aeroporto            | Média/Pesada     | 3,52  | 3,67  | 3,84  | 4,01  | 4,18  | 4,37  | 4,56  | 4,76  | 4,97  | 5,19  |
|                      | Leve             | 1,87  | 1,95  | 2,04  | 2,13  | 2,22  | 2,32  | 2,42  | 2,53  | 2,64  | 2,76  |
| Ambev                | Média/Pesada     | 4,50  | 4,70  | 4,90  | 5,12  | 5,35  | 5,58  | 5,83  | 6,08  | 6,35  | 6,63  |
|                      | Leve             | 2,39  | 2,50  | 2,61  | 2,72  | 2,84  | 2,97  | 3,10  | 3,23  | 3,37  | 3,52  |
| Cagece CIA           | Média/Pesada     | 6,64  | 6,93  | 7,24  | 7,56  | 7,89  | 8,24  | 8,60  | 8,98  | 9,37  | 9,78  |
|                      | Leve             | 3,53  | 3,68  | 3,85  | 4,02  | 4,19  | 4,38  | 4,57  | 4,77  | 4,98  | 5,20  |
| Cascavel Couros      | Média/Pesada     | 2,70  | 2,82  | 2,94  | 3,07  | 3,21  | 3,35  | 3,50  | 3,65  | 3,81  | 3,98  |
|                      | Leve             | 1,43  | 1,50  | 1,56  | 1,63  | 1,70  | 1,78  | 1,86  | 1,94  | 2,02  | 2,11  |
| CBN - Vicunha Textil | Média/Pesada     | 6,30  | 6,58  | 6,87  | 7,17  | 7,48  | 7,81  | 8,16  | 8,52  | 8,89  | 9,28  |
|                      | Leve             | 3,35  | 3,50  | 3,65  | 3,81  | 3,98  | 4,15  | 4,33  | 4,53  | 4,72  | 4,93  |
| Centro de Eventos    | Média/Pesada     | 3,60  | 3,76  | 3,92  | 4,10  | 4,28  | 4,46  | 4,66  | 4,87  | 5,08  | 5,30  |
|                      | Leve             | 1,91  | 2,00  | 2,09  | 2,18  | 2,27  | 2,37  | 2,48  | 2,59  | 2,70  | 2,82  |

**Tabela 5-6 – Mercado da Região Metropolitana de Fortaleza (continuação)**

| Subestação               | Patamar de Carga | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  |
|--------------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                          |                  | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    | MW    |
| Cerbras                  | Média/Pesada     | 2,88  | 3,01  | 3,14  | 3,28  | 3,42  | 3,57  | 3,73  | 3,89  | 4,06  | 4,24  |
|                          | Leve             | 1,53  | 1,60  | 1,67  | 1,74  | 1,82  | 1,90  | 1,98  | 2,07  | 2,16  | 2,25  |
| Cogerh ETA Gavião        | Média/Pesada     | 1,71  | 1,79  | 1,86  | 1,95  | 2,03  | 2,12  | 2,21  | 2,31  | 2,41  | 2,52  |
|                          | Leve             | 0,91  | 0,95  | 0,99  | 1,03  | 1,08  | 1,13  | 1,18  | 1,23  | 1,28  | 1,34  |
| Cotece                   | Média/Pesada     | 1,02  | 1,06  | 1,11  | 1,16  | 1,21  | 1,27  | 1,32  | 1,38  | 1,44  | 1,50  |
|                          | Leve             | 0,54  | 0,57  | 0,59  | 0,62  | 0,64  | 0,67  | 0,70  | 0,73  | 0,76  | 0,80  |
| Durametal                | Média/Pesada     | 7,14  | 7,45  | 7,78  | 8,12  | 8,48  | 8,86  | 9,24  | 9,65  | 10,08 | 10,52 |
|                          | Leve             | 3,79  | 3,96  | 4,14  | 4,32  | 4,51  | 4,71  | 4,91  | 5,13  | 5,35  | 5,59  |
| ELB - Vicunha Textil     | Média/Pesada     | 5,40  | 5,64  | 5,89  | 6,14  | 6,41  | 6,70  | 6,99  | 7,30  | 7,62  | 7,96  |
|                          | Leve             | 2,87  | 3,00  | 3,13  | 3,27  | 3,41  | 3,56  | 3,72  | 3,88  | 4,05  | 4,23  |
| Esmaltec                 | Média/Pesada     | 3,00  | 3,13  | 3,27  | 3,41  | 3,56  | 3,72  | 3,88  | 4,06  | 4,23  | 4,42  |
|                          | Leve             | 1,59  | 1,66  | 1,74  | 1,81  | 1,89  | 1,98  | 2,06  | 2,15  | 2,25  | 2,35  |
| ETA Oeste Cagece         | Média/Pesada     | 0,66  | 0,69  | 0,72  | 0,75  | 0,78  | 0,82  | 0,85  | 0,89  | 0,93  | 0,97  |
|                          | Leve             | 0,35  | 0,37  | 0,38  | 0,40  | 0,42  | 0,43  | 0,45  | 0,47  | 0,49  | 0,52  |
| ETA Oeste Cogerh         | Média/Pesada     | 2,76  | 2,88  | 3,01  | 3,14  | 3,28  | 3,42  | 3,57  | 3,73  | 3,90  | 4,07  |
|                          | Leve             | 1,47  | 1,53  | 1,60  | 1,67  | 1,74  | 1,82  | 1,90  | 1,98  | 2,07  | 2,16  |
| FFZ - M Dias Branco      | Média/Pesada     | 3,72  | 3,88  | 4,05  | 4,23  | 4,42  | 4,61  | 4,82  | 5,03  | 5,25  | 5,48  |
|                          | Leve             | 1,98  | 2,06  | 2,15  | 2,25  | 2,35  | 2,45  | 2,56  | 2,67  | 2,79  | 2,91  |
| Fiotex                   | Média/Pesada     | 1,80  | 1,88  | 1,96  | 2,05  | 2,14  | 2,23  | 2,33  | 2,43  | 2,54  | 2,65  |
|                          | Leve             | 0,96  | 1,00  | 1,04  | 1,09  | 1,14  | 1,19  | 1,24  | 1,29  | 1,35  | 1,41  |
| Fresenius                | Média/Pesada     | 1,44  | 1,50  | 1,57  | 1,64  | 1,71  | 1,79  | 1,86  | 1,95  | 2,03  | 2,12  |
|                          | Leve             | 0,77  | 0,80  | 0,83  | 0,87  | 0,91  | 0,95  | 0,99  | 1,03  | 1,08  | 1,13  |
| Gerdau                   | Média/Pesada     | 13,23 | 13,81 | 14,42 | 15,05 | 15,72 | 16,41 | 17,13 | 17,88 | 18,67 | 19,49 |
|                          | Leve             | 7,03  | 7,34  | 7,66  | 8,00  | 8,35  | 8,72  | 9,10  | 9,50  | 9,92  | 10,36 |
| Iguatemi                 | Média/Pesada     | 5,07  | 5,29  | 5,53  | 5,77  | 6,02  | 6,29  | 6,56  | 6,85  | 7,16  | 7,47  |
|                          | Leve             | 2,69  | 2,81  | 2,94  | 3,07  | 3,20  | 3,34  | 3,49  | 3,64  | 3,80  | 3,97  |
| Indaiá                   | Média/Pesada     | 1,50  | 1,57  | 1,63  | 1,71  | 1,78  | 1,86  | 1,94  | 2,03  | 2,12  | 2,21  |
|                          | Leve             | 0,80  | 0,83  | 0,87  | 0,91  | 0,95  | 0,99  | 1,03  | 1,08  | 1,12  | 1,17  |
| M Dias Branco Maracanaú  | Média/Pesada     | 1,98  | 2,07  | 2,16  | 2,25  | 2,35  | 2,46  | 2,56  | 2,68  | 2,79  | 2,92  |
|                          | Leve             | 1,05  | 1,10  | 1,15  | 1,20  | 1,25  | 1,30  | 1,36  | 1,42  | 1,48  | 1,55  |
| MDB - M Dias Branco      | Média/Pesada     | 1,38  | 1,44  | 1,50  | 1,57  | 1,64  | 1,71  | 1,79  | 1,87  | 1,95  | 2,03  |
|                          | Leve             | 0,73  | 0,77  | 0,80  | 0,83  | 0,87  | 0,91  | 0,95  | 0,99  | 1,03  | 1,08  |
| MDD - M Dias Branco      | Média/Pesada     | 2,19  | 2,29  | 2,39  | 2,49  | 2,60  | 2,72  | 2,84  | 2,96  | 3,09  | 3,23  |
|                          | Leve             | 1,16  | 1,21  | 1,27  | 1,32  | 1,38  | 1,44  | 1,51  | 1,57  | 1,64  | 1,71  |
| Metalic Nordeste         | Média/Pesada     | 2,25  | 2,35  | 2,45  | 2,56  | 2,67  | 2,79  | 2,91  | 3,04  | 3,18  | 3,32  |
|                          | Leve             | 1,20  | 1,25  | 1,30  | 1,36  | 1,42  | 1,48  | 1,55  | 1,62  | 1,69  | 1,76  |
| MNF - J Macedo           | Média/Pesada     | 1,98  | 2,07  | 2,16  | 2,25  | 2,35  | 2,46  | 2,56  | 2,68  | 2,79  | 2,92  |
|                          | Leve             | 1,05  | 1,10  | 1,15  | 1,20  | 1,25  | 1,30  | 1,36  | 1,42  | 1,48  | 1,55  |
| MTD - Metrofor Vila Pery | Média/Pesada     | 0,54  | 0,56  | 0,59  | 0,61  | 0,64  | 0,67  | 0,70  | 0,73  | 0,76  | 0,80  |
|                          | Leve             | 0,29  | 0,30  | 0,31  | 0,33  | 0,34  | 0,36  | 0,37  | 0,39  | 0,40  | 0,42  |
| MTT - Metrofor Benfica   | Média/Pesada     | 0,48  | 0,50  | 0,52  | 0,55  | 0,57  | 0,60  | 0,62  | 0,65  | 0,68  | 0,71  |
|                          | Leve             | 0,26  | 0,27  | 0,28  | 0,29  | 0,30  | 0,32  | 0,33  | 0,34  | 0,36  | 0,38  |
| MTU - Metrofor Pajuçara  | Média/Pesada     | 0,72  | 0,75  | 0,78  | 0,82  | 0,86  | 0,89  | 0,93  | 0,97  | 1,02  | 1,06  |
|                          | Leve             | 0,38  | 0,40  | 0,42  | 0,44  | 0,45  | 0,47  | 0,50  | 0,52  | 0,54  | 0,56  |
| Norsa                    | Média/Pesada     | 2,70  | 2,82  | 2,94  | 3,07  | 3,21  | 3,35  | 3,50  | 3,65  | 3,81  | 3,98  |
|                          | Leve             | 1,43  | 1,50  | 1,56  | 1,63  | 1,70  | 1,78  | 1,86  | 1,94  | 2,02  | 2,11  |
| PBR                      | Média/Pesada     | 0,92  | 0,96  | 1,00  | 1,05  | 1,09  | 1,14  | 1,19  | 1,24  | 1,30  | 1,36  |
|                          | Leve             | 0,49  | 0,51  | 0,53  | 0,56  | 0,58  | 0,61  | 0,63  | 0,66  | 0,69  | 0,72  |
| PTX                      | Média/Pesada     | 3,90  | 4,07  | 4,25  | 4,44  | 4,63  | 4,84  | 5,05  | 5,27  | 5,50  | 5,75  |
|                          | Leve             | 2,07  | 2,16  | 2,26  | 2,36  | 2,46  | 2,57  | 2,68  | 2,80  | 2,92  | 3,05  |
| Riomar                   | Média/Pesada     | 6,90  | 7,20  | 7,52  | 7,85  | 8,20  | 8,56  | 8,93  | 9,33  | 9,74  | 10,17 |
|                          | Leve             | 3,67  | 3,83  | 4,00  | 4,17  | 4,36  | 4,55  | 4,75  | 4,96  | 5,17  | 5,40  |
| Riomar Norte             | Média/Pesada     | 4,20  | 4,38  | 4,58  | 4,78  | 4,99  | 5,21  | 5,44  | 5,68  | 5,93  | 6,19  |
|                          | Leve             | 2,23  | 2,33  | 2,43  | 2,54  | 2,65  | 2,77  | 2,89  | 3,02  | 3,15  | 3,29  |

**Tabela 5-6 – Mercado da Região Metropolitana de Fortaleza (continuação)**

| Subestação           | Patamar de Carga | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|----------------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                      |                  | MW   | MW   | MW   | MW   | MW   | MW   | MW   | MW   | MW   | MW   |
| Santana Textil       | Média/Pesada     | 3,69 | 3,85 | 4,02 | 4,20 | 4,38 | 4,58 | 4,78 | 4,99 | 5,21 | 5,44 |
|                      | Leve             | 1,96 | 2,05 | 2,14 | 2,23 | 2,33 | 2,43 | 2,54 | 2,65 | 2,77 | 2,89 |
| Schincariol          | Média/Pesada     | 1,52 | 1,59 | 1,66 | 1,73 | 1,81 | 1,89 | 1,97 | 2,05 | 2,15 | 2,24 |
|                      | Leve             | 0,81 | 0,84 | 0,88 | 0,92 | 0,96 | 1,00 | 1,05 | 1,09 | 1,14 | 1,19 |
| TBM                  | Média/Pesada     | 6,48 | 6,77 | 7,06 | 7,37 | 7,70 | 8,04 | 8,39 | 8,76 | 9,14 | 9,55 |
|                      | Leve             | 3,44 | 3,59 | 3,75 | 3,92 | 4,09 | 4,27 | 4,46 | 4,65 | 4,86 | 5,07 |
| Textil União         | Média/Pesada     | 2,37 | 2,47 | 2,58 | 2,70 | 2,82 | 2,94 | 3,07 | 3,20 | 3,34 | 3,49 |
|                      | Leve             | 1,26 | 1,31 | 1,37 | 1,43 | 1,50 | 1,56 | 1,63 | 1,70 | 1,78 | 1,86 |
| TMD                  | Média/Pesada     | 3,68 | 3,84 | 4,01 | 4,19 | 4,37 | 4,56 | 4,76 | 4,97 | 5,19 | 5,42 |
|                      | Leve             | 1,96 | 2,04 | 2,13 | 2,23 | 2,32 | 2,43 | 2,53 | 2,64 | 2,76 | 2,88 |
| UFC                  | Média/Pesada     | 2,40 | 2,51 | 2,62 | 2,73 | 2,85 | 2,98 | 3,11 | 3,24 | 3,39 | 3,54 |
|                      | Leve             | 1,28 | 1,33 | 1,39 | 1,45 | 1,52 | 1,58 | 1,65 | 1,72 | 1,80 | 1,88 |
| Unifor               | Média/Pesada     | 1,92 | 2,00 | 2,09 | 2,18 | 2,28 | 2,38 | 2,49 | 2,60 | 2,71 | 2,83 |
|                      | Leve             | 1,02 | 1,07 | 1,11 | 1,16 | 1,21 | 1,27 | 1,32 | 1,38 | 1,44 | 1,50 |
| Unitextil            | Média/Pesada     | 1,80 | 1,88 | 1,96 | 2,05 | 2,14 | 2,23 | 2,33 | 2,43 | 2,54 | 2,65 |
|                      | Leve             | 0,96 | 1,00 | 1,04 | 1,09 | 1,14 | 1,19 | 1,24 | 1,29 | 1,35 | 1,41 |
| Varicred             | Média/Pesada     | 0,72 | 0,75 | 0,78 | 0,82 | 0,86 | 0,89 | 0,93 | 0,97 | 1,02 | 1,06 |
|                      | Leve             | 0,38 | 0,40 | 0,42 | 0,44 | 0,45 | 0,47 | 0,50 | 0,52 | 0,54 | 0,56 |
| VCH - Vicunha Textil | Média/Pesada     | 4,87 | 5,08 | 5,31 | 5,54 | 5,79 | 6,04 | 6,31 | 6,58 | 6,87 | 7,18 |
|                      | Leve             | 2,59 | 2,70 | 2,82 | 2,94 | 3,07 | 3,21 | 3,35 | 3,50 | 3,65 | 3,81 |
| Vulcabrás            | Média/Pesada     | 4,47 | 4,67 | 4,87 | 5,09 | 5,31 | 5,54 | 5,79 | 6,04 | 6,31 | 6,59 |
|                      | Leve             | 2,38 | 2,48 | 2,59 | 2,70 | 2,82 | 2,95 | 3,08 | 3,21 | 3,35 | 3,50 |

## 5.5 Cenários de Intercâmbio e Geração

Com objetivo de analisar as situações mais críticas, foram simulados dois cenários de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, ajustados a partir do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2025, disponibilizado em 26/01/2016 no portal da EPE. O cenário dimensionador para as obras a serem recomendadas é o Cenário Norte Úmido Carga Pesada.



## 6 DIAGNÓSTICO

A Tabela 6-1 apresenta um resumo dos carregamentos nos transformadores 230/69 kV que atendem às cargas da RMF, para o período 2023-2033, patamar de carga pesada. O diagnóstico aponta problemas de atendimento às cargas da Enel a partir das subestações de fronteira existentes. As simulações de fluxo de potência realizadas no *software* Anarede estão apresentadas no Anexo 14.2.

**Tabela 6-1 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada**

| Subestação                    |       | Carregamento [%] |              |              |              |              |              |
|-------------------------------|-------|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                               |       | 2023             | 2024         | 2025         | 2026         | 2029         | 2033         |
| SE Pici II 230/69 kV          | (CN)  | 77,2             | 80,9         | 84,6         | 88,7         | <b>102,1</b> | <b>123,7</b> |
| 5x 100/100 MVA                | (N-1) | 97,5             | <b>102,2</b> | <b>107,0</b> | <b>112,2</b> | <b>129,6</b> | <b>157,6</b> |
| SE Fortaleza 230/69 kV        | (CN)  | 51,1             | 53,4         | 55,7         | 58,3         | 66,8         | 80,1         |
| 5x 100/106 MVA                | (N-1) | 60,4             | 63,1         | 65,9         | 69,0         | 79,1         | 95,1         |
| SE D. Gouveia 230/69 kV       | (CN)  | 72,9             | 76,0         | 79,3         | 82,6         | 93,9         | 112,3        |
| 4x 100/106 MVA                | (N-1) | 91,7             | 95,6         | 99,7         | <b>104,0</b> | <b>118,5</b> | <b>142,3</b> |
| SE Aquiraz II 230/69 kV       | (CN)  | 54,1             | 56,6         | 59,1         | 61,9         | 70,8         | 85,0         |
| 4x 150/180 MVA                | (N-1) | 60,8             | 63,6         | 66,5         | 69,6         | 79,9         | <b>96,1</b>  |
| SE Marcanaú II 230/69 kV      | (CN)  | 48,7             | 50,9         | 53,2         | 55,6         | 63,6         | 76,2         |
| 3x 150/180 MVA                | (N-1) | 61,7             | 64,6         | 67,5         | 70,6         | 81,0         | <b>97,4</b>  |
| SE Pacatuba 230/69 kV         | (CN)  | 56,7             | 39,5         | 41,3         | 43,1         | 49,1         | 58,8         |
| 2x 200/240 MVA <sup>(1)</sup> | (N-1) | 95,7             | 49,3         | 51,6         | 53,9         | 61,8         | 74,2         |

(CN) Em condição normal. (N-1) Em condição de contingência N-1.

<sup>(1)</sup> A partir de 2024, considerou-se a implantação do 3º transformador trifásico 230-69 kV, 200 MVA.

A partir do ano 2024, foram encontradas sobrecargas em condição de emergência N-1 nos transformadores das subestações Pici II e Pacatuba; e, a partir de 2026, nos transformadores da subestação Delmiro Gouveia.

No caso da SE Pacatuba, visto que a subestação foi planejada para comportar até quatro transformadores trifásicos 230-69 kV e 200 MVA, a implantação do 3º transformador em 2024 soluciona o problema de sobrecarga detectado.

Em relação às subestações Pici II e Delmiro Gouveia, originalmente planejadas para comportar no máximo quatro transformadores 230-69 kV, a implantação de uma unidade de transformação adicional foi descartada, pois essas subestações se encontram em suas configurações completas. No caso de Pici II, está planejada a implantação de um 5º transformador, excedendo o projeto original.

Outra solução descartada é o remanejamento de cargas das subestações Pici II e Delmiro Gouveia para as subestações Fortaleza e Aquiraz II, respectivamente. Nesta solução, o atendimento às cargas até o ano 2033 ficaria comprometido, visto que as subestações Fortaleza e Aquiraz II

também se encontram em processo de esgotamento, com previsão de uso de aproximadamente 95 % de suas capacidades até 2033.

Portanto, a solução dos problemas de sobrecarga detectados demanda a implantação de um novo ponto de suprimento 230/69 kV em 2024, que deve ser localizado de forma a facilitar o remanejamento de cargas e reduzir o carregamento dos transformadores das subestações Pici II e Delmiro Gouveia.

## 7 DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

O desempenho das alternativas foi avaliado considerando os cenários apresentados na Seção 5.5.

O cenário dimensionador para as obras a serem recomendadas é o **Cenário Norte Úmido Carga Pesada**, pois é neste cenário em que os autotransformadores 500/230 kV da SE Fortaleza II encontram-se mais carregadas. Foram realizadas simulações de fluxo de potência em regime normal de operação e efetuadas contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Em conjunto com a distribuidora Enel, foram avaliadas 3 alternativas de implantação para a nova subestação 230/69 kV, com 3 transformadores trifásicos 230/69 kV de 200 MVA, conectada à SE 500/230 kV Fortaleza II por 2 circuitos subterrâneos de 230 kV.

A nova SE 230/69 kV é fundamental para reduzir o carregamento dos transformadores das SEs Pici II e Delmiro Gouveia, que atendem cargas localizadas em regiões de elevada densidade populacional. A Figura 7.1 apresenta as alternativas de implantação da nova SE 230/69 kV e a localização das subestações de transmissão existentes.



Figura 7-1 – Alternativas de Implantação da nova SE 230/69 kV

A Alternativa 1 considera a implantação da nova SE 230/69 kV (SE Vila União), isolada a gás, na região dos bairros Vila União e Parreão. Do ponto de vista elétrico, e com relação às demais alternativas, essa região se encontra mais próxima do centro de carga da Enel, resultando na redução das perdas elétricas e em menores investimentos com linhas de distribuição. Outra vantagem é a localização estratégica para adequação do sistema de transmissão ao grau de confiabilidade N-2. No entanto, esta alternativa necessita da construção de dois circuitos subterrâneos em 230 kV, com cerca de 12 km cada, nas regiões sul e central do município de Fortaleza e, além disso, existem poucas opções de terrenos disponíveis com dimensões que comportem a nova SE.

A Alternativa 2 considera a implantação da nova SE 230/69 kV (SE Fortaleza III), convencional, na região dos bairros Prefeito José Walter e Conjunto Palmeiras. Essa alternativa tem como principal vantagem a baixa complexidade de implantação em relação às demais. A região proposta possui grande quantidade de terrenos disponíveis e o comprimento da interligação com a SE Fortaleza II é estimado em menos de 1 km. Todavia, essa região está afastada das cargas do centro da cidade, o que resulta em maiores perdas elétricas e dificulta a conexão do sistema de distribuição existente, localizado no centro do município de Fortaleza.

A Alternativa 3 considera a implantação da nova SE 230/69 kV (SE Dias Macedo II), isolada a gás, na região dos bairros Dias Macedo e Aerolândia, próxima à SE Delmiro Gouveia. Em relação às outras duas alternativas, a alternativa 3 possui um nível intermediário de desempenho do sistema de transmissão e complexidade de implantação. São estimados em torno de 8 km para cada um dos circuitos subterrâneos em 230 kV e, em relação à Alternativa 1, há mais opções de terreno nesta região. A implantação da nova SE 230/69 kV nesta localização permite tomar cargas da SE Delmiro Gouveia sem grandes investimentos. No entanto, quando comparada com a Alternativa 1, a nova SE 230/69 kV ficaria mais distante das cargas da SE Pici II.

## **7.1 Alternativa 1 Vila União/Parreão**

A Tabela 7-1 apresenta um resumo dos carregamentos nos transformadores 230/69 kV que atendem às cargas da RMF, para o período 2024-2033, patamar de carga pesada, considerando a implantação da nova SE Vila União.

Constatou-se a necessidade de implantação do 4º transformador trifásico 230/69 kV, 200/240 MVA, na SE Vila União no ano de 2027. Verificou-se ainda que o carregamento da SE Maracanaú II se aproximará de 97,3 % em 2033, sendo necessário implantar o 4º transformador trifásico 230/69 kV, 150/180 MVA, logo após o horizonte do estudo, caso o mercado previsto se concretize.

A SE Delmiro Gouveia atingirá o limite de sua capacidade após o ano de 2033, quando será necessário implantar obras visando o remanejamento de cargas para SE Fortaleza ou para SE Aquiraz II.

Em relação às transformações 500/230 kV, verificou-se que a SE Fortaleza II alcança o limite de sua capacidade no ano de 2033. Visando aliviar o carregamento da SE Fortaleza II, recomenda-se o remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

**Tabela 7-1 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Alternativa 1)**

| Subestação                    |       | Carregamento [%] |      |      |      |      |      |
|-------------------------------|-------|------------------|------|------|------|------|------|
|                               |       | 2024             | 2025 | 2027 | 2029 | 2032 | 2033 |
| SE Pici II 230/69 kV          | (CN)  | 47,4             | 49,6 | 54,2 | 59,2 | 67,7 | 70,9 |
| 5x 100/100 MVA                | (N-1) | 59,8             | 62,5 | 68,4 | 74,8 | 85,7 | 89,7 |
| SE Fortaleza 230/69 kV        | (CN)  | 39,4             | 40,2 | 44,0 | 47,8 | 54,3 | 56,7 |
| 5x 100/106 MVA                | (N-1) | 46,7             | 47,4 | 51,9 | 56,4 | 64,1 | 67,0 |
| SE D. Gouveia 230/69 kV       | (CN)  | 51,5             | 54,3 | 60,1 | 65,1 | 73,5 | 76,5 |
| 4x 100/106 MVA                | (N-1) | 65,0             | 68,3 | 75,6 | 81,8 | 92,4 | 96,3 |
| SE Aquiraz II 230/69 kV       | (CN)  | 39,7             | 41,5 | 45,4 | 49,6 | 56,6 | 59,2 |
| 4x 150/180 MVA                | (N-1) | 44,5             | 46,5 | 50,8 | 55,6 | 63,5 | 66,5 |
| SE Marcanaú II 230/69 kV      | (CN)  | 50,8             | 53,1 | 58,1 | 63,5 | 72,7 | 76,1 |
| 3x 150/180 MVA                | (N-1) | 64,5             | 67,4 | 73,8 | 80,9 | 92,9 | 97,3 |
| SE Pacatuba 230/69 kV         | (CN)  | 41,7             | 42,7 | 46,8 | 51,1 | 58,5 | 61,2 |
| 3x 200/240 MVA                | (N-1) | 52,6             | 53,7 | 58,8 | 64,4 | 73,9 | 77,4 |
| SE Vila União 230/69 kV       | (CN)  | 69,4             | 72,5 | 58,9 | 64,3 | 73,5 | 76,9 |
| 3x 200/240 MVA <sup>(1)</sup> | (N-1) | 88,3             | 92,4 | 66,0 | 72,2 | 82,6 | 86,5 |
| SE Fortaleza II 500/230 kV    | (CN)  | 51,4             | 53,6 | 58,3 | 63,9 | 72,4 | 67,5 |
| 4x 600/600 MVA <sup>(2)</sup> | (N-1) | 67,7             | 70,6 | 76,8 | 84,1 | 95,2 | 89,6 |
| SE Pacatuba 500/230 kV        | (CN)  | 20,9             | 21,4 | 23,4 | 25,6 | 29,3 | 49,2 |
| 2x 600/720 MVA                | (N-1) | 35,1             | 35,6 | 39,0 | 42,9 | 49,5 | 78,4 |

(CN) Condição Normal. (N-1) Contingência N-1.

<sup>(1)</sup> A partir de 2027, considerou-se a implantação do 4º transformador trifásico 230-69 kV, 200 MVA.

<sup>(2)</sup> Em 2033, considerou-se o remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

## 7.2 Alternativa 2 Prefeito José Walter/Conjunto Palmeiras

A Tabela 7-2 apresenta o resumo dos carregamentos nos transformadores 230/69 kV que atendem às cargas da RMF, para o período 2024-2033, patamar de carga pesada, considerando a implantação da nova SE Fortaleza III.

Constatou-se a necessidade de implantação do 4º transformador trifásico 230/69 kV, 200/240 MVA, na SE Fortaleza III no ano de 2027. Verificou-se ainda que o carregamento da SE Maracanaú II se aproximará de 97,2 % em 2033, sendo necessário implantar o 4º transformador

trifásico 230/69 kV, 150/180 MVA, logo após o horizonte do estudo, caso o mercado previsto se concretize.

A SE Delmiro Gouveia atingirá o limite de sua capacidade após o ano de 2033, quando será necessário implantar obras visando o remanejamento de cargas para SE Fortaleza ou para SE Aquiraz II.

Em relação às transformações 500/230 kV, verificou-se que a SE Fortaleza II alcança o limite de sua capacidade no ano de 2033. Visando aliviar o carregamento da SE Fortaleza II, recomenda-se o remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

**Tabela 7-2 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Alternativa 2)**

| Subestação                    |       | Carregamento [%] |      |      |      |             |             |
|-------------------------------|-------|------------------|------|------|------|-------------|-------------|
|                               |       | 2024             | 2025 | 2027 | 2029 | 2032        | 2033        |
| SE Pici II 230/69 kV          | (CN)  | 47,4             | 49,6 | 54,2 | 59,2 | 67,7        | 70,9        |
| 5x 100/100 MVA                | (N-1) | 59,8             | 62,5 | 68,4 | 74,8 | 85,7        | 89,7        |
| SE Fortaleza 230/69 kV        | (CN)  | 38,6             | 39,4 | 43,1 | 46,6 | 53,3        | 55,6        |
| 5x 100/106 MVA                | (N-1) | 45,7             | 46,5 | 50,9 | 55,3 | 62,9        | 65,6        |
| SE D. Gouveia 230/69 kV       | (CN)  | 51,2             | 53,8 | 59,5 | 64,4 | 72,7        | 75,8        |
| 4x 100/106 MVA                | (N-1) | 64,5             | 67,7 | 74,8 | 81,0 | 91,5        | <b>95,3</b> |
| SE Aquiraz II 230/69 kV       | (CN)  | 43,0             | 45,0 | 49,1 | 53,7 | 61,3        | 64,2        |
| 4x 150/180 MVA                | (N-1) | 48,2             | 50,4 | 55,1 | 60,3 | 68,9        | 72,2        |
| SE Marcanaú II 230/69 kV      | (CN)  | 50,8             | 53,1 | 58,0 | 63,4 | 72,6        | 76,0        |
| 3x 150/180 MVA                | (N-1) | 64,4             | 67,4 | 73,7 | 80,8 | 92,8        | <b>97,2</b> |
| SE Pacatuba 230/69 kV         | (CN)  | 41,5             | 42,5 | 46,5 | 50,9 | 58,2        | 60,9        |
| 3x 200/240 MVA                | (N-1) | 52,3             | 53,4 | 58,5 | 64,1 | 73,5        | 77,0        |
| SE Fortaleza III 230/69 kV    | (CN)  | 70,8             | 74,0 | 60,0 | 65,5 | 74,8        | 78,3        |
| 3x 200/240 MVA <sup>(1)</sup> | (N-1) | 90,2             | 94,4 | 67,4 | 73,7 | 84,3        | 88,2        |
| SE Fortaleza II 500/230 kV    | (CN)  | 53,3             | 55,2 | 59,9 | 65,7 | 74,0        | 68,3        |
| 4x 600/600 MVA <sup>(2)</sup> | (N-1) | 70,2             | 72,7 | 78,9 | 85,8 | <b>97,4</b> | 91,8        |
| SE Pacatuba 500/230 kV        | (CN)  | 21,0             | 21,3 | 23,4 | 25,8 | 29,7        | 51,9        |
| 2x 600/720 MVA                | (N-1) | 35,4             | 35,7 | 39,4 | 43,6 | 50,4        | 82,8        |

(CN) Condição Normal. (N-1) Contingência N-1.

<sup>(1)</sup> A partir de 2027, considerou-se a implantação do 4º transformador trifásico 230-69 kV, 200 MVA.

<sup>(2)</sup> Em 2033, considerou-se o remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

### 7.3 Alternativa 3 Dias Macedo/Aerolândia

A Tabela 7-3 apresenta o resumo dos carregamentos nos transformadores 230/69 kV que atendem às cargas da RMF, para o período 2024-2033, patamar de carga pesada, considerando a implantação da nova SE Dias Macedo II.

Constatou-se a necessidade de implantação do 4º transformador trifásico 230/69 kV, 200/240 MVA, na SE Dias Macedo II no ano de 2027. Verificou-se ainda que o carregamento da SE Maracanaú II se aproximará de 97,2 % em 2033, sendo necessário implantar o 4º transformador trifásico 230/69 kV, 150/180 MVA, logo após o horizonte do estudo, caso o mercado previsto se concretize.

A SE Delmiro Gouveia atingirá o limite de sua capacidade após o ano de 2033, quando será necessário implantar obras visando o remanejamento de cargas para SE Fortaleza ou para SE Aquiraz II.

Em relação às transformações 500/230 kV, verificou-se que a SE Fortaleza II alcança o limite de sua capacidade no ano de 2033. Visando aliviar o carregamento da SE Fortaleza II, recomenda-se o remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

**Tabela 7-3 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Alternativa 3)**

| Subestação                    |       | Carregamento [%] |      |      |      |             |             |
|-------------------------------|-------|------------------|------|------|------|-------------|-------------|
|                               |       | 2024             | 2025 | 2027 | 2029 | 2032        | 2033        |
| SE Pici II 230/69 kV          | (CN)  | 47,4             | 49,6 | 54,2 | 59,2 | 67,7        | 70,9        |
| 5x 100/100 MVA                | (N-1) | 59,8             | 62,5 | 68,4 | 74,8 | 85,7        | 89,7        |
| SE Fortaleza 230/69 kV        | (CN)  | 39,4             | 40,2 | 44,0 | 47,8 | 54,3        | 56,7        |
| 5x 100/106 MVA                | (N-1) | 46,7             | 47,4 | 51,9 | 56,4 | 64,1        | 67,0        |
| SE D. Gouveia 230/69 kV       | (CN)  | 51,6             | 53,5 | 60,1 | 65,1 | 73,5        | 76,5        |
| 4x 100/106 MVA                | (N-1) | 65,0             | 67,2 | 75,6 | 81,8 | 92,4        | <b>96,3</b> |
| SE Aquiraz II 230/69 kV       | (CN)  | 39,9             | 41,7 | 45,6 | 49,8 | 56,8        | 59,5        |
| 4x 150/180 MVA                | (N-1) | 44,7             | 46,7 | 51,1 | 55,9 | 63,8        | 66,9        |
| SE Maracanaú II 230/69 kV     | (CN)  | 50,8             | 53,1 | 58,1 | 63,5 | 72,7        | 76,1        |
| 3x 150/180 MVA                | (N-1) | 64,4             | 67,4 | 73,8 | 80,9 | 92,9        | <b>97,3</b> |
| SE Pacatuba 230/69 kV         | (CN)  | 41,5             | 42,5 | 46,5 | 50,9 | 58,2        | 61,0        |
| 3x 200/240 MVA                | (N-1) | 52,3             | 53,4 | 58,5 | 64,1 | 73,5        | 77,0        |
| SE Dias Macedo II 230/69 kV   | (CN)  | 70,3             | 73,5 | 59,6 | 65,1 | 74,4        | 77,8        |
| 3x 200/240 MVA <sup>(1)</sup> | (N-1) | 89,4             | 93,6 | 66,9 | 73,1 | 83,7        | 87,6        |
| SE Fortaleza II 500/230 kV    | (CN)  | 52,2             | 54,3 | 59,0 | 64,7 | 73,0        | 68,2        |
| 4x 600/600 MVA <sup>(2)</sup> | (N-1) | 68,7             | 71,4 | 77,6 | 85,1 | <b>96,1</b> | 90,3        |
| SE Pacatuba 500/230 kV        | (CN)  | 20,9             | 21,3 | 23,3 | 25,5 | 29,3        | 49,5        |
| 2x 600/720 MVA                | (N-1) | 35,2             | 35,4 | 39,1 | 43,1 | 49,8        | 78,8        |

(CN) Condição Normal. (N-1) Contingência N-1.

<sup>(1)</sup> A partir de 2027, considerou-se a implantação do 4º transformador trifásico 230-69 kV, 200 MVA.

<sup>(2)</sup> Em 2033, considerou-se o remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

## 8 ANÁLISE ECONÔMICA

### 8.1 Custos de Investimento

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam na “Base de Referência de Preços Aneel – Junho/2016” Ref.[6]. Devido à ausência de referências de custo de investimento relacionadas a linhas de transmissão subterrâneas e a subestações isoladas a gás, foram utilizados os fatores multiplicadores apresentados abaixo, obtidos a partir de consultas aos fabricantes de equipamentos e cabos isolados de alta tensão:

- LT 230 kV subterrânea [R\$/km] = 10 x LT 230 kV aérea;
- LT 69 kV subterrânea [R\$/km] = 10 x LT 69 kV aérea;
- Módulo de Equipamento de Manobra 230 kV isolado a gás [R\$] = 2 x Módulo de Equipamento de Manobra 230 kV convencional;
- Módulo de Equipamento de Manobra 69 kV isolado a gás [R\$] = 2 x Módulo de Equipamento de Manobra 69 kV convencional;
- Módulo de Infraestrutura de Manobra 230 kV para SE isolada a gás [R\$] = 0,5 x Módulo de Infraestrutura de Manobra 230 kV para SE convencional;
- Módulo de Infraestrutura de Manobra 69 kV para SE isolada a gás [R\$] = 0,5 x Módulo de Infraestrutura de Manobra 69 kV para SE convencional;
- Módulo de Infraestrutura Geral para SE isolada a gás [R\$] = 0,5 x Módulo de Infraestrutura Geral para SE convencional.

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2024 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte de 2033.

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa é apresentado nas Tabelas 8-1 a 8-3.



**Tabela 8-1 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000)**

| Descrição  | Ano  | Qtde. | Custo Unitário | Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 ) |                   |                  |                   |
|--|------|-------|----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
|  |      |       |                | Custo Total                         | VP                | Parcela Anual    | RN                |
|  |      |       |                | <b>504.146,95</b>                   | <b>490.337,64</b> | <b>44.782,08</b> | <b>285.158,34</b> |
| <b>LT 230 kV FTD - FTT, C1 e C2 (CS)   Subterrâneo</b> |      |       |                | <b>206.997,42</b>                   | <b>206.997,42</b> | <b>18.387,05</b> | <b>123.378,60</b> |
| Circuito Simples 230 kV, 12 km                         | 2024 | 12,0  | 729,47         | 87.536,40                           | 87.536,40         | 7.775,63         | 52.175,14         |
| Circuito Simples 230 kV, 12 km                         | 2024 | 12,0  | 729,47         | 87.536,40                           | 87.536,40         | 7.775,63         | 52.175,14         |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2024 | 2,0   | 4826,20        | 9.652,40                            | 9.652,40          | 857,40           | 5.753,21          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 703,90         | 703,90                              | 703,90            | 62,53            | 419,55            |
| MIG-A  | 2024 | 1,0   | 1911,57        | 1.911,57                            | 1.911,57          | 169,80           | 1.139,37          |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2024 | 2,0   | 4826,20        | 19.304,80                           | 19.304,80         | 1.714,80         | 11.506,42         |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 703,90         | 351,95                              | 351,95            | 31,26            | 209,78            |
| <b>SE 230/69 kV FTT   Blindada SF6</b>                 |      |       |                | <b>104.773,47</b>                   | <b>100.496,87</b> | <b>9.306,76</b>  | <b>57.700,62</b>  |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              |      | 2,0   |                |                                     |                   |                  |                   |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2024 | 3,0   | 3385,13        | 20.310,78                           | 20.310,78         | 1.804,15         | 12.106,02         |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2027 | 1,0   | 3385,13        | 6.770,26                            | 5.374,45          | 601,38           | 2.485,51          |
| IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4        | 2024 | 1,0   | 2898,41        | 5.796,82                            | 5.796,82          | 514,92           | 3.455,13          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 1407,79        | 703,90                              | 703,90            | 62,53            | 419,55            |
| MIM - 230 kV   | 2027 | 1,0   | 351,95         | 175,98                              | 139,69            | 15,63            | 64,60             |
| 1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ               | 2024 | 3,0   | 10986,87       | 32.960,61                           | 32.960,61         | 2.927,81         | 19.645,82         |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                        | 2027 | 1,0   | 10986,87       | 10.986,87                           | 8.721,73          | 975,94           | 4.033,53          |
| EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT               |      | 7,0   |                |                                     |                   |                  |                   |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2024 | 3,0   | 1381,96        | 8.291,76                            | 8.291,76          | 736,54           | 4.942,21          |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2027 | 1,0   | 1381,96        | 2.763,92                            | 2.194,09          | 245,51           | 1.014,70          |
| IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT         | 2024 | 1,0   | 906,33         | 1.812,66                            | 1.812,66          | 161,01           | 1.080,42          |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV    | 2024 | 2,0   | 578,35         | 2.313,40                            | 2.313,40          | 205,49           | 1.378,88          |
| MIM - 69 kV  | 2024 | 1,0   | 554,73         | 277,37                              | 277,37            | 24,64            | 165,32            |
| MIM - 69 kV  | 2027 | 1,0   | 92,46          | 46,23                               | 36,70             | 4,11             | 16,97             |
| Transformador de Aterramento 69 kV                     | 2024 | 2,0   | 1427,69        | 2.855,38                            | 2.855,38          | 253,64           | 1.701,92          |
| MIG (Terreno Urbano)                                   | 2024 | 1,0   | 17415,08       | 8.707,54                            | 8.707,54          | 773,47           | 5.190,04          |
| <b>SE 500/230/69 kV PCT</b>                            |      |       |                | <b>18.296,86</b>                    | <b>18.296,86</b>  | <b>1.625,26</b>  | <b>10.905,65</b>  |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2024 | 1,0   | 3385,13        | 3.385,13                            | 3.385,13          | 300,69           | 2.017,67          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 351,95         | 351,95                              | 351,95            | 31,26            | 209,78            |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2024 | 1,0   | 1381,96        | 1.381,96                            | 1.381,96          | 122,76           | 823,70            |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV    | 2024 | 1,0   | 578,35         | 578,35                              | 578,35            | 51,37            | 344,72            |
| MIM - 69 kV  | 2024 | 1,0   | 184,91         | 184,91                              | 184,91            | 16,43            | 110,21            |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                        | 2024 | 1,0   | 10986,87       | 10.986,87                           | 10.986,87         | 975,94           | 6.548,61          |
| Transformador de Aterramento 69 kV                     | 2024 | 1,0   | 1427,69        | 1.427,69                            | 1.427,69          | 126,82           | 850,96            |
| <b>LT 230 kV PCT - AQD, C1, C2 e C3 (CS)   Reman.</b>  |      |       |                | <b>19.074,92</b>                    | <b>9.542,21</b>   | <b>1.694,38</b>  | <b>784,82</b>     |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2033 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 271,62            | 48,23            | 22,34             |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2033 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 271,62            | 48,23            | 22,34             |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2033 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 271,62            | 48,23            | 22,34             |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2033 | 3,0   | 4826,20        | 14.478,60                           | 7.242,90          | 1.286,10         | 595,71            |
| MIM - 230 kV   | 2033 | 1,0   | 1055,84        | 1.055,84                            | 528,18            | 93,79            | 43,44             |
| MIG-A  | 2033 | 1,0   | 1911,57        | 1.911,57                            | 956,26            | 169,80           | 78,65             |
| <b>LT 69 kV ENEL</b>                                   |      |       |                | <b>155.004,28</b>                   | <b>155.004,28</b> | <b>13.768,63</b> | <b>92.388,64</b>  |
| LD FTT-MGY C1/2/3                                      | 2024 | 9,0   | 350,00         | 31.500,00                           | 31.500,00         | 2.798,06         | 18.775,24         |
| LD FTT-ADT C1  | 2024 | 8,5   | 350,00         | 29.750,00                           | 29.750,00         | 2.642,62         | 17.732,17         |
| LD FTT-PGB C1/2  | 2024 | 6,0   | 350,00         | 2.100,00                            | 2.100,00          | 186,54           | 1.251,68          |
| LD FTT-TPE C1/2/3                                      | 2024 | 15,0  | 350,00         | 52.500,00                           | 52.500,00         | 4.663,44         | 31.292,06         |
| LD DMG-VJT C1  | 2024 | 8,0   | 350,00         | 2.800,00                            | 2.800,00          | 248,72           | 1.668,91          |
| LD D VJT-AGF C1  | 2024 | 3,0   | 350,00         | 1.050,00                            | 1.050,00          | 93,27            | 625,84            |
| EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT               | 2024 | 22,0  | 1604,74        | 35.304,28                           | 35.304,28         | 3.135,99         | 21.042,74         |

**Tabela 8-2 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000)**

| Descrição  | Ano  | Qtde. | Custo Unitário | Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 ) |                   |                  |                   |
|--|------|-------|----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
|  |      |       |                | Custo Total                         | VP                | Parcela Anual    | RN                |
|  |      |       |                | <b>427.694,30</b>                   | <b>415.585,38</b> | <b>37.990,99</b> | <b>241.477,57</b> |
| <b>LT 230 kV FTD - FTT, C1 e C2 (CS)   Subterrâneo</b> |      |       |                | <b>37.213,57</b>                    | <b>37.213,57</b>  | <b>3.305,59</b>  | <b>22.180,75</b>  |
| Circuito Simples 230 kV, 1 km                          | 2024 | 1,0   | 729,47         | 7.294,70                            | 7.294,70          | 647,97           | 4.347,93          |
| Circuito Simples 230 kV, 1 km                          | 2024 | 1,0   | 729,47         | 7.294,70                            | 7.294,70          | 647,97           | 4.347,93          |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2024 | 2,0   | 4826,20        | 9.652,40                            | 9.652,40          | 857,40           | 5.753,21          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 703,90         | 703,90                              | 703,90            | 62,53            | 419,55            |
| MIG-A  | 2024 | 1,0   | 1911,57        | 1.911,57                            | 1.911,57          | 169,80           | 1.139,37          |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2024 | 2,0   | 4826,20        | 9.652,40                            | 9.652,40          | 857,40           | 5.753,21          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 703,90         | 703,90                              | 703,90            | 62,53            | 419,55            |
| <b>SE 230/69 kV FTT</b>                                |      |       |                | <b>90.654,67</b>                    | <b>87.315,09</b>  | <b>8.052,62</b>  | <b>50.325,67</b>  |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              |      | 2,0   |                |                                     |                   |                  |                   |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2024 | 3,0   | 3385,13        | 10.155,39                           | 10.155,39         | 902,08           | 6.053,01          |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2027 | 1,0   | 3385,13        | 3.385,13                            | 2.687,23          | 300,69           | 1.242,76          |
| IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4        | 2024 | 1,0   | 2898,41        | 2.898,41                            | 2.898,41          | 257,46           | 1.727,57          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 1407,79        | 1.407,79                            | 1.407,79          | 125,05           | 839,10            |
| MIM - 230 kV   | 2027 | 1,0   | 351,95         | 351,95                              | 279,39            | 31,26            | 129,21            |
| 1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ               | 2024 | 3,0   | 10986,87       | 32.960,61                           | 32.960,61         | 2.927,81         | 19.645,82         |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                        | 2027 | 1,0   | 10986,87       | 10.986,87                           | 8.721,73          | 975,94           | 4.033,53          |
| EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT               |      | 9,0   |                |                                     |                   |                  |                   |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2024 | 3,0   | 1381,96        | 4.145,88                            | 4.145,88          | 368,27           | 2.471,11          |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2027 | 1,0   | 1381,96        | 1.381,96                            | 1.097,04          | 122,76           | 507,35            |
| IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT         | 2024 | 1,0   | 906,33         | 906,33                              | 906,33            | 80,51            | 540,21            |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV    | 2024 | 2,0   | 578,35         | 1.156,70                            | 1.156,70          | 102,75           | 689,44            |
| MIM - 69 kV  | 2024 | 1,0   | 554,73         | 554,73                              | 554,73            | 49,28            | 330,64            |
| MIM - 69 kV  | 2027 | 1,0   | 92,46          | 92,46                               | 73,40             | 8,21             | 33,94             |
| Transformador de Aterramento 69 kV                     | 2024 | 2,0   | 1427,69        | 2.855,38                            | 2.855,38          | 253,64           | 1.701,92          |
| MIG (Terreno Urbano)                                   | 2024 | 1,0   | 17415,08       | 17.415,08                           | 17.415,08         | 1.546,94         | 10.380,07         |
| <b>SE 500/230/69 kV PCT</b>                            |      |       |                | <b>18.296,86</b>                    | <b>18.296,86</b>  | <b>1.625,26</b>  | <b>10.905,65</b>  |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2024 | 1,0   | 3385,13        | 3.385,13                            | 3.385,13          | 300,69           | 2.017,67          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 351,95         | 351,95                              | 351,95            | 31,26            | 209,78            |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2024 | 1,0   | 1381,96        | 1.381,96                            | 1.381,96          | 122,76           | 823,70            |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV    | 2024 | 1,0   | 578,35         | 578,35                              | 578,35            | 51,37            | 344,72            |
| MIM - 69 kV  | 2024 | 1,0   | 184,91         | 184,91                              | 184,91            | 16,43            | 110,21            |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                        | 2024 | 1,0   | 10986,87       | 10.986,87                           | 10.986,87         | 975,94           | 6.548,61          |
| Transformador de Aterramento 69 kV                     | 2024 | 1,0   | 1427,69        | 1.427,69                            | 1.427,69          | 126,82           | 850,96            |
| <b>LT 230 kV PCT - AQD, C1, C2 e C3 (CS)   Reman.</b>  |      |       |                | <b>19.074,92</b>                    | <b>10.305,59</b>  | <b>1.694,38</b>  | <b>1.632,43</b>   |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2032 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 293,35            | 48,23            | 46,47             |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2032 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 293,35            | 48,23            | 46,47             |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2032 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 293,35            | 48,23            | 46,47             |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2032 | 3,0   | 4826,20        | 14.478,60                           | 7.822,34          | 1.286,10         | 1.239,08          |
| MIM - 230 kV   | 2032 | 1,0   | 1055,84        | 1.055,84                            | 570,44            | 93,79            | 90,36             |
| MIG-A  | 2032 | 1,0   | 1911,57        | 1.911,57                            | 1.032,76          | 169,80           | 163,59            |
| <b>LT 69 kV ENEL</b>                                   |      |       |                | <b>262.454,28</b>                   | <b>262.454,28</b> | <b>23.313,14</b> | <b>156.433,07</b> |
| LD FTT-MGY C1/2/3/4                                    | 2024 | 60,0  | 350,00         | 210.000,00                          | 210.000,00        | 18.653,76        | 125.168,25        |
| LD FTT-D DIF C1/2                                      | 2024 | 10,0  | 350,00         | 3.500,00                            | 3.500,00          | 310,90           | 2.086,14          |
| LD FTT-MSJ C1  | 2024 | 7,0   | 350,00         | 2.450,00                            | 2.450,00          | 217,63           | 1.460,30          |
| LD FTT-PGB C1/2  | 2024 | 20,0  | 350,00         | 7.000,00                            | 7.000,00          | 621,79           | 4.172,28          |
| LD MGY-ADT C1/2  | 2024 | 12,0  | 350,00         | 4.200,00                            | 4.200,00          | 373,08           | 2.503,37          |
| EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT               | 2024 | 22,0  | 1604,74        | 35.304,28                           | 35.304,28         | 3.135,99         | 21.042,74         |

**Tabela 8-3 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000)**

| Descrição  | Ano  | Qtde. | Custo Unitário | Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 ) |                   |                  |                   |
|--|------|-------|----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
|  |      |       |                | Custo Total                         | VP                | Parcela Anual    | RN                |
|  |      |       |                | <b>402.508,31</b>                   | <b>389.462,38</b> | <b>35.753,78</b> | <b>225.425,32</b> |
| <b>LT 230 kV FTD - FTT, C1 e C2 (CS)   Subterrâneo</b> |      |       |                | <b>148.639,82</b>                   | <b>148.639,82</b> | <b>13.203,29</b> | <b>88.595,18</b>  |
| Circuito Simples 230 kV, 8 km                          | 2024 | 8,0   | 729,47         | 58.357,60                           | 58.357,60         | 5.183,76         | 34.783,42         |
| Circuito Simples 230 kV, 8 km                          | 2024 | 8,0   | 729,47         | 58.357,60                           | 58.357,60         | 5.183,76         | 34.783,42         |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2024 | 2,0   | 4826,20        | 9.652,40                            | 9.652,40          | 857,40           | 5.753,21          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 703,90         | 703,90                              | 703,90            | 62,53            | 419,55            |
| MIG-A  | 2024 | 1,0   | 1911,57        | 1.911,57                            | 1.911,57          | 169,80           | 1.139,37          |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2024 | 2,0   | 4826,20        | 19.304,80                           | 19.304,80         | 1.714,80         | 11.506,42         |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 703,90         | 351,95                              | 351,95            | 31,26            | 209,78            |
| <b>SE 230/69 kV FTT   Blindada SF6</b>                 |      |       |                | <b>104.773,47</b>                   | <b>100.496,87</b> | <b>9.306,76</b>  | <b>57.700,62</b>  |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              |      | 2,0   |                |                                     |                   |                  |                   |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2024 | 3,0   | 3385,13        | 20.310,78                           | 20.310,78         | 1.804,15         | 12.106,02         |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2027 | 1,0   | 3385,13        | 6.770,26                            | 5.374,45          | 601,38           | 2.485,51          |
| IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4        | 2024 | 1,0   | 2898,41        | 5.796,82                            | 5.796,82          | 514,92           | 3.455,13          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 1407,79        | 703,90                              | 703,90            | 62,53            | 419,55            |
| MIM - 230 kV   | 2027 | 1,0   | 351,95         | 175,98                              | 139,69            | 15,63            | 64,60             |
| 1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ               | 2024 | 3,0   | 10986,87       | 32.960,61                           | 32.960,61         | 2.927,81         | 19.645,82         |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                        | 2027 | 1,0   | 10986,87       | 10.986,87                           | 8.721,73          | 975,94           | 4.033,53          |
| EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT               |      | 9,0   |                |                                     |                   |                  |                   |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2024 | 3,0   | 1381,96        | 8.291,76                            | 8.291,76          | 736,54           | 4.942,21          |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2027 | 1,0   | 1381,96        | 2.763,92                            | 2.194,09          | 245,51           | 1.014,70          |
| IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT         | 2024 | 1,0   | 906,33         | 1.812,66                            | 1.812,66          | 161,01           | 1.080,42          |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV    | 2024 | 2,0   | 578,35         | 2.313,40                            | 2.313,40          | 205,49           | 1.378,88          |
| MIM - 69 kV  | 2024 | 1,0   | 554,73         | 277,37                              | 277,37            | 24,64            | 165,32            |
| MIM - 69 kV  | 2027 | 1,0   | 92,46          | 46,23                               | 36,70             | 4,11             | 16,97             |
| Transformador de Aterramento 69 kV                     | 2024 | 2,0   | 1427,69        | 2.855,38                            | 2.855,38          | 253,64           | 1.701,92          |
| MIG (Terreno Urbano)                                   | 2024 | 1,0   | 17415,08       | 8.707,54                            | 8.707,54          | 773,47           | 5.190,04          |
| <b>SE 500/230/69 kV PCT</b>                            |      |       |                | <b>18.296,86</b>                    | <b>18.296,86</b>  | <b>1.625,26</b>  | <b>10.905,65</b>  |
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4      | 2024 | 1,0   | 3385,13        | 3.385,13                            | 3.385,13          | 300,69           | 2.017,67          |
| MIM - 230 kV   | 2024 | 1,0   | 351,95         | 351,95                              | 351,95            | 31,26            | 209,78            |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT       | 2024 | 1,0   | 1381,96        | 1.381,96                            | 1.381,96          | 122,76           | 823,70            |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV    | 2024 | 1,0   | 578,35         | 578,35                              | 578,35            | 51,37            | 344,72            |
| MIM - 69 kV  | 2024 | 1,0   | 184,91         | 184,91                              | 184,91            | 16,43            | 110,21            |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                        | 2024 | 1,0   | 10986,87       | 10.986,87                           | 10.986,87         | 975,94           | 6.548,61          |
| Transformador de Aterramento 69 kV                     | 2024 | 1,0   | 1427,69        | 1.427,69                            | 1.427,69          | 126,82           | 850,96            |
| <b>LT 230 kV PCT - AQD, C1, C2 e C3 (CS)   Reman.</b>  |      |       |                | <b>19.074,92</b>                    | <b>10.305,59</b>  | <b>1.694,38</b>  | <b>1.632,43</b>   |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2032 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 293,35            | 48,23            | 46,47             |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2032 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 293,35            | 48,23            | 46,47             |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km     | 2032 | 1,0   | 542,97         | 542,97                              | 293,35            | 48,23            | 46,47             |
| EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4              | 2032 | 3,0   | 4826,20        | 14.478,60                           | 7.822,34          | 1.286,10         | 1.239,08          |
| MIM - 230 kV   | 2032 | 1,0   | 1055,84        | 1.055,84                            | 570,44            | 93,79            | 90,36             |
| MIG-A  | 2032 | 1,0   | 1911,57        | 1.911,57                            | 1.032,76          | 169,80           | 163,59            |
| <b>LT 69 kV ENEL</b>                                   |      |       |                | <b>111.723,24</b>                   | <b>111.723,24</b> | <b>9.924,09</b>  | <b>66.591,44</b>  |
| LD FTT-TPE C1/2/3                                      | 2024 | 15,0  | 350,00         | 5.250,00                            | 5.250,00          | 466,34           | 3.129,21          |
| LD FTT-ADT C1/2  | 2024 | 16,0  | 350,00         | 5.600,00                            | 5.600,00          | 497,43           | 3.337,82          |
| LD FTT-VJT C1  | 2024 | 8,0   | 350,00         | 2.800,00                            | 2.800,00          | 248,72           | 1.668,91          |
| LD TPE-CTO C1  | 2024 | 6,0   | 350,00         | 2.100,00                            | 2.100,00          | 186,54           | 1.251,68          |
| LD D VJT-AGF C1  | 2024 | 3,0   | 350,00         | 1.050,00                            | 1.050,00          | 93,27            | 625,84            |
| LD FTT-AGF C1  | 2024 | 4,0   | 350,00         | 1.400,00                            | 1.400,00          | 124,36           | 834,46            |
| LD TPE-MGY C1/2  | 2024 | 8,0   | 350,00         | 2.800,00                            | 2.800,00          | 248,72           | 1.668,91          |
| LD FTT-PGB C1/2  | 2024 | 14,0  | 350,00         | 49.000,00                           | 49.000,00         | 4.352,54         | 29.205,93         |
| EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT               | 2024 | 26,0  | 1604,74        | 41.723,24                           | 41.723,24         | 3.706,17         | 24.868,69         |

## 8.2 Custos de Perdas Elétricas

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa foram estimados considerando as simulações dos seis cenários, fator de perdas de 0,5, custo de perdas de 193 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2024. Os valores das perdas elétricas obtidas nas simulações de fluxo de potência são apresentados na Tabela 8-4.

**Tabela 8-4 – Custo do Diferencial de Perdas Elétricas (R\$ x 1000)**

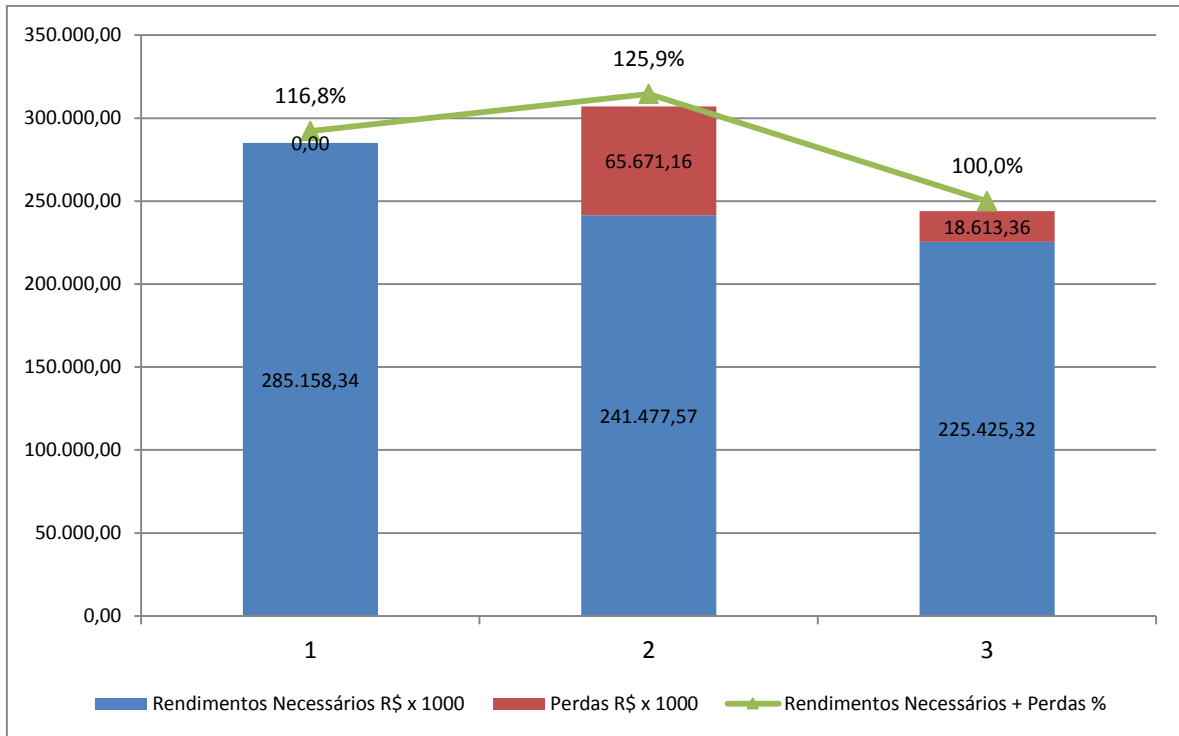
| Anos         | Alternativa 1 |                  |               | Alternativa 2 |                  |                  | Alternativa 3 |                  |                  |
|--------------|---------------|------------------|---------------|---------------|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|
|              | ΔPerdas (MW)  | Custo (R\$×1000) | VP (R\$×1000) | ΔPerdas (MW)  | Custo (R\$×1000) | VP (R\$×1000)    | ΔPerdas (MW)  | Custo (R\$×1000) | VP (R\$×1000)    |
| 2024         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 4,12          | 6.974,05         | 6.974,05         | 1,24          | 2.092,22         | 2.092,22         |
| 2025         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 4,58          | 7.740,14         | 7.166,80         | 1,26          | 2.123,92         | 1.966,59         |
| 2026         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 4,92          | 8.326,60         | 7.138,72         | 1,42          | 2.393,37         | 2.051,93         |
| 2027         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 5,08          | 8.585,48         | 6.815,43         | 1,45          | 2.446,20         | 1.941,87         |
| 2028         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 5,50          | 9.298,74         | 6.834,85         | 1,49          | 2.514,89         | 1.848,52         |
| 2029         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 5,56          | 9.399,12         | 6.396,89         | 1,54          | 2.604,70         | 1.772,72         |
| 2030         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 5,77          | 9.747,83         | 6.142,78         | 1,62          | 2.731,50         | 1.721,31         |
| 2031         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 6,21          | 10.503,35        | 6.128,60         | 1,71          | 2.895,29         | 1.689,37         |
| 2032         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 6,48          | 10.957,72        | 5.920,12         | 1,80          | 3.048,51         | 1.647,01         |
| 2033         | 0,00          | 0,00             | 0,00          | 7,27          | 12.299,70        | 6.152,91         | 2,22          | 3.761,76         | 1.881,82         |
| <b>Total</b> |               |                  | <b>0,00</b>   |               |                  | <b>65.671,16</b> |               |                  | <b>18.613,36</b> |

## 8.3 Comparação Econômica das Alternativas

A Tabela 8-5 e a Figura 8-1 apresentam a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração os custos de investimentos e o diferencial de perdas. A comparação econômica indicou como vencedora a Alternativa 3, que constitui o conjunto de obras recomendadas neste estudo.

**Tabela 8-5 – Comparação Econômica das Alternativas – Investimento + Perdas (R\$ x 1000)**

| Alternativas  | Rendimentos Necessários (R\$ x 1000) |        |       | Perdas (R\$ x 1000) |       | Total (R\$ x 1000) |        |       |
|---------------|--------------------------------------|--------|-------|---------------------|-------|--------------------|--------|-------|
|               | Custos                               | (%)    | Ordem | Diferencial         | Ordem | Custos             | (%)    | Ordem |
| Alternativa 1 | 285.158,34                           | 126,5% | 3º    | 0,00                | 1º    | 285.158,34         | 116,8% | 2º    |
| Alternativa 2 | 241.477,57                           | 107,1% | 2º    | 65.671,16           | 3º    | 307.148,72         | 125,9% | 3º    |
| Alternativa 3 | 225.425,32                           | 100,0% | 1º    | 18.613,36           | 2º    | 244.038,68         | 100,0% | 1º    |



**Figura 8-1 – Gráfico de Comparação Econômica das Alternativas**

## 9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

Esta Seção apresenta os resultados dos estudos de sobretensões com o objetivo de indicar a melhor alternativa para implantação de novos equipamentos de controle de tensão, definindo localização, tecnologia e dimensionamento desses equipamentos.

Estes estudos visam identificar a ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência de manobras programadas e/ou intempestivas de linhas de transmissão.

Nesta avaliação o CER 2x(+100/-70) Mvar da SE Fortaleza foi desligado de forma a avaliar a possibilidade de desativa-lo, uma vez que se encontra em final de vida útil, sendo necessários investimentos para o seu reaproveitamento no sistema.

### 9.1 Energização de Linhas de Transmissão

Os resultados das simulações de energização de linhas de transmissão estão apresentados nas Tabelas 9-1 e 9-2.

**Tabela 9-1 – Recomposição das subestações 500 kV Fortaleza II e Pacatuba**

| Linha energizada                  | Terminal Manobrado | Barra        | Vi    | Vf    | ΔV     | Barra         | Vi    | Vf    | ΔV     | Vt    | ΔV     |
|-----------------------------------|--------------------|--------------|-------|-------|--------|---------------|-------|-------|--------|-------|--------|
|                                   |                    |              | (pu)  | (pu)  | (%)    |               | (pu)  | (pu)  | (%)    |       | (pu)   |
| Pacatuba - Pecém II 500kV C1      | Pecém II           | Pacatuba     | -     | -     | -      | Pecém II      | 1,000 | 1,014 | 1,38%  | 1,018 | 0,39%  |
| Pacatuba - Pecém II 500kV C1      | Pacatuba           | Pacatuba     | -     | 1,018 | -      | Pecém II      | 1,014 | 1,014 | 0,00%  | -     | -      |
| Fortaleza II - Pecém II 500kV C1  | Pecém II           | Fortaleza II | -     | -     | -      | Pecém II      | 1,014 | 1,008 | -0,60% | 1,001 | -0,69% |
| Fortaleza II - Pecém II 500kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | -     | 1,001 | -      | Pecém II      | 1,008 | 1,008 | 0,00%  | -     | -      |
| Fortaleza II - Pacatuba 500kV C1  | Pacatuba           | Fortaleza II | 1,001 | 1,004 | 0,30%  | Pacatuba      | 1,012 | 1,016 | 0,39%  | 1,017 | 0,10%  |
| Fortaleza II - Pacatuba 500kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,004 | 1,010 | 0,59%  | Pacatuba      | 1,016 | 1,011 | -0,49% | -     | -      |
| Pacatuba - Jaguaruana II 500kV C1 | Pacatuba           | Pacatuba     | 1,010 | 1,020 | 0,98%  | Jaguaruana II | 1,055 | 1,055 | 0,00%  | 1,023 | 0,29%  |
| Pacatuba - Jaguaruana II 500kV C1 | Jaguaruana II      | Pacatuba     | 1,020 | 1,040 | 1,92%  | Jaguaruana II | 1,055 | 1,046 | -0,86% | -     | -      |
| Fortaleza II - Quixadá 500kV C1   | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,038 | 1,050 | 1,14%  | Quixadá       | 1,040 | 1,042 | 0,19%  | 1,067 | 1,62%  |
| Fortaleza II - Quixadá 500kV C1   | Quixadá            | Fortaleza II | 1,050 | 1,044 | -0,57% | Quixadá       | 1,042 | 1,051 | 0,86%  | -     | -      |
| Pacatuba - Jaguaruana II 500kV C1 | Jaguaruana II      | Pacatuba     | -     | -     | -      | Jaguaruana II | 1,055 | 1,063 | 0,75%  | 1,067 | 0,38%  |
| Pacatuba - Jaguaruana II 500kV C1 | Pacatuba           | Pacatuba     | -     | 1,067 | -      | Jaguaruana II | 1,063 | 1,063 | 0,00%  | -     | -      |
| Fortaleza II - Pacatuba 500kV C1  | Pacatuba           | Fortaleza II | -     | -     | -      | Pacatuba      | 1,067 | 1,074 | 0,65%  | 1,074 | 0,00%  |
| Fortaleza II - Pacatuba 500kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | -     | 1,074 | -      | Pacatuba      | 1,074 | 1,074 | 0,00%  | -     | -      |
| Fortaleza II - Quixadá 500kV C1   | Quixadá            | Fortaleza II | 1,074 | 1,079 | 0,46%  | Quixadá       | 1,047 | 1,059 | 1,13%  | 1,051 | -0,76% |
| Fortaleza II - Quixadá 500kV C1   | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,079 | 1,064 | -1,41% | Quixadá       | 1,059 | 1,065 | 0,56%  | -     | -      |
| Pacatuba - Pecém II 500kV C1      | Pacatuba           | Pacatuba     | 1,065 | 1,090 | 2,29%  | Pecém II      | 1,000 | 1,000 | 0,00%  | 1,094 | 0,37%  |
| Pacatuba - Pecém II 500kV C1      | Pecém II           | Pacatuba     | 1,090 | 1,051 | -3,71% | Pecém II      | 1,000 | 1,044 | 4,21%  | -     | -      |
| Fortaleza II - Pecém II 500kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,050 | 1,045 | -0,48% | Pecém II      | 1,044 | 1,039 | -0,48% | 1,050 | 0,48%  |
| Fortaleza II - Pecém II 500kV C1  | Pecém II           | Fortaleza II | 1,045 | 1,044 | -0,10% | Pecém II      | 1,039 | 1,044 | 0,48%  | -     | -      |

**Tabela 9-2 – Recomposição do sistema em 230 kV**

| Linha energizada                  | Terminal Manobrado | Barra        | Vi    | Vf    | $\Delta V$ | Barra        | Vi    | Vf    | $\Delta V$ | Vt    | $\Delta V$ |
|-----------------------------------|--------------------|--------------|-------|-------|------------|--------------|-------|-------|------------|-------|------------|
|                                   |                    |              | (pu)  | (pu)  | (%)        |              | (pu)  | (pu)  | (%)        | (pu)  | (%)        |
| Fortaleza II - D Gouveia 230kV C1 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | D Gouveia    | -     | -     | -          | 1,000 | 0,00%      |
| Fortaleza II - D Gouveia 230kV C1 | D Gouveia          | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | D Gouveia    | -     | 1,000 | -          | -     | -          |
| Fortaleza II - D Gouveia 230kV C2 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | D Gouveia    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | 1,000 | 0,00%      |
| Fortaleza II - D Gouveia 230kV C2 | D Gouveia          | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | D Gouveia    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | -     | -          |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C1 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Fortaleza    | -     | -     | -          | 1,000 | 0,00%      |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C1 | Fortaleza          | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Fortaleza    | -     | 1,000 | -          | -     | -          |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C2 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Fortaleza    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | 1,000 | 0,00%      |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C2 | Fortaleza          | Fortaleza II | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Fortaleza    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | -     | -          |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C3 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,000 | 0,999 | -0,10%     | Fortaleza    | 1,000 | 0,999 | -0,10%     | 0,999 | 0,00%      |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C3 | Fortaleza          | Fortaleza II | 0,999 | 0,999 | 0,00%      | Fortaleza    | 0,999 | 0,999 | 0,00%      | -     | -          |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1   | Fortaleza          | Fortaleza    | 0,999 | 1,000 | 0,10%      | Aquiraz II   | -     | -     | -          | 1,000 | 0,00%      |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1   | Aquiraz II         | Fortaleza    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Aquiraz II   | -     | 1,001 | -          | -     | -          |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C2   | Fortaleza          | Fortaleza    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Aquiraz II   | 1,001 | 1,001 | 0,00%      | 1,001 | 0,10%      |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C2   | Aquiraz II         | Fortaleza    | 1,000 | 1,000 | 0,00%      | Aquiraz II   | 1,001 | 1,001 | 0,00%      | -     | -          |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C3   | Fortaleza          | Fortaleza    | 1,000 | 1,001 | 0,10%      | Aquiraz II   | 1,001 | 1,002 | 0,10%      | 1,002 | 0,10%      |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C3   | Aquiraz II         | Fortaleza    | 1,001 | 1,001 | 0,00%      | Aquiraz II   | 1,002 | 1,002 | 0,00%      | -     | -          |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C1    | Aquiraz II         | Aquiraz II   | 1,002 | 1,009 | 0,69%      | Banabuiú     | 1,014 | 1,015 | 0,10%      | 1,039 | 2,97%      |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C1    | Banabuiú           | Aquiraz II   | 1,009 | 1,007 | -0,20%     | Banabuiú     | 1,015 | 1,018 | 0,29%      | -     | -          |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C2    | Aquiraz II         | Aquiraz II   | 1,007 | 1,018 | 1,08%      | Banabuiú     | 1,018 | 1,021 | 0,29%      | 1,048 | 2,95%      |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C2    | Banabuiú           | Aquiraz II   | 1,018 | 1,016 | -0,20%     | Banabuiú     | 1,021 | 1,024 | 0,29%      | -     | -          |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C3    | Aquiraz II         | Aquiraz II   | 1,016 | 1,027 | 1,07%      | Banabuiú     | 1,024 | 1,029 | 0,49%      | 1,057 | 2,92%      |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C3    | Banabuiú           | Aquiraz II   | 1,025 | 1,027 | 0,19%      | Banabuiú     | 1,029 | 1,032 | 0,29%      | -     | -          |
| Fortaleza II - Marac II 230kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,018 | 1,019 | 0,10%      | Maracanaú II | -     | -     | -          | 1,019 | 0,00%      |
| Fortaleza II - Marac II 230kV C1  | Maracanaú II       | Fortaleza II | 1,019 | 1,019 | 0,00%      | Maracanaú II | -     | 1,019 | -          | -     | -          |
| Fortaleza II - Cauípe 230kV C1    | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,019 | 1,021 | 0,20%      | Cauípe       | 0,967 | 0,967 | 0,00%      | 1,024 | 0,29%      |
| Fortaleza II - Cauípe 230kV C1    | Cauípe             | Fortaleza II | 1,021 | 1,013 | -0,79%     | Cauípe       | 0,967 | 0,992 | 2,52%      | -     | -          |
| Fortaleza II - Cauípe 230kV C2    | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,013 | 1,015 | 0,20%      | Cauípe       | 0,992 | 0,993 | 0,10%      | 1,018 | 0,30%      |
| Fortaleza II - Cauípe 230kV C2    | Cauípe             | Fortaleza II | 1,015 | 1,013 | -0,20%     | Cauípe       | 0,993 | 0,998 | 0,50%      | -     | -          |
| Maracanaú II - Cauípe 230kV C1    | Maracanaú II       | Maracanaú II | 1,013 | 1,016 | 0,30%      | Cauípe       | 0,998 | 0,998 | 0,00%      | 1,017 | 0,10%      |
| Maracanaú II - Cauípe 230kV C1    | Cauípe             | Maracanaú II | 1,016 | 1,008 | -0,79%     | Cauípe       | 0,998 | 1,002 | 0,40%      | -     | -          |
| Fortaleza II - Pici II 230kV C1   | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,012 | 1,013 | 0,10%      | Pici II      | -     | -     | -          | 1,014 | 0,10%      |
| Fortaleza II - Pici II 230kV C1   | Pici II            | Fortaleza II | 1,013 | 1,013 | 0,00%      | Pici II      | -     | 1,014 | -          | -     | -          |
| Fortaleza II - Pici II 230kV C2   | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,013 | 1,014 | 0,10%      | Pici II      | 1,014 | 1,014 | 0,00%      | 1,014 | 0,00%      |
| Fortaleza II - Pici II 230kV C2   | Pici II            | Fortaleza II | 1,014 | 1,014 | 0,00%      | Pici II      | 1,014 | 1,014 | 0,00%      | -     | -          |
| Fortal II - D Macedo II 230kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,014 | 1,019 | 0,49%      | D Macedo II  | -     | -     | -          | 1,019 | 0,00%      |
| Fortal II - D Macedo II 230kV C1  | D Macedo II        | Fortaleza II | 1,019 | 1,019 | 0,00%      | D Macedo II  | -     | 1,019 | -          | -     | -          |
| Fortal II - D Macedo II 230kV C2  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,019 | 1,024 | 0,49%      | D Macedo II  | 1,019 | 1,024 | 0,49%      | 1,024 | 0,00%      |
| Fortal II - D Macedo II 230kV C2  | D Macedo II        | Fortaleza II | 1,024 | 1,024 | 0,00%      | D Macedo II  | 1,024 | 1,024 | 0,00%      | -     | -          |

## 9.2 Rejeição de Carga

A Tabela 9-3 apresenta o resumo dos resultados obtidos após a análise de rejeição de carga.

**Tabela 9-3 – Simulações de Rejeição de Carga**

| Linha rejeitada                   | Terminal Manobrado | Barra        | Vi    | Vf    | ΔV     | Barra         | Vi    | Vf    | ΔV     | Vt    | ΔV     |
|-----------------------------------|--------------------|--------------|-------|-------|--------|---------------|-------|-------|--------|-------|--------|
|                                   |                    |              | (pu)  | (pu)  | (%)    |               | (pu)  | (pu)  | (%)    | (pu)  | (%)    |
| Fortaleza II - Pacatuba 500kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,052 | 1,032 | -1,94% | Pacatuba      | 1,056 | 1,073 | 1,58%  | 1,073 | 0,00%  |
| Fortaleza II - Pacatuba 500kV C1  | Pacatuba           | Fortaleza II | 1,052 | 1,033 | -1,84% | Pacatuba      | 1,056 | 1,072 | 1,49%  | 1,033 | 0,00%  |
| Pacatuba - Pecém II 500kV C1      | Pacatuba           | Pacatuba     | 1,056 | 1,044 | -1,15% | Pecém II      | 1,074 | 1,081 | 0,65%  | 1,085 | 0,37%  |
| Pacatuba - Pecém II 500kV C1      | Pecém II           | Pacatuba     | 1,056 | 1,049 | -0,67% | Pecém II      | 1,074 | 1,079 | 0,46%  | 1,052 | 0,29%  |
| Pacatuba - Jaguaruana II 500kV C1 | Pacatuba           | Pacatuba     | 1,056 | 1,033 | -2,23% | Jaguaruana II | 1,066 | 1,072 | 0,56%  | 1,093 | 1,96%  |
| Pacatuba - Jaguaruana II 500kV C1 | Jaguaruana II      | Pacatuba     | 1,056 | 1,044 | -1,15% | Jaguaruana II | 1,066 | 1,062 | -0,38% | 1,047 | 0,29%  |
| Fortaleza II - Pecém II 500kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,052 | 1,046 | -0,57% | Pecém II      | 1,074 | 1,078 | 0,37%  | 1,070 | -0,74% |
| Fortaleza II - Pecém II 500kV C1  | Pecém II           | Fortaleza II | 1,052 | 1,044 | -0,77% | Pecém II      | 1,074 | 1,079 | 0,46%  | 1,049 | 0,48%  |
| Fortaleza II - Quixadá 500kV C1   | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,052 | 1,045 | -0,67% | Quixadá       | 1,076 | 1,099 | 2,09%  | 1,091 | -0,73% |
| Fortaleza II - Quixadá 500kV C1   | Quixadá            | Fortaleza II | 1,052 | 1,049 | -0,29% | Quixadá       | 1,076 | 1,088 | 1,10%  | 1,065 | 1,53%  |
| Fortaleza II - D Gouveia 230kV C1 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | D Gouveia     | 1,002 | 1,003 | 0,10%  | 1,003 | 0,00%  |
| Fortaleza II - D Gouveia 230kV C1 | D Gouveia          | Fortaleza II | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | D Gouveia     | 1,002 | 1,002 | 0,00%  | 1,001 | 0,00%  |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C1 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | Fortaleza     | 1,001 | 1,000 | -0,10% | 1,000 | 0,00%  |
| Fortaleza II - Fortaleza 230kV C1 | Fortaleza          | Fortaleza II | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | Fortaleza     | 1,001 | 1,000 | -0,10% | 1,001 | 0,00%  |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1   | Fortaleza          | Fortaleza    | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | Aquiraz II    | 0,979 | 0,970 | -0,93% | 0,971 | 0,10%  |
| Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1   | Aquiraz II         | Fortaleza    | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | Aquiraz II    | 0,979 | 0,970 | -0,93% | 1,002 | 0,10%  |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C2    | Aquiraz II         | Aquiraz II   | 0,979 | 0,975 | -0,41% | Banabuiú      | 1,004 | 1,012 | 0,79%  | 1,041 | 2,87%  |
| Aquiraz II - Banabuiú 230kV C2    | Banabuiú           | Aquiraz II   | 0,979 | 0,980 | 0,10%  | Banabuiú      | 1,004 | 1,004 | 0,00%  | 1,008 | 2,86%  |
| Fortal II - Maracanaú II 230kV C1 | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,001 | 1,004 | 0,30%  | Maracanaú II  | 0,987 | 0,961 | -2,71% | 0,962 | 0,10%  |
| Fortal II - Maracanaú II 230kV C1 | Maracanaú II       | Fortaleza II | 1,001 | 1,005 | 0,40%  | Maracanaú II  | 0,987 | 0,959 | -2,92% | 1,005 | 0,00%  |
| Fortaleza II - Cauípe 230kV C1    | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | Cauípe        | 0,998 | 0,998 | 0,00%  | 1,000 | 0,20%  |
| Fortaleza II - Cauípe 230kV C1    | Cauípe             | Fortaleza II | 1,001 | 1,001 | 0,00%  | Cauípe        | 0,998 | 0,996 | -0,20% | 1,004 | 0,30%  |
| Maracanaú II - Cauípe 230kV C1    | Maracanaú II       | Maracanaú II | 0,987 | 0,971 | -1,65% | Cauípe        | 0,998 | 1,000 | 0,20%  | 1,001 | 0,10%  |
| Maracanaú II - Cauípe 230kV C1    | Cauípe             | Maracanaú II | 0,987 | 0,973 | -1,44% | Cauípe        | 0,998 | 1,000 | 0,20%  | 0,974 | 0,10%  |
| Fortaleza II - Pici II 230kV C1   | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,001 | 0,999 | -0,20% | Pici II       | 0,979 | 0,953 | -2,73% | 0,954 | 0,10%  |
| Fortaleza II - Pici II 230kV C1   | Pici II            | Fortaleza II | 1,001 | 0,999 | -0,20% | Pici II       | 0,979 | 0,952 | -2,84% | 1,000 | 0,10%  |
| Fortal II - D Macedo II 230kV C1  | Fortaleza II       | Fortaleza II | 1,001 | 1,000 | -0,10% | D Macedo II   | 0,996 | 0,991 | -0,50% | 0,992 | 0,10%  |
| Fortal II - D Macedo II 230kV C1  | D Macedo II        | Fortaleza II | 1,001 | 1,000 | -0,10% | D Macedo II   | 0,996 | 0,990 | -0,61% | 1,001 | 0,10%  |

Ressalta-se que os resultados foram obtidos considerando o CER Fortaleza desligado, com o objetivo de analisar o impacto de sua desativação para o sistema, e a implantação de compensação reativa adicional na barra de 69 kV da SE Maracanaú II, de forma a eliminar níveis de tensão abaixo do admitido no caso de rejeição da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe C1.



As análises de energização de linhas de transmissão e de rejeição de carga não encontraram variação de tensão superior a 5% nas barras das subestações, o que confirma que não é necessário reformar o CER da SE Fortaleza para seu aproveitamento no sistema elétrico. Portanto, recomenda-se:

- A desativação do atual CER conectado à barra de 230 kV da SE Fortaleza; e
- A implantação de dois bancos de capacitores conectados à barra de 69 kV da SE Maracanaú II, com potência de 24,4 Mvar cada.

## 10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado para a Alternativa 3, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2025.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito para as principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira são apresentados nas Tabela 10-1 e 10-2. Não foram encontrados problemas de superação de equipamentos por nível de curto-circuito.

**Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito referentes ao ano 2024 sem obras**

| INSTALAÇÃO      | TENSÃO [kV] | 3Ø – 2024           |       | I <sub>equip</sub> (*) |                     |
|-----------------|-------------|---------------------|-------|------------------------|---------------------|
|                 |             | I <sub>k</sub> [kA] | X/R   | I <sub>k</sub> [kA]    | I <sub>p</sub> [kA] |
| SE Fortaleza II | 500         | 17,2                | 15,9  | 50,0                   | 130,0               |
|                 | 230         | 29,7                | 17,7  | 40,0                   | 104,0               |
| SE D. Gouveia   | 230         | 23,0                | 14,0  | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 19,9                | 54,1  | 31,5                   | 81,9                |
| SE Pici II      | 230         | 13,7                | 7,3   | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 18,8                | 17,9  | 31,5                   | 81,9                |
| SE Cauípe       | 230         | 18,4                | 13,8  | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 230         | 29,5                | 16,7  | 40,0                   | 104,0               |
| SE Fortaleza    | 69          | 24,2                | 67,9  | 31,5                   | 81,9                |
|                 | 230         | 16,3                | 7,3   | 40,0                   | 104,0               |
| SE Aquiraz II   | 69          | 21,7                | 18,5  | 31,5                   | 81,9                |
|                 | 230         | 12,2                | 5,7   | 40,0                   | 104,0               |
| SE Banabuiú     | 230         | 14,1                | 10,3  | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 17,1                | 28,3  | 31,5                   | 81,9                |
| SE Marcanaú II  | 500         | 16,8                | 16,2  | 50,0                   | 130,0               |
|                 | 230         | 13,6                | 43,9  | 50,0                   | 130,0               |
| SE Pacatuba     | 69          | 15,6                | 126,9 | 40,0                   | 104,0               |

(\*) Os valores relacionados à capacidade de interrupção dos equipamentos devem ser verificados no relatório R4.

(\*\*) O resultado das análises de curto circuito levou em consideração as seguintes condições operativas e de expansão futura:

- Link 69 kV entre as SEs Fortaleza e Delmiro Gouveia desligado; e
- UTE Maracanaú I 165 MVA conectada ao sistema de distribuição em 69 kV derivado da SE Fortaleza.

**Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito referentes ao ano 2033**

| INSTALAÇÃO      | TENSÃO [kV] | (1)                 |      | (1)+(2)             |      | (1)+(3)             |      | I <sub>cc max</sub> |                     | I <sub>equip</sub> (*) |                     |
|-----------------|-------------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|---------------------|------------------------|---------------------|
|                 |             | 3Ø – 2033           |      | 3Ø – 2033           |      | 3Ø – 2033           |      | 3Ø – 2033           |                     | I <sub>k</sub> [kA]    | I <sub>p</sub> [kA] |
|                 |             | I <sub>k</sub> [kA] | X/R  | I <sub>k</sub> [kA] | X/R  | I <sub>k</sub> [kA] | X/R  | I <sub>k</sub> [kA] | I <sub>p</sub> [kA] | I <sub>k</sub> [kA]    | I <sub>p</sub> [kA] |
| SE Fortaleza II | 500         | 17,2                | 15,9 | 16,7                | 16,5 | 17,3                | 15,9 | 17,3                | 44,89               | 50,0                   | 130,0               |
|                 | 230         | 29,7                | 17,7 | 24,9                | 24,1 | 29,8                | 17,6 | 29,8                | 77,88               | 40,0                   | 104,0               |
| SE D. Gouveia   | 230         | 23,0                | 14,0 | 20,0                | 17,4 | 23,1                | 14,0 | 23,1                | 59,08               | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 19,9                | 54,1 | 19,1                | 60,8 | 24,5                | 44,0 | 24,5                | 66,98               | 31,5                   | 81,9                |
| SE Pici II      | 230         | 13,7                | 7,3  | 12,6                | 8,2  | 13,8                | 7,3  | 13,8                | 32,51               | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 18,8                | 17,9 | 18,2                | 19,0 | 18,8                | 17,9 | 18,8                | 49,26               | 31,5                   | 81,9                |
| SE Cauípe       | 230         | 18,4                | 13,8 | 18,4                | 14,6 | 18,5                | 13,7 | 18,5                | 47,21               | 40,0                   | 104,0               |
| SE Fortaleza    | 230         | 29,5                | 16,7 | 24,7                | 22,4 | 29,6                | 16,7 | 29,6                | 77,03               | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 24,2                | 67,9 | 23,1                | 79,9 | 24,3                | 68,1 | 24,3                | 67,22               | 31,5                   | 81,9                |
| SE Aquiraz II   | 230         | 16,3                | 7,3  | 16,8                | 8,2  | 16,4                | 7,3  | 16,8                | 40,49               | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 21,7                | 18,5 | 21,9                | 21,2 | 21,7                | 18,5 | 21,9                | 58,02               | 31,5                   | 81,9                |
| SE Banabuiú     | 230         | 12,2                | 5,7  | 12,5                | 5,8  | 12,5                | 5,7  | 12,5                | 28,33               | 40,0                   | 104,0               |
| SE Maracaná II  | 230         | 14,1                | 10,3 | 15,0                | 11,3 | 14,1                | 10,3 | 15,0                | 37,50               | 40,0                   | 104,0               |
|                 | 69          | 20,4                | 23,8 | 20,9                | 27,1 | 20,4                | 23,8 | 20,9                | 56,05               | 31,5                   | 81,9                |
| SE Pacatuba     | 500         | 16,8                | 16,2 | 17,3                | 16,5 | 17,0                | 16,2 | 17,3                | 44,97               | 50,0                   | 130,0               |
|                 | 230         | 19,8                | 30,1 | 26,1                | 18,5 | 19,9                | 30,1 | 26,1                | 68,31               | 50,0                   | 130,0               |
|                 | 69          | 27,7                | 71,6 | 30,9                | 52,0 | 27,8                | 71,9 | 30,9                | 84,86               | 40,0                   | 104,0               |
| SE D Macedo II  | 230         | 24,3                | 18,5 | 21,0                | 24,0 | 24,4                | 18,5 | 24,4                | 64,02               | 50,0                   | 130,0               |
|                 | 69          | 30,1                | 49,8 | 28,4                | 59,1 | 30,1                | 49,9 | 30,1                | 82,81               | 40,0                   | 104,0               |

(1) Após implantação da SE D Macedo II 230-69 kV, 4x 200/240 MVA.

(2) Após remanejamento do ponto de conexão da LT Fortaleza - Aquiraz II 230kV C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3, da LT Fortaleza II - Cauípe 230 kV C1/3 para Pacatuba – Cauípe C1/2 e da LT Fortaleza II – Maracaná II 230 kV C1 para Pacatuba – Maracaná II C1.

(3) Em caso de implantação dos reforços descritos na Seção 11.

(\*) Os valores relacionados à capacidade de interrupção dos equipamentos devem ser verificados no relatório R4.

(\*\*) O resultado das análises de curto circuito levou em consideração as seguintes condições operativas e de expansão futura:

- Capacidade de transformação das subestações da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira em sua configuração final;
- Link 69 kV entre as SEs Fortaleza e Delmiro Gouveia desligado; e
- UTE Maracaná I 165 MVA conectada ao sistema de distribuição em 69 kV derivado da SE Fortaleza.

## 11 REFORÇOS PARA MITIGAR ATRASOS

Esta Seção apresenta soluções que podem ser executadas em curto prazo, caso ocorram atrasos imprevistos na implantação das obras recomendadas na Seção 4, visando garantir o pleno atendimento das cargas da Região Metropolitana de Fortaleza.

Os reforços apresentados nesta Seção estão condicionados ao eventual atraso das obras referentes à SE Dias Macedo II, constatado pelos órgãos competentes, e devem ser reavaliados futuramente devido a alterações no mercado da distribuidora Enel.

A proposta consiste em alterar a modulação dos transformadores de potência 230-69 kV existentes na SE Delmiro Gouveia, e remanejar cargas supridas inicialmente pela SE Pici II para a SE Delmiro Gouveia. A Tabela 11-1 apresenta o conjunto de obras recomendadas.

**Tabela 11-1 – Reforços recomendados para mitigar o eventual atraso da SE Dias Macedo II**

| Ano  | Subestação                              | Tensão    | Descrição   |
|------|---|-----------|---|
| 2024 | SE Delmiro Gouveia                      | 230/69 kV | Substituição de 4 x Transformador trifásico 230/69 kV existentes, por unidades de 150/180 MVA                   |
| 2024 | LT Fortaleza II – Delmiro Gouveia C1/C2 | 230 kV    | Adequação de trecho da LT para eliminação de fator limitante, configuração 2x CAL 740,8 MCM, extensão 2x 0,5 km |

Os reforços recomendados devem iniciar a operação no ano de 2024 e possibilitam o suprimento das cargas até o ano de 2027, prazo máximo para início da operação da SE Dias Macedo II, conforme apresentado na Tabela 11.2.

**Tabela 11-2 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Pesada (Reforços Seção 11)**

| Subestação                     |       | Carregamento [%] |      |      |       |       |       |
|--------------------------------|-------|------------------|------|------|-------|-------|-------|
|                                |       | 2024             | 2025 | 2026 | 2027  | 2028  | 2029  |
| SE Pici II 230/69 kV           | (CN)  | 69,2             | 72,3 | 75,7 | 79,2  | 82,9  | 86,7  |
| 5x 100/100 MVA                 | (N-1) | 87,5             | 91,6 | 95,8 | 100,4 | 105,1 | 110,0 |
| SE Fortaleza 230/69 kV         | (CN)  | 56,0             | 56,3 | 58,9 | 60,9  | 63,7  | 66,7  |
| 5x 100/106 MVA                 | (N-1) | 66,4             | 66,7 | 69,8 | 72,1  | 75,5  | 79,0  |
| <b>SE D. Gouveia 230/69 kV</b> | (CN)  | 74,1             | 75,7 | 79,1 | 82,2  | 85,9  | 89,9  |
| <b>4x 150/180 MVA</b>          | (N-1) | 83,0             | 84,6 | 92,5 | 91,8  | 96,1  | 100,6 |
| SE Aquiraz II 230/69 kV        | (CN)  | 39,9             | 41,7 | 43,6 | 45,6  | 47,6  | 49,8  |
| 4x 150/180 MVA                 | (N-1) | 44,7             | 46,7 | 48,9 | 51,1  | 53,4  | 55,9  |
| SE Marcaná II 230/69 kV        | (CN)  | 50,8             | 53,1 | 55,5 | 58,1  | 60,7  | 63,5  |
| 3x 150/180 MVA                 | (N-1) | 64,4             | 67,4 | 70,6 | 73,8  | 77,3  | 80,9  |
| SE Pacatuba 230/69 kV          | (CN)  | 41,5             | 42,5 | 44,5 | 46,5  | 48,7  | 50,9  |
| 3x 200/240 MVA                 | (N-1) | 52,3             | 53,4 | 55,9 | 58,5  | 61,3  | 64,1  |

(CN) Condição Normal. (N-1) Contingência N-1.

As cargas previstas para a SE Dias Macedo II seriam remanejadas da seguinte forma:

- SED Aldeota, Tauape e Centro para a SE Delmiro Gouveia
- SED Parangaba para a SE Fortaleza;
- SED Maguary para a SE Pici II.

## 12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 31/18 “Análise Socioambiental do Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza (Relatório R1)” Ref. [9], a qual está incorporada ao final deste relatório.

## 13 REFERÊNCIAS

- [1]. NT-ONS-RE 2.1-005.2016 – Atendimento às Cargas da Região Metropolitana de Fortaleza Antes da Entrada em Operação da SE Maracanaú II 230/69 kV – Horizonte Dez/2019 – ONS – Janeiro de 2016
- [2]. EPE-DEE-NT-079/2016 - Atendimento às cargas da Região Metropolitana de Fortaleza – EPE - 12 de setembro de 2016
- [3]. EPE-DEE-RE-029/2017 – Estudo de atendimento às regiões de Mossoró, Aracati e Fortaleza – EPE – junho de 2017
- [4]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Julho/2016
- [5]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [6]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2016
- [7]. EPE-DEE-NT-004/2017 - Definição de parâmetros iniciais para o planejamento de linhas de transmissão subterrâneas – EPE – fevereiro de 2017
- [8]. 0065/180/2016 – Atendimento às solicitações da ANEEL: Plano de melhorias – ONS – dezembro de 2016
- [9]. NOTA TÉCNICA DEA 031/18 - Análise Socioambiental do Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza (Relatório R1) – EPE – dezembro de 2018

## 14 EQUIPE TÉCNICA

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Mariana Ferreira Nobrega da Silva – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Júnior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Sérgio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Alfredo Lima Silva – EPE/SMA

Caina Renno Siniscalchi – EPE/SMA

Daniel Filipe Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho - EPE/SMA

Thiago Galvão – EPE/SMA

### **Agradecemos a colaboração dos seguintes técnicos:**

Fernando Rodrigues Alves – CHESF

Gustavo Vieira de Melo – CHESF

Aníbal Queiroz Braga – Enel

## 15 ANEXOS

### 15.1 Consultas de Viabilidade de Expansão

#### SE Fortaleza II - CHESF



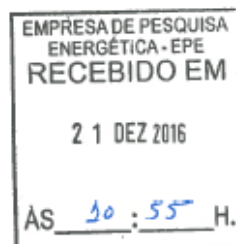
Empresa de Pesquisa Energética - EPE



CE-Chesf-SPT- 127/2016

Recife, 14 de dezembro de 2016.

À  
 Empresa de Pesquisa Energética – EPE  
 At.: José Marcos Bressane  
 Superintendente Transmissão de Energia – STE/DEE/EPE



**Assunto:** Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Fortaleza II

**Ref.:** Ofício 1418/EPE/2016, de 16/11/2016

Conforme solicitado no Ofício em referência, estamos encaminhando, em anexo, os formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão da SE Fortaleza II, de Propriedade da Chesf, com a finalidade de fornecer subsídios a EPE.

Julgamos importante tecer as seguintes considerações em relação aos dados fornecidos:

1. Os dados fornecidos têm como data base a data de emissão desta correspondência. Como é de vosso conhecimento o processo é dinâmico e sujeito a constantes mudanças.
2. Os vãos comprometidos, nas nossas informações, são os vãos para os quais efetivamente existem contratos de conexão. Não indicamos como comprometidos aqueles que estão em negociação. Ao longo dos anos ficou evidente que muitas dessas negociações não são concretizadas e uma reserva de vão poderia inibir interessados.





3. Os vãos disponíveis são aqueles que fisicamente podem ser utilizados por novos acessantes, cabendo ressaltar que não foram observados ou mesmo avaliados os aspectos técnicos associados à conexão. É sempre bom lembrar que a conexão de um novo acessante pode implicar em superação de equipamentos elétricos e componentes como barramento e malha de terra ou até mesmo na impossibilidade física de usar o vão disponível.

Diante dos fatos expostos, ficamos à disposição desta EPE para novas interações, mantendo a política setorial do livre acesso às instalações de transmissão do SIN.

Atenciosamente,

  
**Methodio Varejão de Godoy**  
**Assessor da Superintendência de Projetos e Construção de Transmissão**

c.c DSE, CRG e Adj. DE Ricardo Melo. (s. anexos)

Sepe - Recife-PE - Rua Dalmiro Gauveia, 333 - San Martin - CEP: 50761-901  
 Salvador-BA - Av. São Rafael, s/n - São Marcos - CEP: 41263-150  
 Teresina-PI - Av. Henry Wall de Carvalho, 4282 - Parque São João - CEP: 66402-720  
 Sobradinho-BA - Av. Paulo Afonso, s/nº - Vila São Francisco - CEP: 48925-000  
 Brasília-DF - SBN, Quadra 02, L 12, Bloco "F", Ed. Via Capital, Sala 708 - CEP: 70041-906

Paulo Afonso-BA - Rua do Triunfo, 170 - Alves de Souza - CEP: 46607-020  
 Fortaleza-CE - Av. Princesita a Costa a D'Ávila, 4677 - José Walter - CEP: 80760-022  
 São Paulo-SP - Al. Santos, 1808, 12º andar, Conj. 12A - Cerqueira Cesar - CEP: 01418-200  
 Xingó-AL - Rdevia AL 225, Km 12, s/nº - Piranhas - CEP: 97460-000 - Fone: (87) 3696-2159

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Fortaleza II 500/230 kV

**Concessionária Proprietária:** CHESF

**1. Módulos de Manobra**

|                                     |     |               |                             |                                 |
|-------------------------------------|-----|---------------|-----------------------------|---------------------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL  | Quantidade: 4 | Tensão (kV): 230            | Arranjo: BD4                    |
| <input type="checkbox"/>            | EL  | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:   | Tensão Prim./Sec./Ter (kV): | Arranjo Prim.:    Sec.:    Ter: |
| <input type="checkbox"/>            | IB  | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |
| <input type="checkbox"/>            | CCP | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |
| <input type="checkbox"/>            | CRL | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |
| <input type="checkbox"/>            | CRB | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |
| <input type="checkbox"/>            | CTA | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |
| <input type="checkbox"/>            | CC  | Quantidade:   | Tensão (kV):                | Arranjo:                        |

**2. Módulos de Equipamentos**

|                          |                      |             |                  |                        |       |
|--------------------------|----------------------|-------------|------------------|------------------------|-------|
| <input type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: | Potência (MVA):  | Tensão Prim./Sec. (kV) | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: | Potência (MVA):  | Tensão Prim./Sec. (kV) | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Reator               | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV):           | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Capacitor Shunt      | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV):           | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Compensador Estático | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV):           | Fase: |

**3. Diagrama Unifilar**

**4. Observações:**

(1) Os módulos de entrada de linha em 230kV serão utilizados para conexão de linhas de transmissão subterrâneas que interligarão novas subestações 230-69kV necessárias ao atendimento às cargas da Coelce na Região Metropolitana de Fortaleza.

**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).

**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: 4 | Tensão (kV): 230         | Arranjo: BDY   |       |      |  |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:   | Tensão Prim/Sec/Ter (kV) | Arranjo Prim.: | Sec.: | Ter: |  |
| <input type="checkbox"/>            | IB  | Quantidade:   | Tensão (kV):             | Arranjo:       |       |      |  |
| <input type="checkbox"/>            | CCP | Quantidade:   | Tensão (kV):             | Arranjo:       |       |      |  |
| <input type="checkbox"/>            | CRL | Quantidade:   | Tensão (kV):             | Arranjo:       |       |      |  |
| <input type="checkbox"/>            | CRB | Quantidade:   | Tensão (kV):             | Arranjo:       |       |      |  |
| <input type="checkbox"/>            | CTA | Quantidade:   | Tensão (kV):             | Arranjo:       |       |      |  |
| <input type="checkbox"/>            | CC  | Quantidade:   | Tensão (kV):             | Arranjo:       |       |      |  |

**2. Módulos de Equipamentos**

- |                          |                      |             |                  |                         |       |
|--------------------------|----------------------|-------------|------------------|-------------------------|-------|
| <input type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: | Potência (MVA):  | Tensão Prim./Sec. (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Transformadores      | Quantidade: | Potência (MVA):  | Tensão Prim./Sec. (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Reator               | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV):            | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Capacitor Shunt      | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV):            | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Compensador Estático | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV):            | Fase: |

**3. Módulo de Infraestrutura Geral**

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

**4. Outros**

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

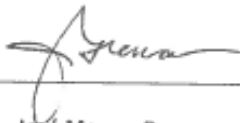
INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

EXISTE A NECESSIDADE DE AMPLIAÇÃO DO BARRAMENTO DE 230kV PARA POSSIBILITAR A INSTALAÇÃO DOS 4 EL. DESTACO AINDA QUE AS LINHAS TÊM QUE CHEGAR NA SE FORTALEZA II, EM CABO ISOLADO ATÉ O PÓRTICO DE MÓDULO DE CONEXÃO.

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2016

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

RECIFE, 01 DE DEZEMBRO

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: FÁBIO NEPOMUCENO FOGAÇA

Cargo: GERENTE DEPS

SE Delmiro Gouveia - CHESF



Ofício nº 0491 /EPE/2016

Empresa de Pesquisa Energética - EPE



Rio de Janeiro, 21 de junho de 2016.

A Sua Senhoria o Senhor  
**ANTÔNIO VAREJÃO DE GODOY**  
 Diretor de Engenharia e Construção  
 COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF  
 Rua Delmiro Gouveia, 333 - San Martin  
 50761-901 Recife PE

**Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Delmiro Gouveia**

Senhor Diretor,

Estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para a Região Metropolitana de Fortaleza estão sendo desenvolvidos no âmbito da EPE. Para a viabilização das alternativas a serem analisadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Delmiro Gouveia.

2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da CHESF, quanto à viabilidade da implantação das alternativas.
3. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição das alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.
4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
5. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,

**JOSÉ MARCOS BRESSANE**  
 Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:  
 Av. Rio Branco, 1 – 11º andar  
 20090-003 Rio de Janeiro RJ

CHESF - SPT  
 Protocolo 43107416

CHESF - SPT  
 Protocolo 2910611C

**DOCMAN - DEPS**  
 Nº 1602016  
 DATA: 01/07/2016

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Delmiro Gouveia 230/69 kV

**Concessionária Proprietária:** CHESF

**1. Módulos de Manobra**

|                                     |     |               |                           |                           |
|-------------------------------------|-----|---------------|---------------------------|---------------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL  | Quantidade: 2 | Tensão (kV): 230          | Arranjo: BD4              |
| <input type="checkbox"/>            | CT  | Quantidade:   | Tensão Prim/Sec/Ter (kV): | Arranjo Prim.: Sec.: Ter: |
| <input type="checkbox"/>            | IB  | Quantidade:   | Tensão (kV):              | Arranjo:                  |
| <input type="checkbox"/>            | CCP | Quantidade:   | Tensão (kV):              | Arranjo:                  |
| <input type="checkbox"/>            | CRL | Quantidade:   | Tensão (kV):              | Arranjo:                  |
| <input type="checkbox"/>            | CRB | Quantidade:   | Tensão (kV):              | Arranjo:                  |
| <input type="checkbox"/>            | CTA | Quantidade:   | Tensão (kV):              | Arranjo:                  |
| <input type="checkbox"/>            | CC  | Quantidade:   | Tensão (kV):              | Arranjo:                  |

**2. Módulos de Equipamentos**

|                                     |                      |               |                     |                               |          |
|-------------------------------------|----------------------|---------------|---------------------|-------------------------------|----------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Transformadores (1)  | Quantidade: 4 | Potência (MVA): 200 | Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 | Fase: 3Ø |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Transformadores (2)  | Quantidade: 4 | Potência (MVA): 150 | Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 | Fase: 3Ø |
| <input type="checkbox"/>            | Reator               | Quantidade:   | Potência (Mvar):    | Tensão (kV):                  | Fase:    |
| <input type="checkbox"/>            | Capacitor Shunt      | Quantidade:   | Potência (Mvar):    | Tensão (kV):                  | Fase:    |
| <input type="checkbox"/>            | Compensador Estático | Quantidade:   | Potência (Mvar):    | Tensão (kV):                  | Fase:    |

**3. Diagrama Unifilar**

**4. Observações:**

(1) Os transformadores 230/69kV de 200 MVA serão implantados em substituição aos transformadores de 100 MVA existentes.

(2) No caso de inviabilidade da substituição dos transformadores 230/69kV de 100 MVA por unidades de 200 MVA, verificar alternativa de substituição por unidades de 150 MVA.

**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).

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

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

**1. Módulos de Manobra**

- EL    Quantidade: **1**    Tensão (kV): **230kV**    Arranjo: **BDS**
- CT    Quantidade:    Tensão Prim./Sec./Ter (kV)    Arranjo Prim.:    Sec.:    Ter:
- IB    Quantidade:    Tensão (kV):    Arranjo:
- CCP    Quantidade:    Tensão (kV):    Arranjo:
- CRL    Quantidade:    Tensão (kV):    Arranjo:
- CRB    Quantidade:    Tensão (kV):    Arranjo:
- CTA    Quantidade:    Tensão (kV):    Arranjo:
- CC    Quantidade:    Tensão (kV):    Arranjo:

**2. Módulos de Equipamentos**

- Transformadores    Quantidade: **4**    Potência (MVA): **200**    Tensão Prim./Sec. (kV): **230/69**    Fase: **3φ**
- Transformadores    Quantidade:    Potência (MVA):    Tensão Prim./Sec. (kV):    Fase:
- Reator    Quantidade:    Potência (Mvar):    Tensão (kV):    Fase:
- Capacitor Shunt    Quantidade:    Potência (Mvar):    Tensão (kV):    Fase:
- Compensador Estático    Quantidade:    Potência (Mvar):    Tensão (kV):    Fase:

**3. Módulo de Infraestrutura Geral**

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

**4. Outros**

Há necessidade de adequação do arranjo?     Sim    Equipamentos Necessários: **NECESSIDADE DE TROCAR TODOS OS EQUIPAMENTOS DAS CONEXÕES DOS TRANSFORMADORES E CABOS DEVIDO A SUPERACIÃO POR CORRENTE NOMINAL.**  
 Não

**POSSIBILIDADE DE TROCAR TODOS OS EQUIPAMENTOS DO PATIO DE 69KV FACE SUPERACIÃO POR CURTO-CIRCUITO**

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

SÓ EXISTE POSSIBILIDADE DE UMA LINHA DE 230KV ENTRANDO EM CABO ISOLADO.  
 O ARRANJO DA SUBESTAÇÃO É BARRA ÚNICA A CILINDRO CHAVES E NÃO BARRA ÚNICA A QUATRO CHAVES.  
 A TROCA DOS TRANSFORMADORES DEVE FAZER O CURTO CIRCUITO DO LADO DE 69KV SUPERAR OS 31,5 KA SENDO NECESSÁRIO RECAPACITAR TODO O PÁTIO DE 69KV  
 EXISTE GRANDE DIFICULDADE DA LINHA DE 230KV CHEGAR NA SUBESTAÇÃO.

21/6/2016

Data da Solicitação



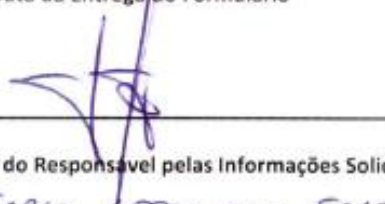
José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

7/7/2016

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: FÁBIO NORBERTO FOGAÇA

Cargo: Gerente DEPS



## 15.2 Simulações no *Software Anarede*

### Diagnóstico

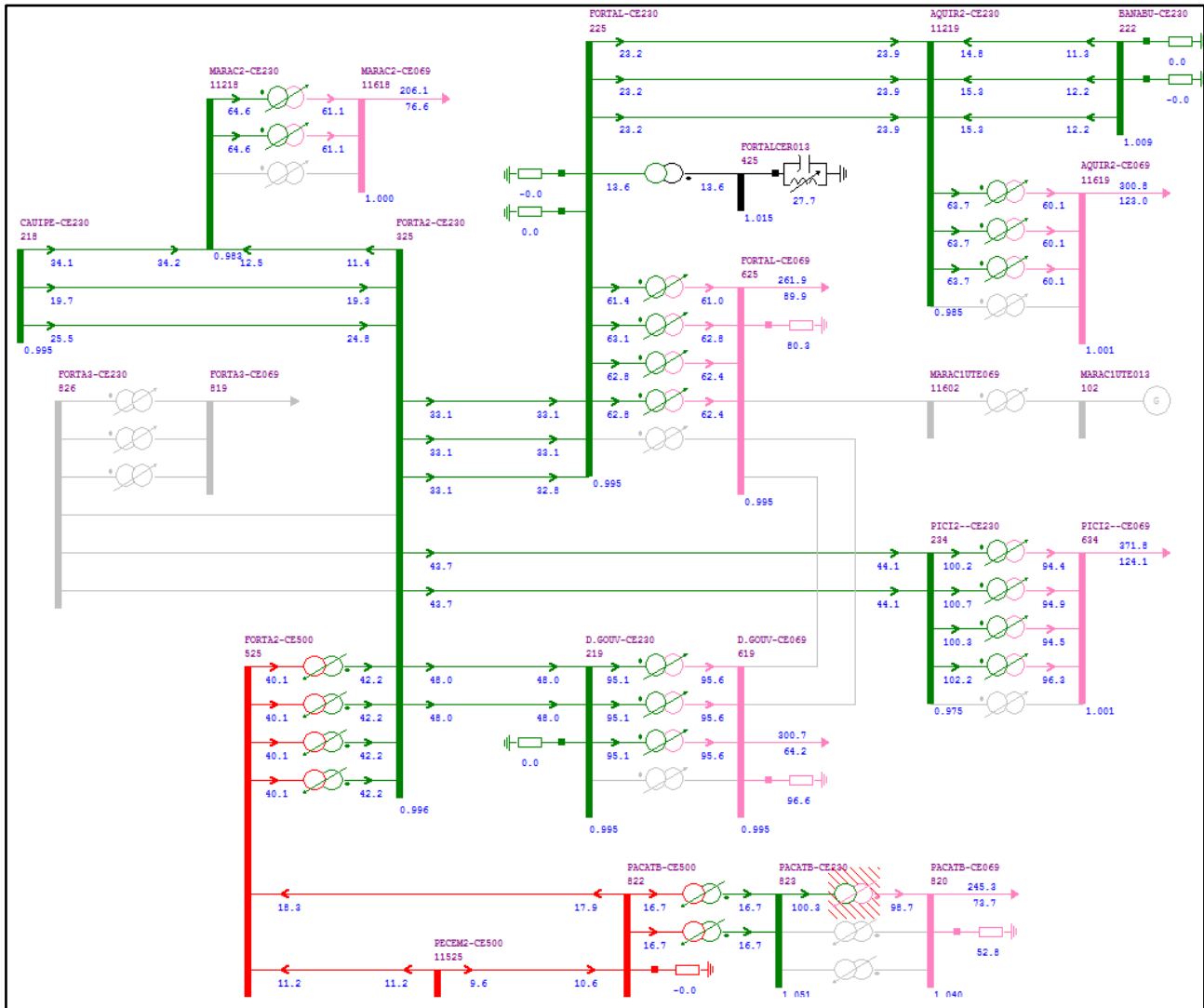


Figura 15-1 – Diagnóstico – N-1, Carga Pesada, 2024

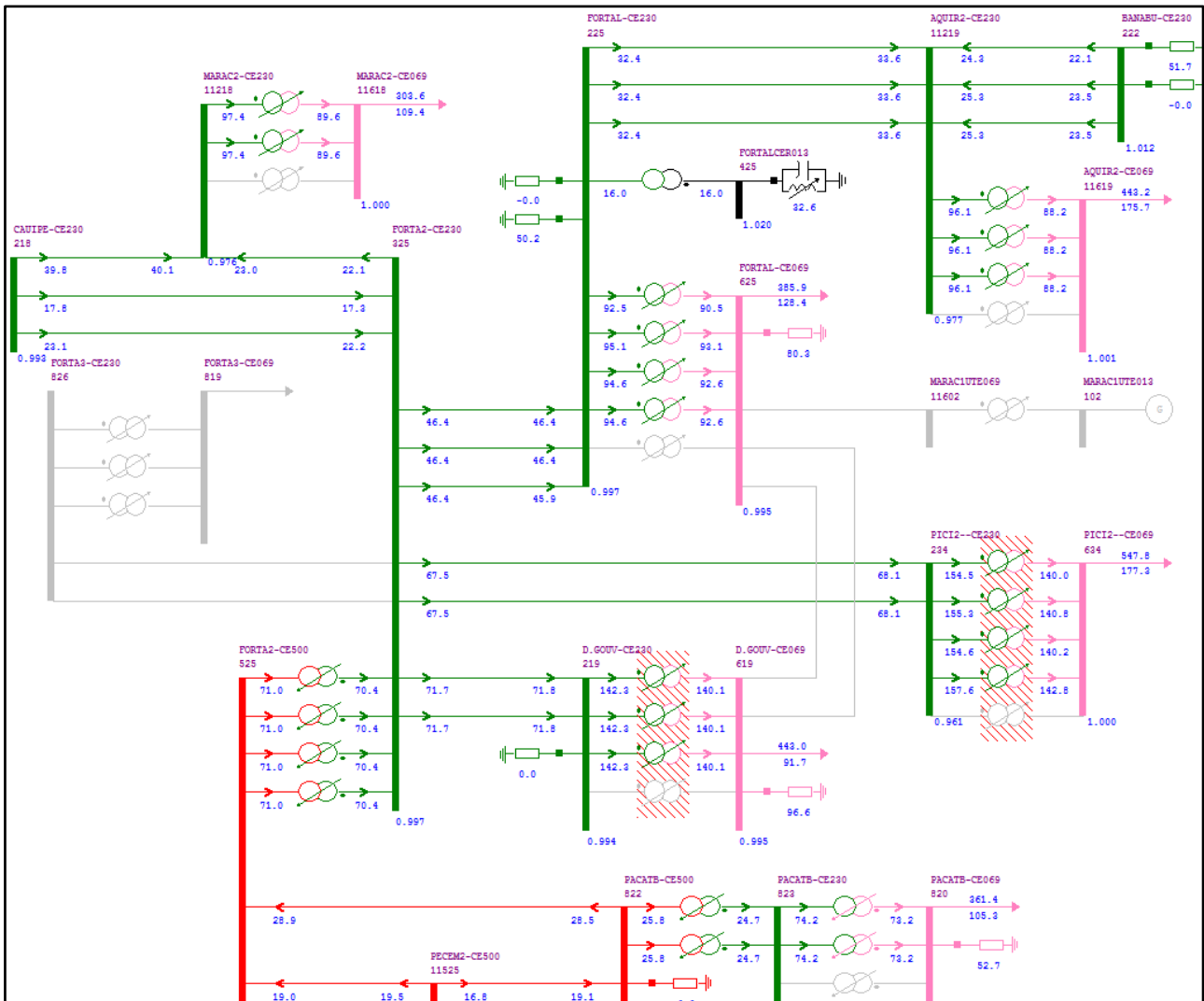


Figura 15-2 – Diagnóstico – N-1, Carga Pesada, 2033

Alternativa 1

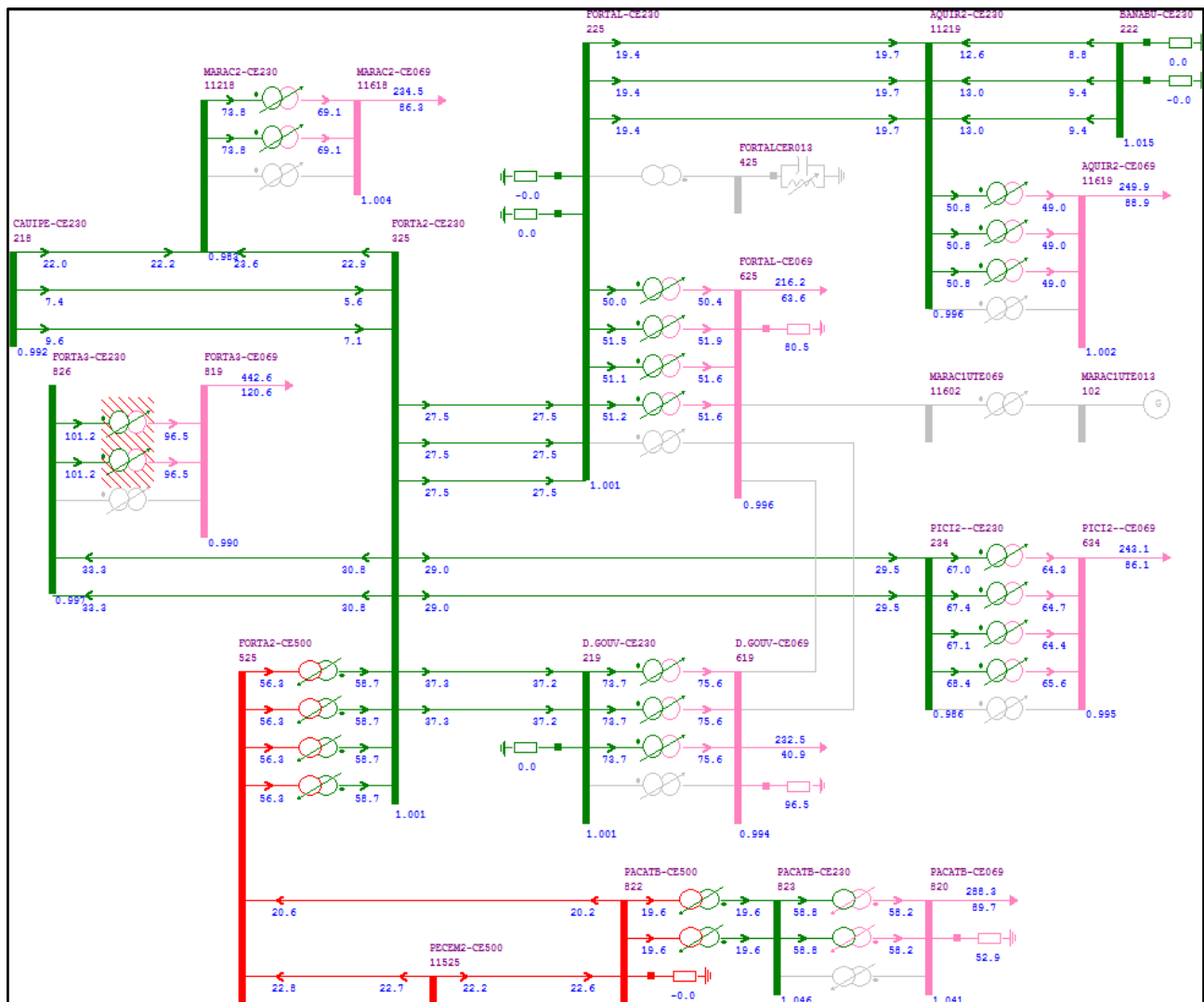


Figura 15-3 – Alternativa 1 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2027

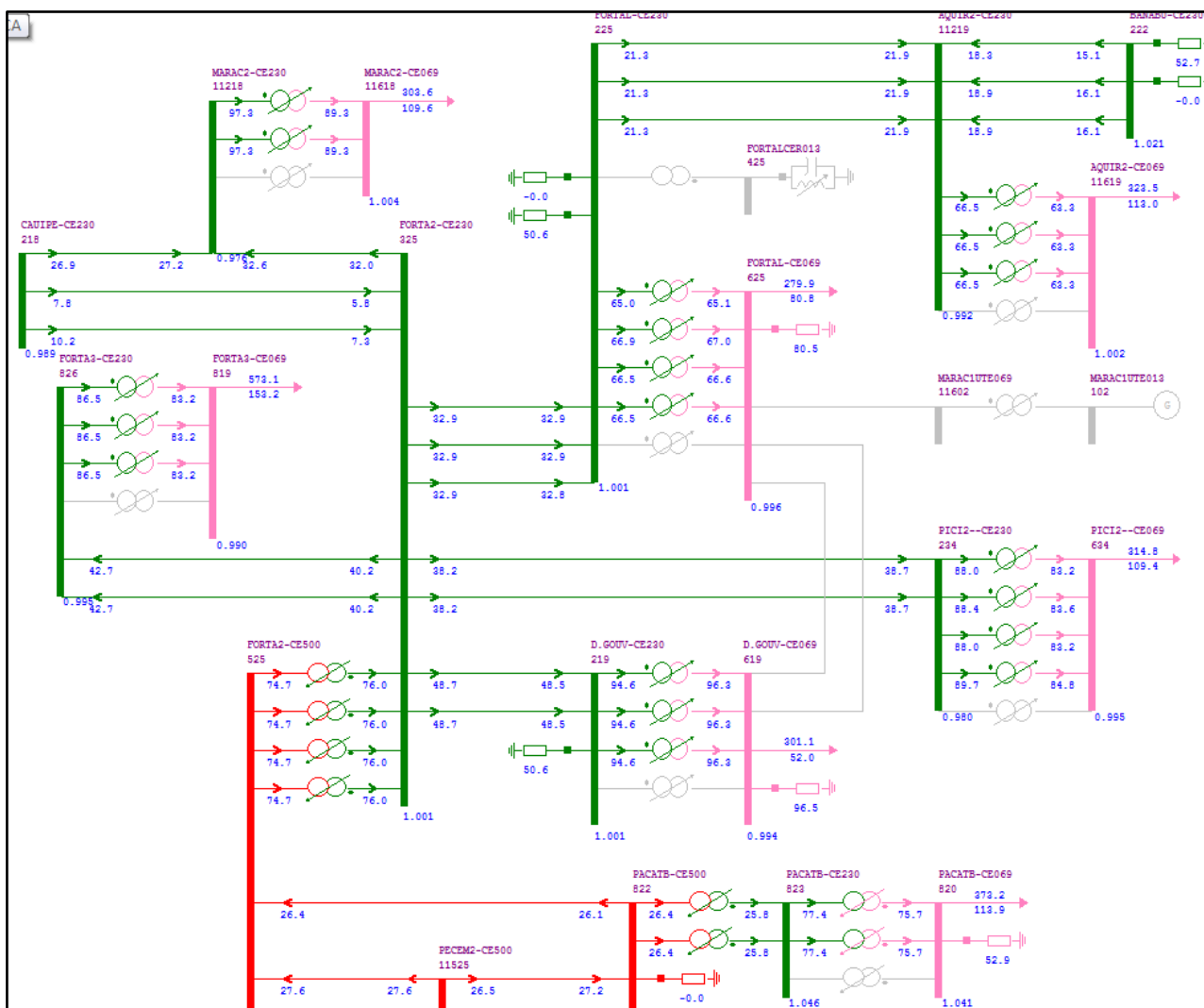


Figura 15-4 – Alternativa 1 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2033

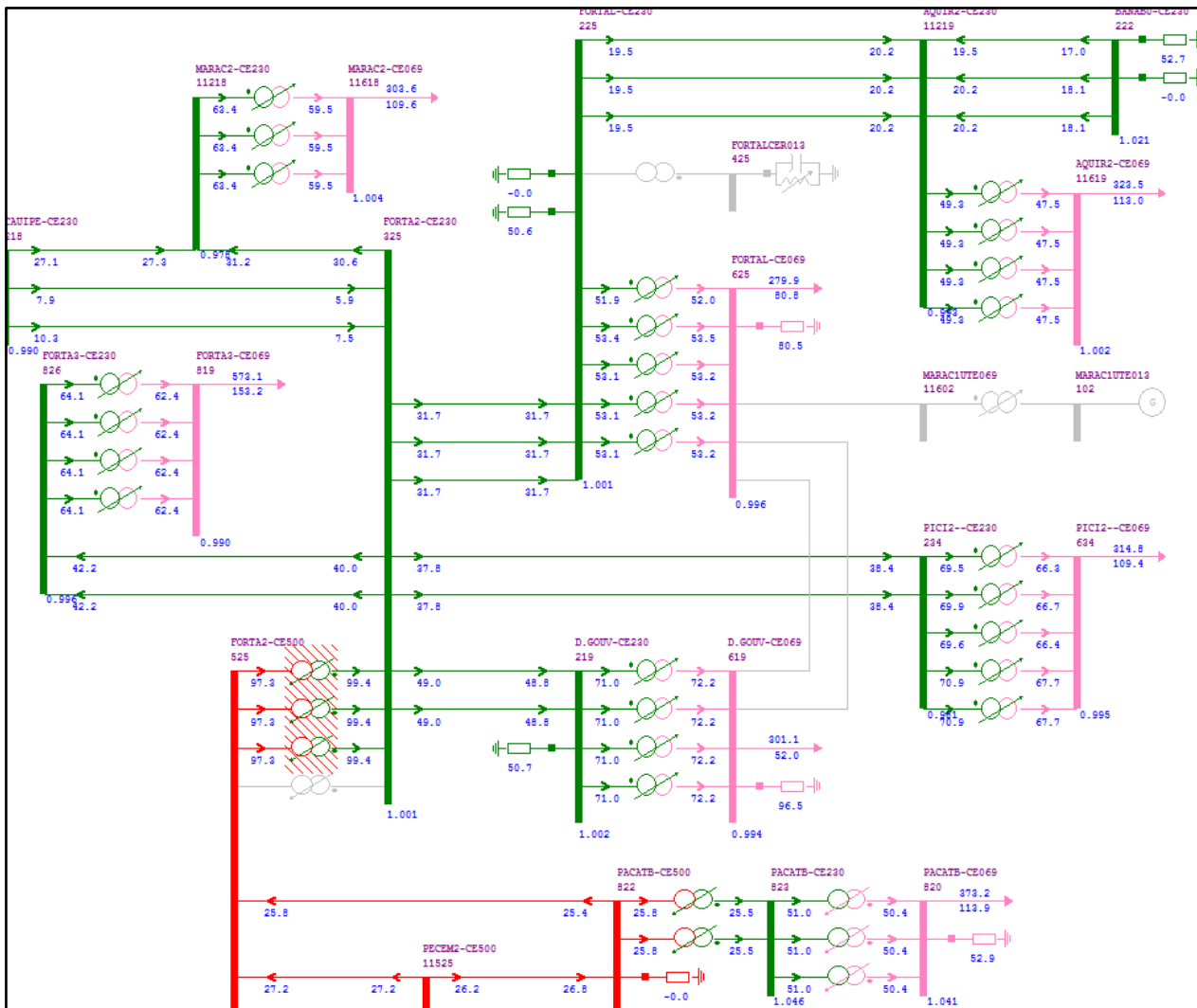


Figura 15-5 – Alternativa 1 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033

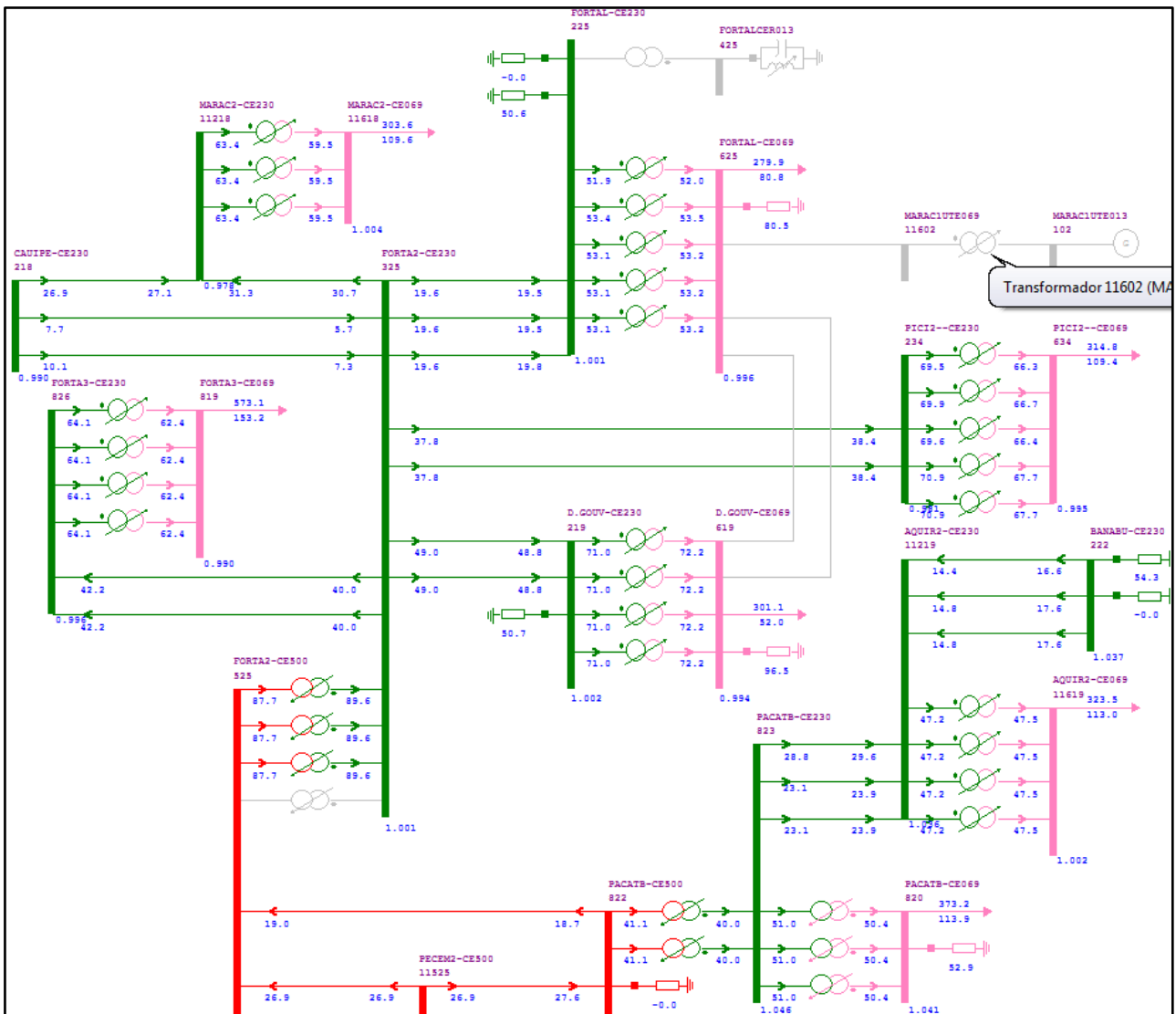


Figura 15-6 – Alternativa 1 + LT AQD-PCT 230kV C1/2/3 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033

Alternativa 2

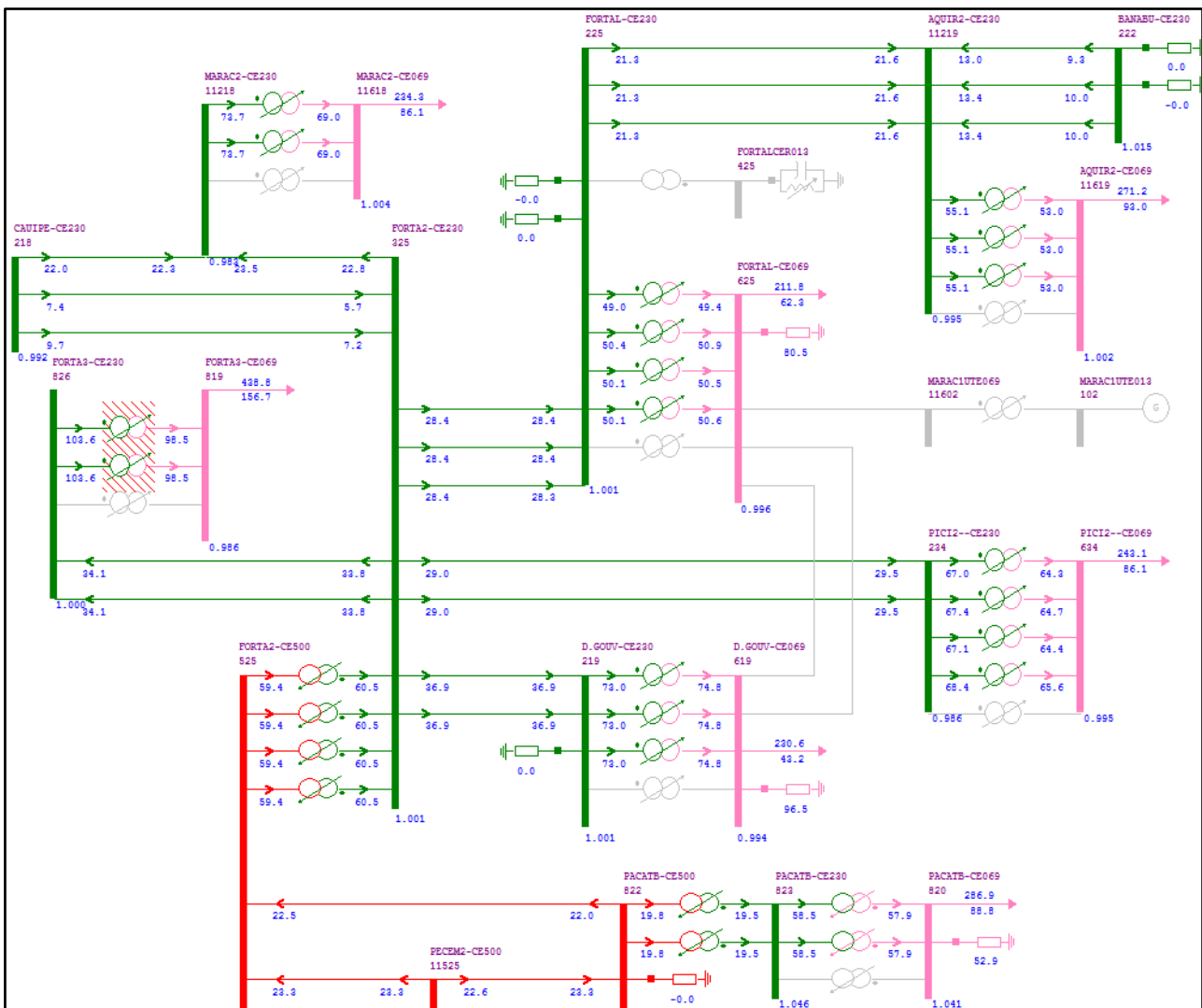


Figura 15-7 – Alternativa 2 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2027

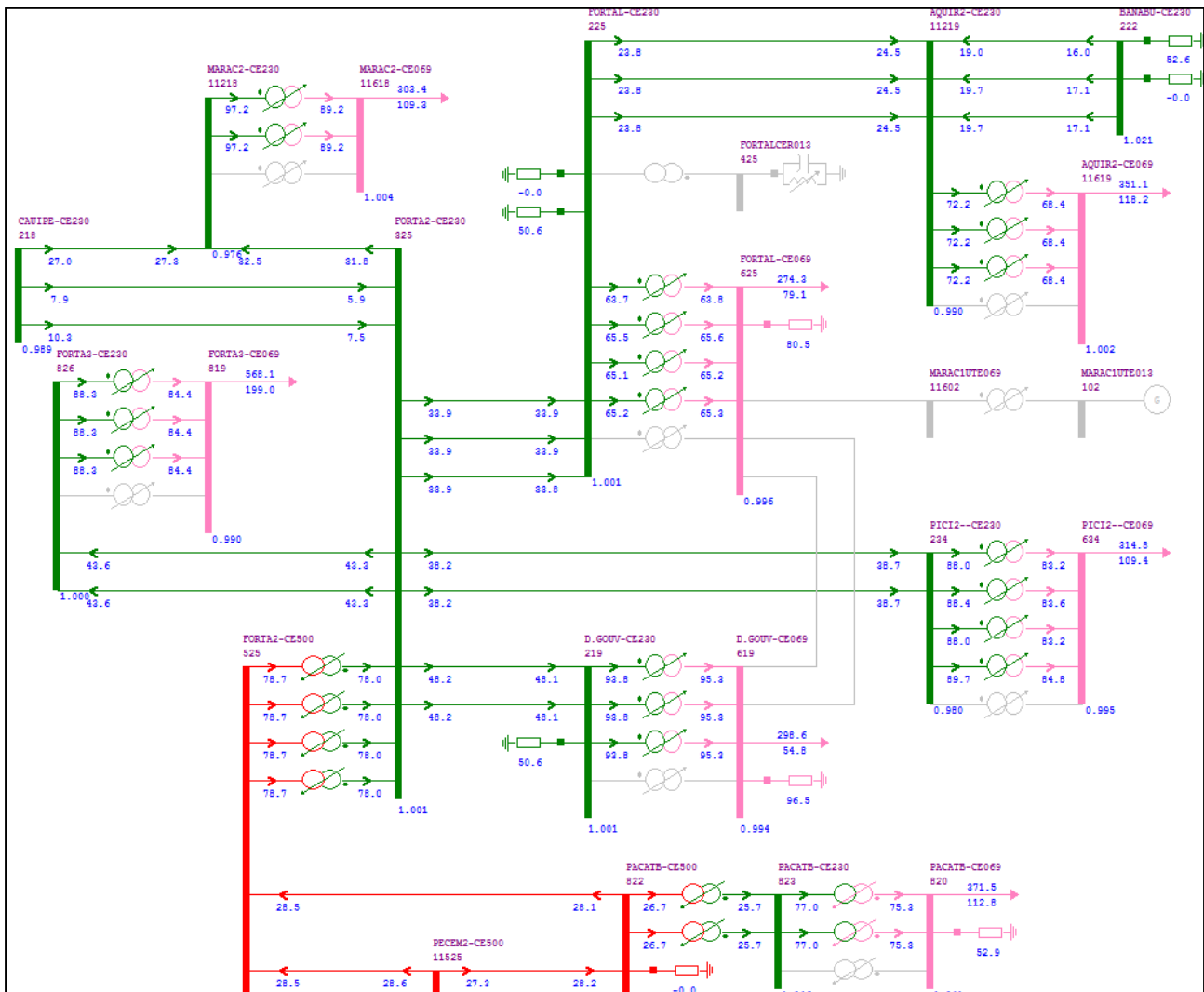


Figura 15-8 – Alternativa 2 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2033



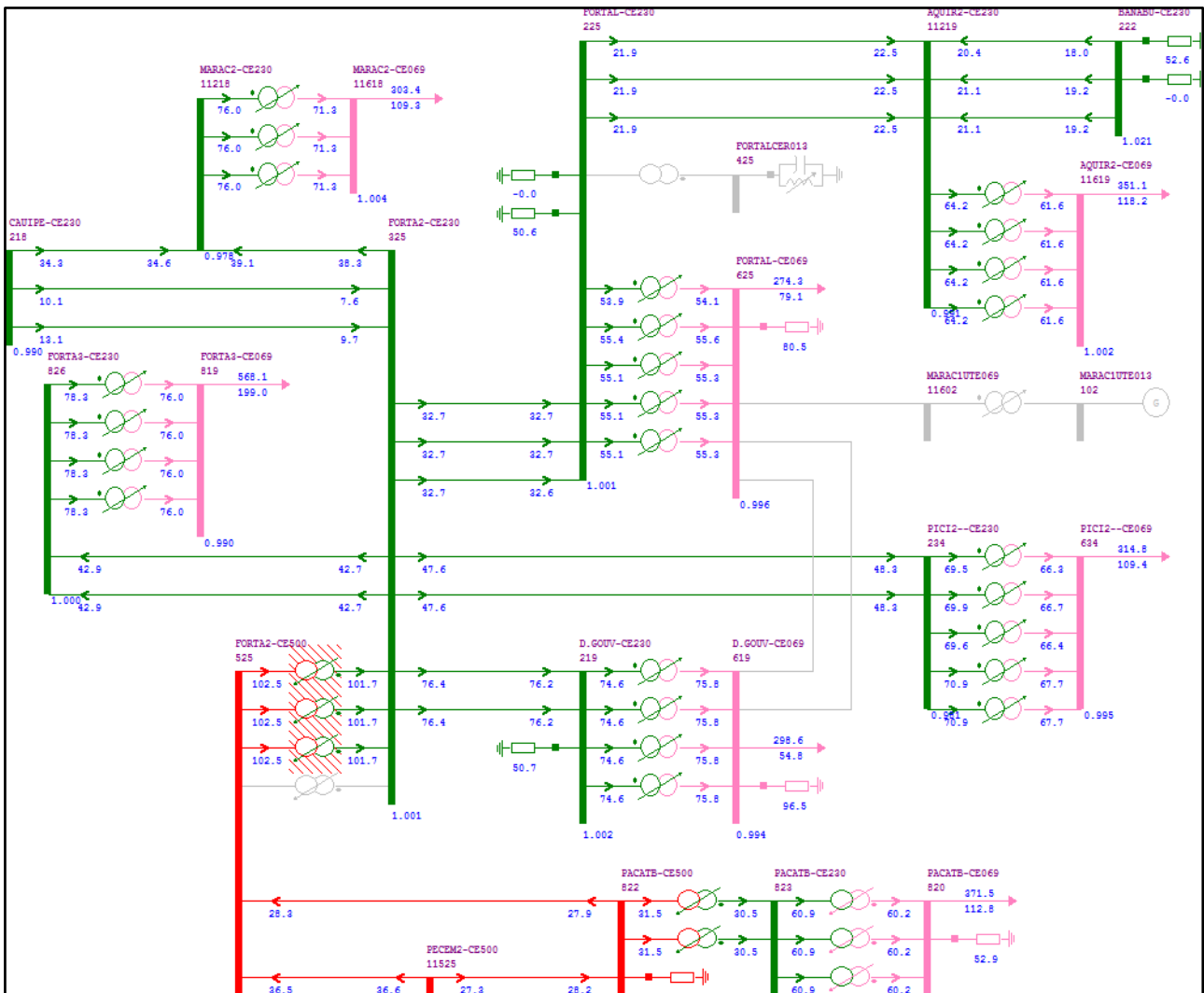


Figura 15-9 – Alternativa 2 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033

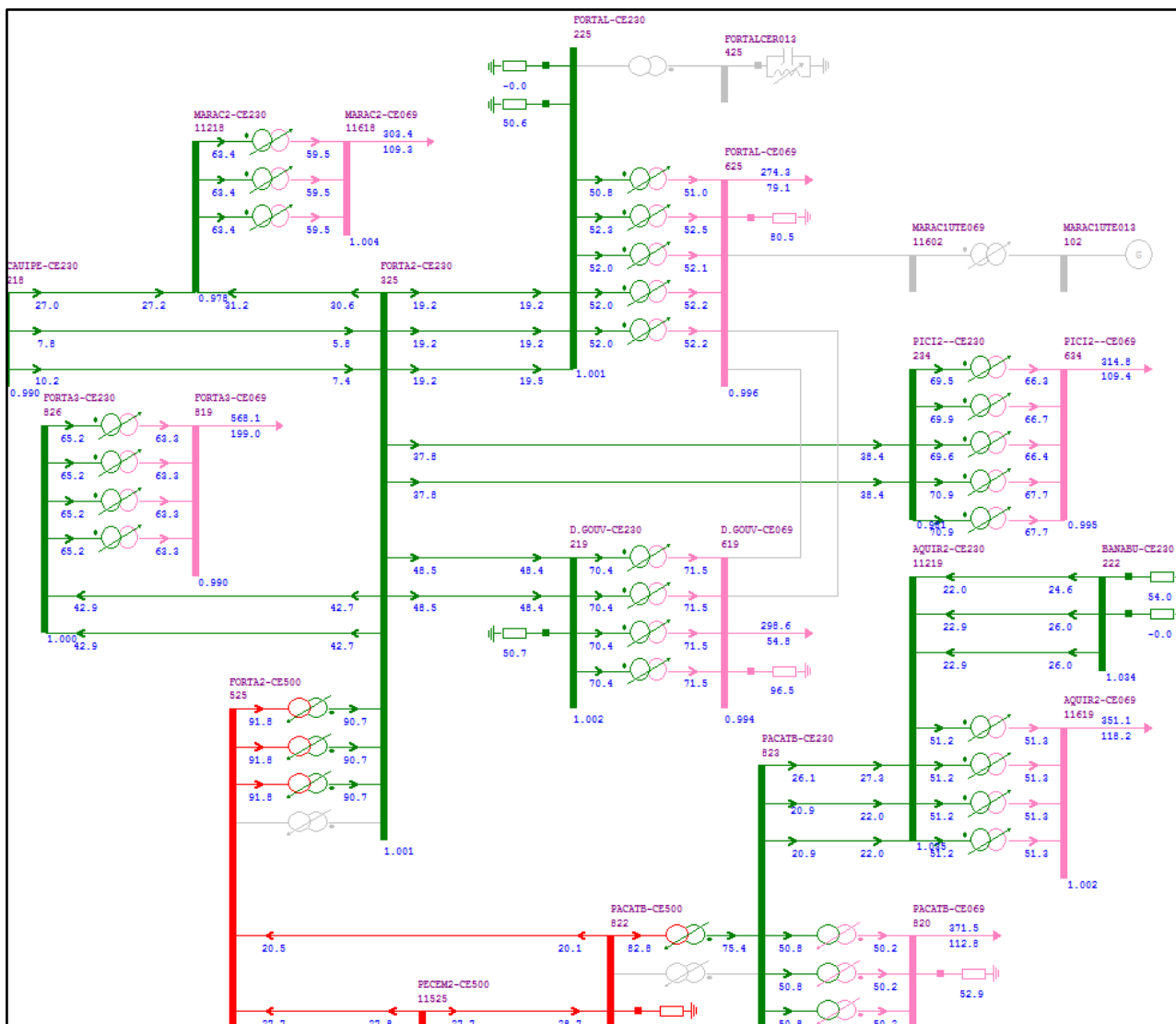


Figura 15-10 – Alternativa 2 + LT AQD-PCT 230kV C1/2/3 - SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033

Alternativa 3

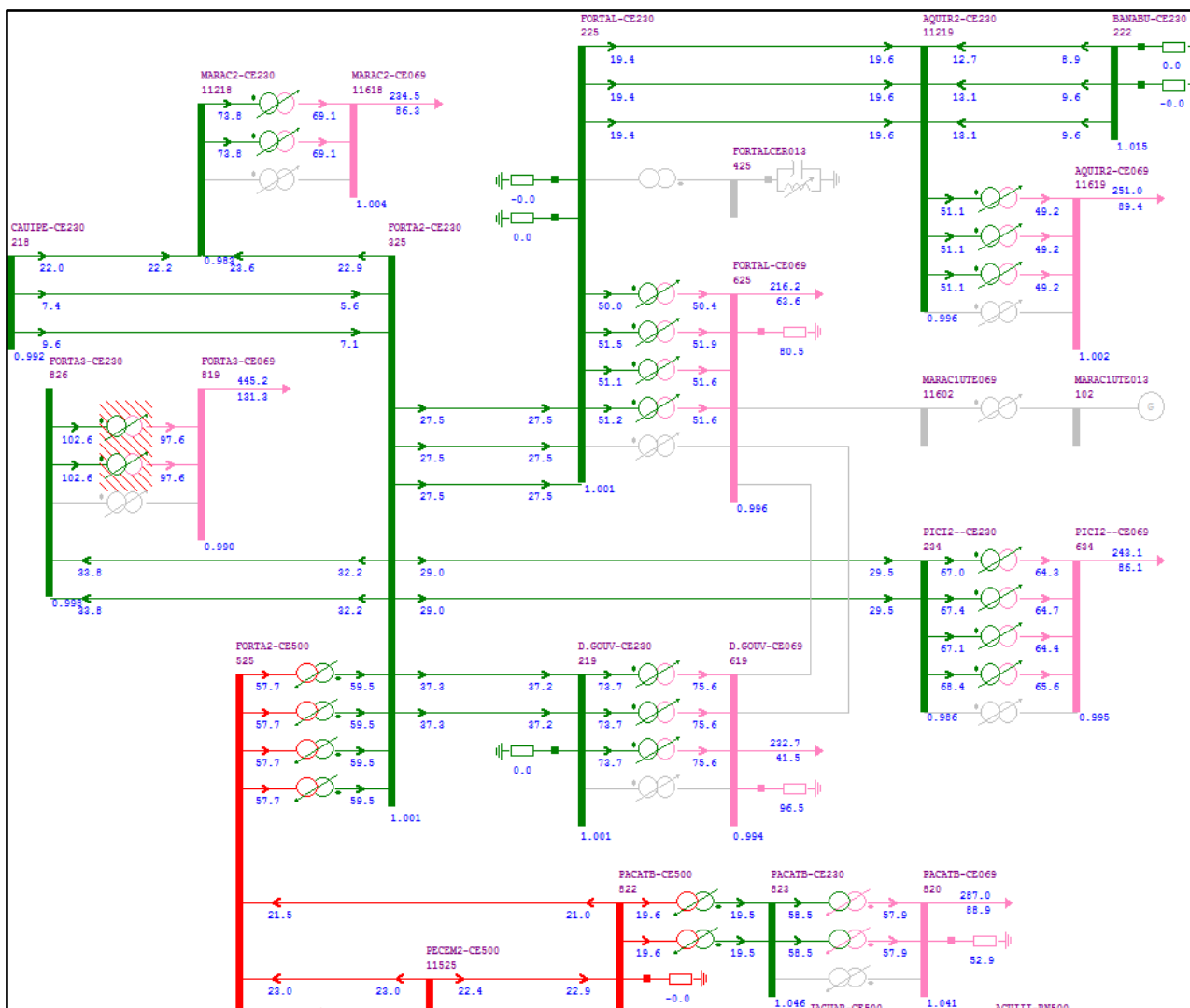


Figura 15-11 – Alternativa 3 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2027

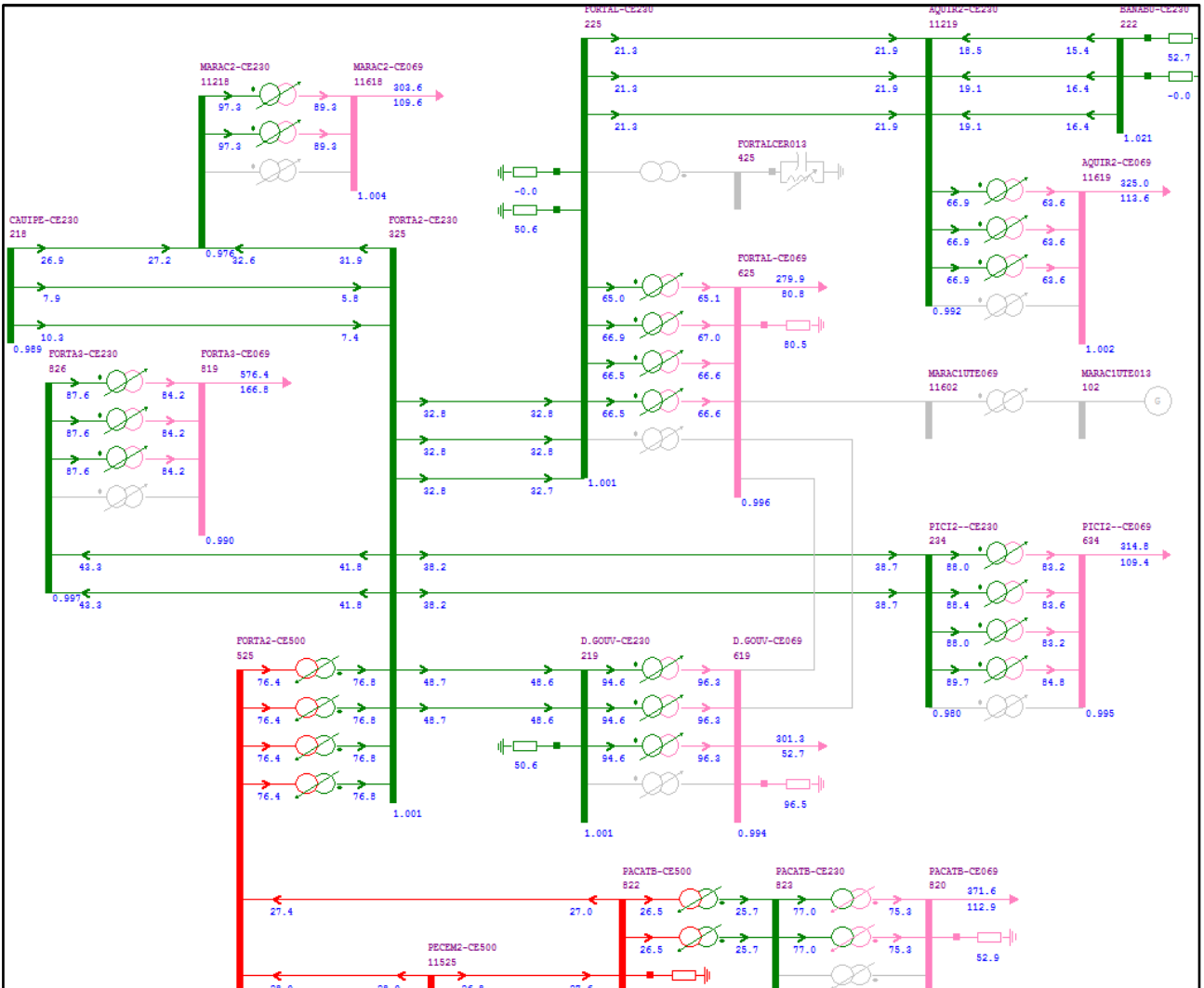


Figura 15-12 – Alternativa 3 – Transformação 230/69 kV N-1, Carga Pesada, 2033

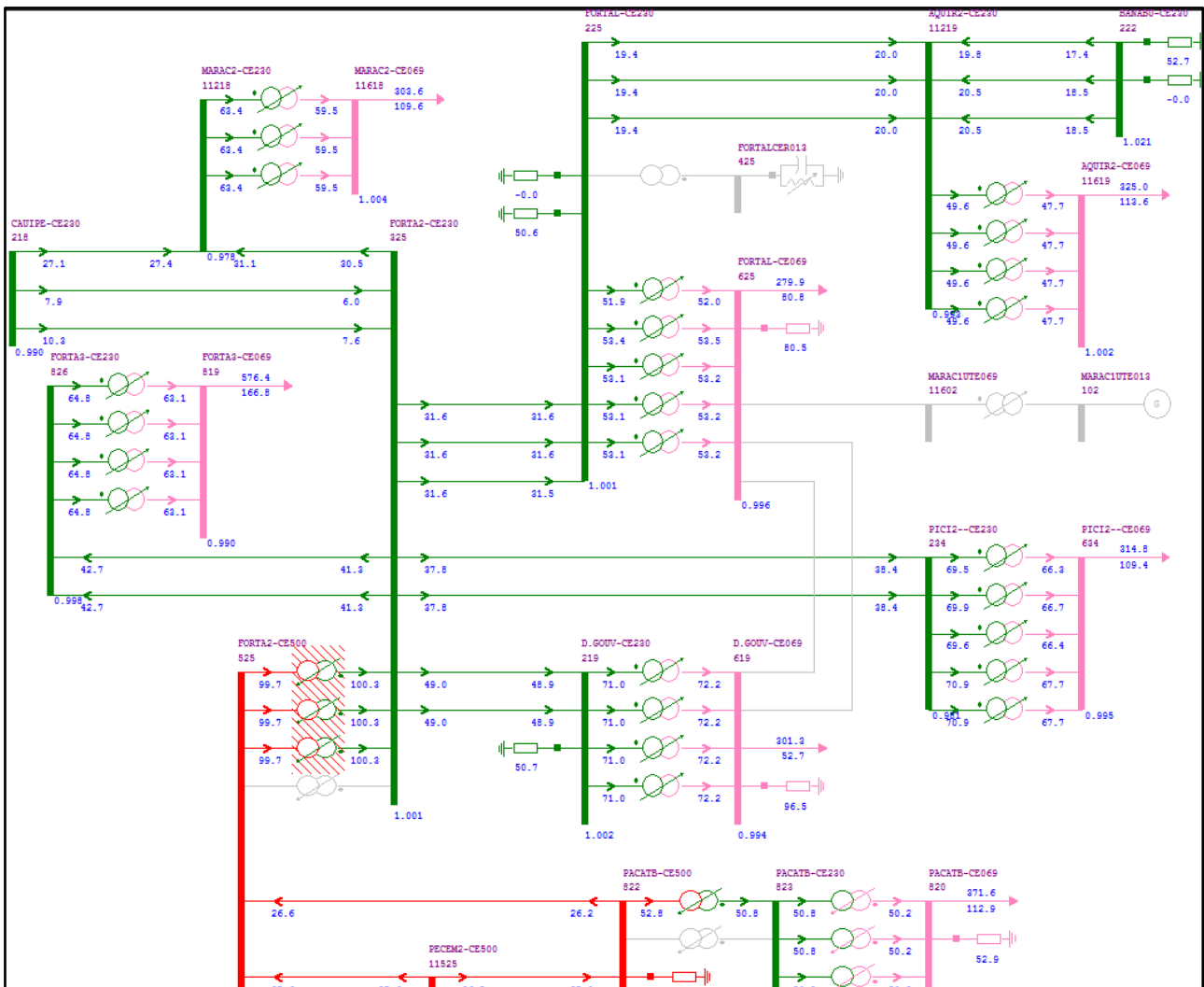


Figura 15-13 – Alternativa 3 – SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033

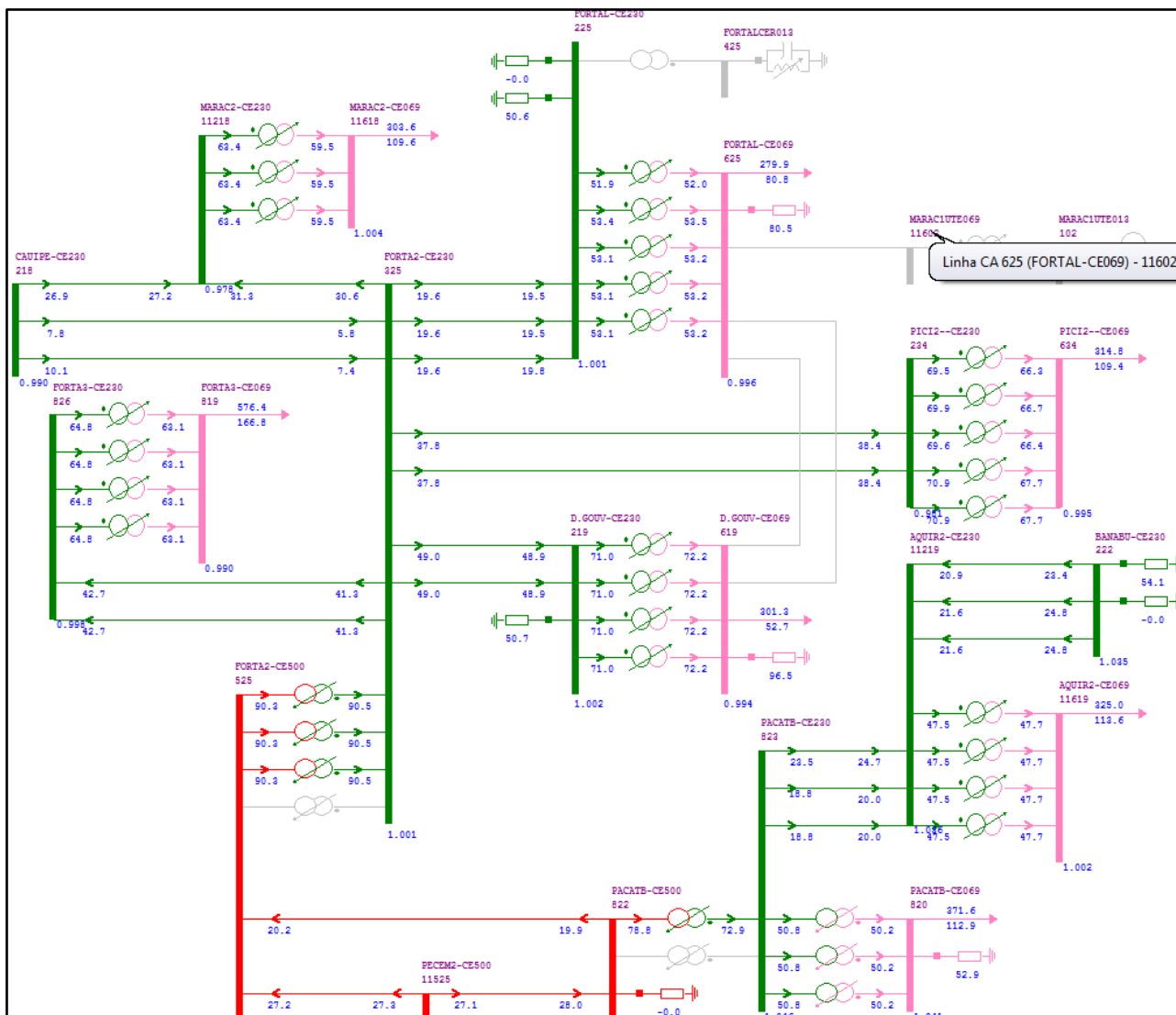


Figura 15-14 – Alternativa 3 + LT AQD-PCT 230kV C1/2/3 - SE FTD N-1, Carga Pesada, 2033

Reforços para mitigar o atraso da SE Dias Macedo II

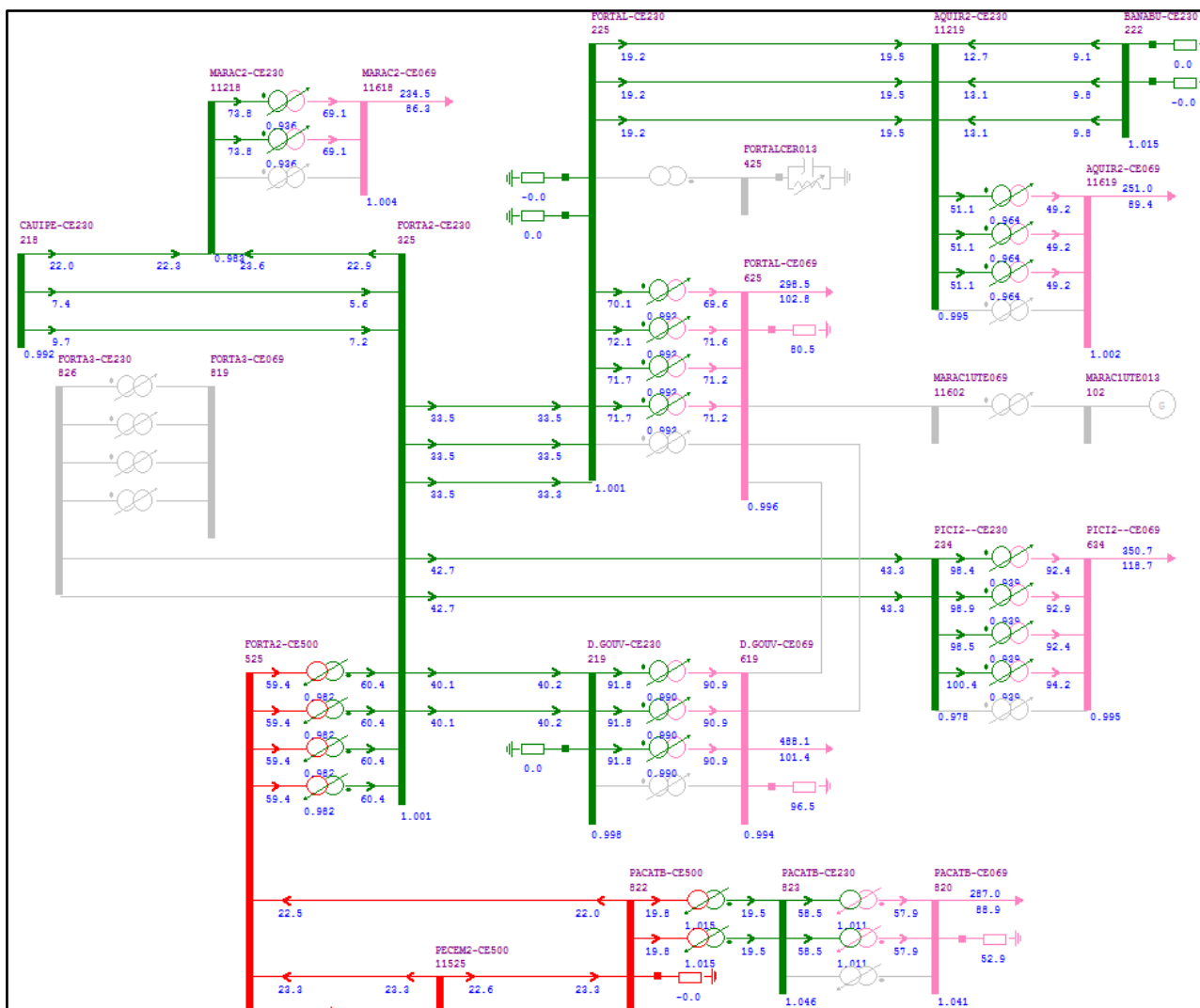


Figura 15-15 – Reforços para mitigar o atraso da SE Dias Macedo II –N-1, Carga Pesada, 2027

**Tabela 15-1 – Parâmetros elétricos de equipamentos**

| Subestação     | Equipamento                                      | Conexão     | Xps    | TAP     |
|----------------|--|-------------|--------|---------|
| Dias Macedo II | Transformador 3 $\phi$ , 230-69 kV - 200/240 MVA | Y- $\Delta$ | 7,00 % | 0,9/1,1 |

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

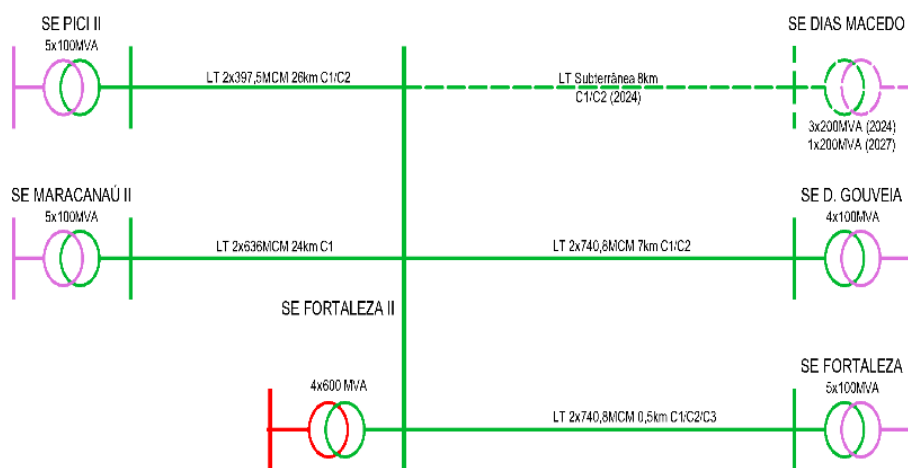
| Linha de Transmissão          | Parâmetros Elétricos |              |            |              |              |            |        |        |        |        |       |        |        |       | Potência <sup>(1)</sup> |     |
|-------------------------------|----------------------|--------------|------------|--------------|--------------|------------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|-------------------------|-----|
|                               | R1                   | X1           | C1         | R0           | X0           | C0         | RM0    | XM0    | R1     | X1     | C1    | R0     | X0     | C0    | Cn                      | Ce  |
|                               | $\Omega$ /km         | $\Omega$ /km | $\mu$ S/km | $\Omega$ /km | $\Omega$ /km | $\mu$ S/km |        |        | %      | %      | Mvar  | %      | %      | Mvar  | MVA                     | MVA |
| Fortal II – D Macedo II C1/C2 | 0,0171               | 0,2563       | 81,73      | 0,0903       | 0,0795       | 81,73      | 0,0009 | 0,0052 | 0,0210 | 0,3149 | 28,10 | 0,1110 | 0,0977 | 28,10 | 315                     | 630 |

- <sup>(1)</sup> Os valores de capacidade de operação em regime normal e em emergência foram especificados conforme o dimensionamento preliminar da linha de transmissão subterrânea apresentado na sequência deste Anexo 15.3.



## DIMENSIONAMENTO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEAS

O estudo de expansão da transmissão para atendimento à região metropolitana de Fortaleza identificou como única opção viável para atendimento à carga a implantação de dois circuitos subterrâneos, por meio da LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II, C1 e C2. O diagrama unifilar da alternativa é apresentado abaixo:



**Figura A - Diagrama esquemático da alternativa recomendada.**

**Tabela A – Dados do ambiente**

| Temperatura do solo [ °C] | Resistividade térmica do solo [ °C.m/W] | Resistividade térmica do backfill [ °C.m/W] |
|---------------------------|---|---|
| 30                        | 1,2                                     | 1,0   |

Na Tabela A estão apresentados os principais parâmetros ambientais considerados. Os dimensionamentos realizados levaram em consideração a média aritmética das temperaturas ambiente médias máximas verificadas mensalmente, na estação de medição localizada em Fortaleza. Esse valor pode ser considerado adequado para a temperatura do solo visando o dimensionamento dos condutores porque tende a ser maior que a temperatura média do solo na profundidade na qual se encontram os cabos enterrados.

Dadas as dificuldades inerentes à construção das Linhas de Transmissão Subterrâneas (LTS), e à possíveis alterações futuras nas mesmas, o dimensionamento dos cabos isolados deve ser realizado considerando-se casos de fluxo de potência que vão além do horizonte normalmente vislumbrado nos cenários do Plano Decenal.

Nesse sentido, os dimensionamentos dos circuitos subterrâneos são realizados a partir de cenários prospectivos, que se aproximam do final do período de concessão do empreendimento. A máxima

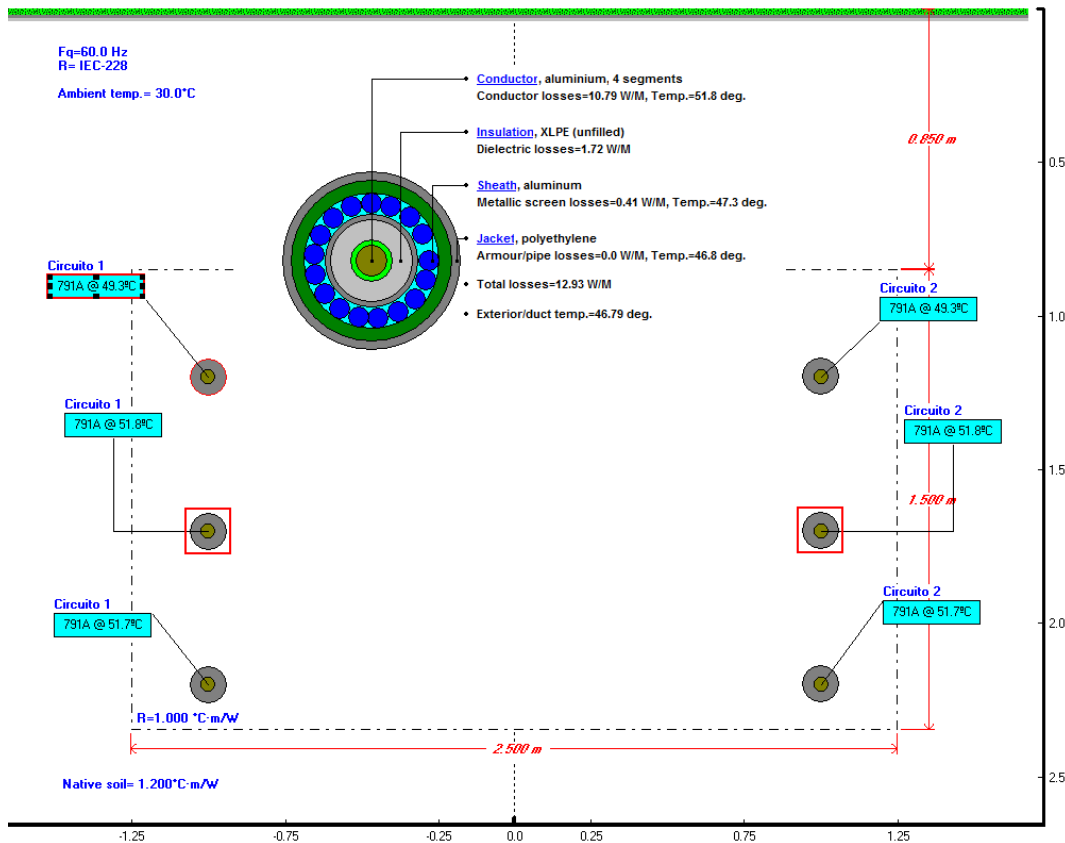
carga verificada na subestação Dias Macedo II foi de 610 MVA, que corresponde a um carregamento aproximado de 630 MVA nos dois circuitos da LTS, ou 315 MVA por circuito. O fator de carga identificado nos cenários do estudo foi 0,76, porém, nas análises de dimensionamento foi adotado de forma conservativa um fator de carga igual a 0,8.

A contingência simples (N-1) mais severa identificada nos estudos é dada pela perda de um dos circuitos recomendados. Logo, o circuito remanescente deve suportar 630 MVA por 96 horas, tempo necessário para a adoção de medidas operativas pertinentes. A consideração do tempo de sobrecarga mencionado é aderente à experiência operacional existente no Brasil para linhas de transmissão aéreas. Este fato reforça que as situações de contingência na rede de transmissão subterrânea devem ser minimamente compatíveis com às características operacionais existentes.

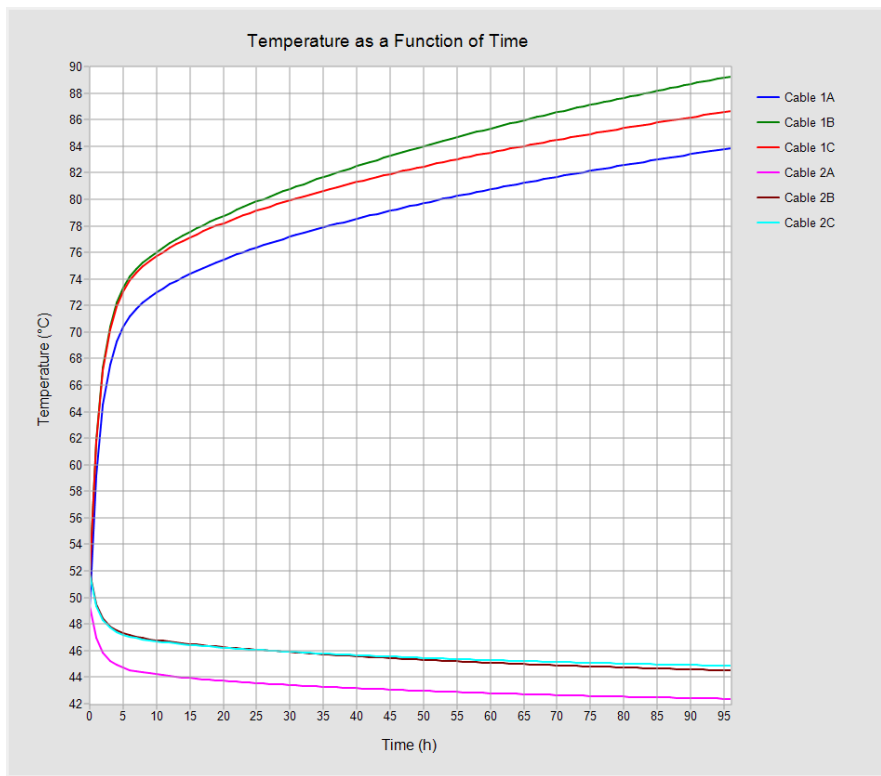
As simulações foram realizadas através do programa CYMCAP, desenvolvidos pela CYME. Foram avaliados condutores de alumínio com seções de 1600 mm<sup>2</sup> e 2000 mm<sup>2</sup>. O condutor de alumínio de seção 1600 mm<sup>2</sup> opera em condição de rede íntegra (315 MVA em cada circuito, ou 791 A) com temperatura igual a 55,3 °C. Na condição de emergência, após a perda do circuito paralelo, o circuito remanescente ultrapassa a temperatura de 90 °C antes das 96 horas definidas como requisito. Portanto, conclui-se que essa condição é inadequada para a aplicação.

Os cabos condutores de alumínio 2000 mm<sup>2</sup> operam em condição de rede íntegra com temperatura igual a 51,4 °C. Na condição de emergência, após a perda de um circuito paralelo, o circuito remanescente alcança 88 °C após as 96 horas, atendendo o requisito estabelecido. A Figura B, extraída do CYMCAP, apresenta a solução de referência utilizada, a Figura C, apresenta o comportamento térmico de um circuito remanescente devido a um degrau de carga, resultante de uma contingência em dos circuitos, totalizando um carregamento de 630 MVA, ou 1582 A, a partir da condição inicial citada.

Para uma temperatura limite de 90 °C nos condutores, a corrente máxima verificada, para os dois circuitos operando simultaneamente é de 1357 A, ou 540 MVA. Já para um circuito operando sem a presença do segundo, nessa temperatura, a corrente máxima verificada é igual a 1471 A, ou 586 MVA.



**Figura B – Configuração de referência da LTS 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II, C1 e C2. Condutor de alumínio de 2000 mm<sup>2</sup>.**



**Figura C – Temperatura nos condutores devido a aplicação de um degrau de carga, totalizando um carregamento de 630 MVA no circuito remanescente.**

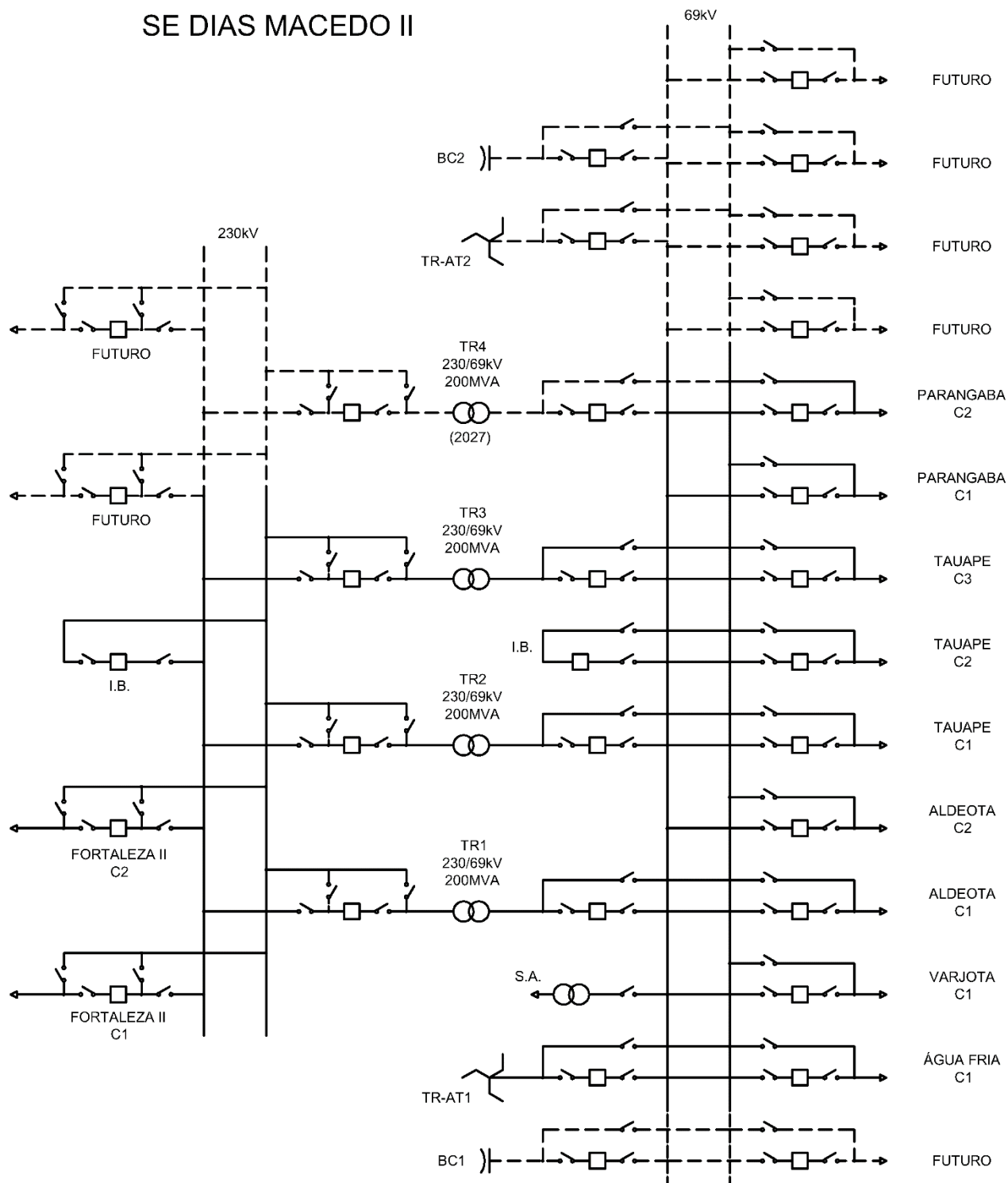
A tabela a seguir apresenta os parâmetros elétricos resultantes da solução de referência.

**Tabela B - Parâmetros de Sequência da solução de referência a 50°C**

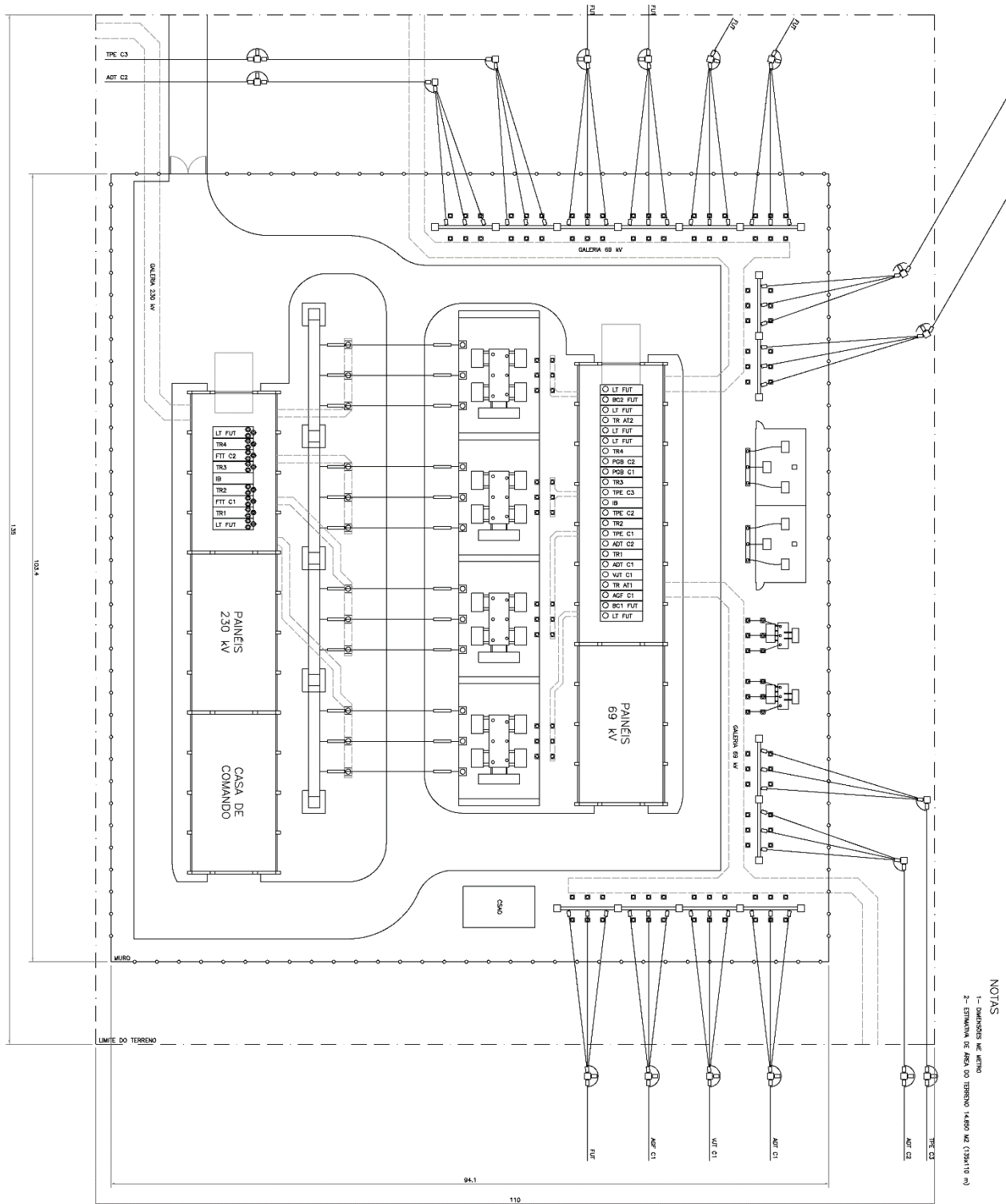
| Circuito | Z0 [ $\Omega$ /km] | Z1 [ $\Omega$ /km] | ZOM (1,2) [ $\Omega$ /km] | Y [ $\mu$ S/km] |
|----------|--------------------|--------------------|---------------------------|-----------------|
| 1        | 0,0903 + j 0,0795  | 0,0171 + j 0,2563  | 0,0009 - j 0,0052         | 81,7300         |
| 2        | 0,0903 + j 0,0795  | 0,0171 + j 0,2563  | 0,0009 - j 0,0052         | 81,7300         |

### 15.4 Proposta de Diagrama Unifilar e Arranjo dos Equipamentos

#### SE Dias Macedo II – Diagrama unifilar



### SE Dias Macedo II – Planta de arranjo dos equipamentos



SE Dias Macedo II – Implantação no terreno 1



## 15.5 Ficha PET

|   |  |
|---|--|
| Empreendimento:<br><b>LT Fortaleza II – Dias Macedo II (Nova)</b> | <b>Estado: CE</b>  |
|   | <b>Data de Necessidade: 2024</b><br><b>Prazo de execução: 48 meses</b> |

Justificativa:

Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

|  |           |
|--|-----------|
| Circuito Simples 230 kV subterrâneo, AL 2000 mm <sup>2</sup> , 6,5 km          | 47.415,55 |
| Circuito Simples 230 kV subterrâneo, AL 2000 mm <sup>2</sup> , 6,5 km          | 47.415,55 |
| 2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4   SE Fortaleza II                  | 9.652,40  |
| MIM - 230 kV   SE Fortaleza II   | 703,90    |
| MIG-A   SE Fortaleza II  | 1.911,57  |
| 2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4   SE Dias Macedo II <sup>(1)</sup> | 19.304,80 |
| MIM - 230 kV   SE Dias Macedo II   | 351,95    |

Investimentos previstos: **126.755,72**

Situação atual:

Observações:

Equipamento isolado a gás (GIS)

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016.
- [2] EPE-DEE-RE-090/2018-rev2, “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033”



|   |  |
|---|--|
| Empreendimento:<br><b>LT Pacatuba – Aquiraz II<br/>                 (Ampliação/Adequação<sup>(1)</sup>)</b> | <b>Estado: CE</b>  |
|   | <b>Data de Necessidade: 2032</b><br><b>Prazo de execução: 48 meses</b> |

Justificativa:

Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

|   |           |
|---|-----------|
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 1 km        | 542,97    |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 1 km        | 542,97    |
| Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 1 km        | 542,97    |
| 3 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4   SE Pacatuba | 14.478,60 |
| MIM - 230 kV   SE Pacatuba                                | 1.055,84  |
| MIG-A   SE Pacatuba                                       | 1.911,57  |

Investimentos previstos: **19.074,92**

Situação atual:

Observações:

<sup>(1)</sup> Remanejamento do ponto de conexão da LT 230kV Fortaleza - Aquiraz II C1/2/3 para Pacatuba – Aquiraz II C1/2/3.

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016.
- [2] EPE-DEE-RE-090/2018-rev2, “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033”

|   |                                    |
|---|------------------------------------|
| Empreendimento:<br><b>SE Dias Macedo II<br/>                 (Nova)</b> | <b>Estado: CE</b>                  |
|   | <b>Data de Necessidade: 2024</b>   |
|   | <b>Prazo de execução: 48 meses</b> |

Justificativa:

Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

|  |           |
|--|-----------|
| 3 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 <sup>(1)</sup>   | 20.310,78 |
| IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 <sup>(1)</sup>       | 5.796,82  |
| MIM - 230 kV   | 703,90    |
| 9 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT <sup>(1)</sup>            | 28.885,32 |
| 3 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT <sup>(1)</sup>    | 8.291,76  |
| IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT <sup>(1)</sup>        | 1.812,66  |
| 2 CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV <sup>(1)</sup> | 2.313,40  |
| MIM - 69 kV  | 277,37    |
| MIG (Terreno Urbano)   | 8.707,54  |
| 1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ                             | 32.960,61 |
| 1° e 2° Transformador de Aterramento 69 kV                           | 2.855,38  |

Investimentos previstos: **112.915,54**

Situação atual:

Observações:

- 1) Equipamento isolado a gás (GIS)
- 2) 9 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT, referentes às LT Parangaba C1/2, Tauape C1/2/3, Aldeota C1/2, Varjota C1 e Água Fria C1.

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016.
- [2] EPE-DEE-RE-090/2018-rev2, “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033”

|   |  |
|---|--|
| Empreendimento:<br><b>SE Dias Macedo II</b><br><b>(Ampliação/Adequação)</b> | <b>Estado: CE</b>  |
|   | <b>Data de Necessidade: 2027</b><br><b>Prazo de execução: 36 meses</b> |

Justificativa:

Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

|  |           |
|--|-----------|
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 <sup>(1)</sup> | 6.770,26  |
| MIM - 230 kV   | 175,98    |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT <sup>(1)</sup>  | 2.763,92  |
| MIM - 69 kV  | 46,23     |
| 4° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                                  | 10.986,87 |

Investimentos previstos: **20.743,26**

Situação atual:

Observações:

<sup>(1)</sup> Equipamento isolado a gás (GIS)

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016.
- [2] EPE-DEE-RE-090/2018-rev2, “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033”

|  |                                    |
|--|------------------------------------|
| Empreendimento:<br><b>SE Pacatuba<br/>                 (Ampliação/Adequação)</b> | <b>Estado: CE</b>                  |
|  | <b>Data de Necessidade: 2024</b>   |
|  | <b>Prazo de execução: 36 meses</b> |

Justificativa:

Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

|   |           |
|---|-----------|
| CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4   | 3.385,13  |
| MIM - 230 kV  | 351,95    |
| CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT    | 1.381,96  |
| CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV | 578,35    |
| MIM - 69 kV   | 184,91    |
| 3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ                     | 10.986,87 |
| 2° Transformador de Aterramento 69 kV               | 1.427,69  |

Investimentos previstos: **18.296,86**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016.
- [2] EPE-DEE-RE-090/2018-rev2, “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033”

|  |  |
|--|--|
| Empreendimento:<br><b>SE Maracanaú II<br/>                 (Ampliação/Adequação)</b> | <b>Estado: CE</b>  |
|  | <b>Data de Necessidade: 2024</b><br><b>Prazo de execução: 36 meses</b> |

Justificativa:

Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

|   |          |
|---|----------|
| 2 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT | 3.373,14 |
| MIM - 69 kV   | 184,91   |
| 1° e 2° Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 24,4 Mvar 3Φ    | 5.002,92 |

Investimentos previstos: **8.560,97**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016.
- [2] EPE-DEE-RE-090/2018-rev2, “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza – Horizonte 2033”

## 15.6 Tabelas de Comparação R1 X R2

| ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2                                      |                  |   |   |
|--|------------------|---|---|
| <i>Empreendimento: LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo II C1/C2</i> |                  |   |   |
| Característica da Instalação   | Recomendações R1 | Considerações R2  | Justificativas em Caso de Alterações no R2  |
| Comprimento do circuito (km)   | 7,6              | 6,5   | Alteração no traçado da linha   |
| Condutor utilizado (tipo e número por fase)                          | -                | -   |   |
| Capacidade operativa de longa duração (A)                            | 791              | 791   |   |
| Capacidade operativa de curta duração (A)                            | 1582             | 1582  |   |
| Resistência de sequência positiva, 60 Hz, ( $\Omega$ /km)            | 0,0172           | 0,0171  |   |
| Reatância, 60 Hz ( $\Omega$ /km)                                     | 0,2560           | 0,2563  |   |
| Susceptância, 60 Hz ( $\mu$ S /km)                                   | 88,81            | 81,73   | Utilizada permitividade de 2,3 aderente a valores reais no fluxo e transitórios. O valor de 2,5 foi mantido para capacidade de condução por resultar em cálculo a favor da segurança. |
| Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede                  | -                | Considerada a base de dados de curto-circuito "ANAFAS - EPE * SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL * PLANO DECENAL * CICLO 2024 - 2026", com nível de curto-circuito mínimo. O caso de trabalho de fluxo de potência utilizado foi "LEVE 2033 UMIDO ALT3+SECPAC". |   |
| Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)                    | 630              | 622,4   |   |
| OBSERVAÇÕES  |                  |   |   |

**ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4**  
*Empreendimento: SE Dias Macedo II 230/69 kV*

| Característica da Instalação   | Recomendações R1   | Considerações do R4   | Justificativas em Caso de Alterações no R4   |
|--|--|---|--|
| Área mínima do terreno da subestação (m <sup>2</sup> )               | 135 x 110 = 14.850   | 125 x 125 = 15.625 m <sup>2</sup>   | Devido a necessidade de alteamento do local de construção foi considerado espaço extra para acomodação dos taludes |
| Quantitativo de <i>bays</i> planejados e futuros por nível de tensão | <p><i>Planejados:</i><br/>                     Setor 230 kV (BD3): 3 CT (230/69) + 2 EL + 1 IB<br/>                     Setor 69 kV (BD3): 3 CT (230/69) + 9 EL + 1 IB + 2 CTA</p> <p><i>Futuros:</i><br/>                     Setor 230 kV (BD3): 1 CT (230/69) + 2 EL<br/>                     Setor 69 kV (BD3): 1 CT (230/69) + 5 EL + 2 CCD</p> | <p>Quantidade de bays: Mantida as recomendações do R1</p> <p>Arranjo de barramentos:<br/>                     Setor 230 kV: BD4<br/>                     Setor 69 kV: BPT</p> |  |
| Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)     | Setor de 230 kV: 50 kA<br>Setor de 69 kV: 40 kA  | Mantidas as recomendações do R1   |  |
| <b>OBSERVAÇÕES</b>   |  |   |  |
|  |  |   |  |

NOTA TÉCNICA DEA 031/18

# Análise Socioambiental do Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza (Relatório R1)

**Dezembro de 2018**



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA





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



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Wellington Moreira Franco

**Secretário Executivo**

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento  
Energético**

Eduardo Azevedo Rodrigues



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**

Reive Barros dos Santos

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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Amílcar Guerreiro

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

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

NOTA TÉCNICA DEA 031/18

## **Análise socioambiental do Estudo para atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza (Relatório R1)**

**Coordenação Geral**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Coordenação Executiva**

Elisângela Medeiros de Almeida

**Equipe Técnica**

Alfredo Lima Silva

Kátia Gisele Matosinho

Thiago Galvão

**Colaboradores**

Daniel Filipe Silva

Carina Renno Siniscalchi

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

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744

70.065-900 - Brasília – DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

NT DEA 031/18

Data: 21 de dezembro de 2018

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

## SUMÁRIO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>SIGLÁRIO</b>   | <b>2</b>  |
| <b>1 INTRODUÇÃO</b>   | <b>3</b>  |
| <b>2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS</b>  | <b>6</b>  |
| 2.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E DEFINIÇÃO DO CORREDOR E ROTA PREFERENCIAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO           | 6         |
| 2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA  | 13        |
| <b>3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</b>  | <b>15</b> |
| 3.1. LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO SE DIAS MACEDO   | 15        |
| 3.1.1. Recomendações para o Relatório R3  | 18        |
| 3.2 CORREDOR DA LT 230 kV FORTALEZA II - DIAS MACEDO  | 19        |
| 3.2.1 Alternativas Desenvolvidas  | 19        |
| 3.2.2 Detalhamento do corredor e da rota preferencial SE Fortaleza II – Dias Macedo C1 / C2 (alternativa 3A)                    | 25        |
| <b>4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>   | <b>38</b> |
| <b>APÊNDICE A - TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 230/138 KV DIAS MACEDO - RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3</b>                             | <b>41</b> |
| <b>APÊNDICE B - TABELA DE COMPARAÇÃO DA LT 230 KV FORTALEZA II - DIAS MACEDO - RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3</b>                  | <b>43</b> |
| <b>APÊNDICE C - DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DO RELATÓRIO R3 DA SE DIAS MACEDO E DA LT SUBTERRÂNEA FORTALEZA II - DIAS MACEDO</b> | <b>45</b> |

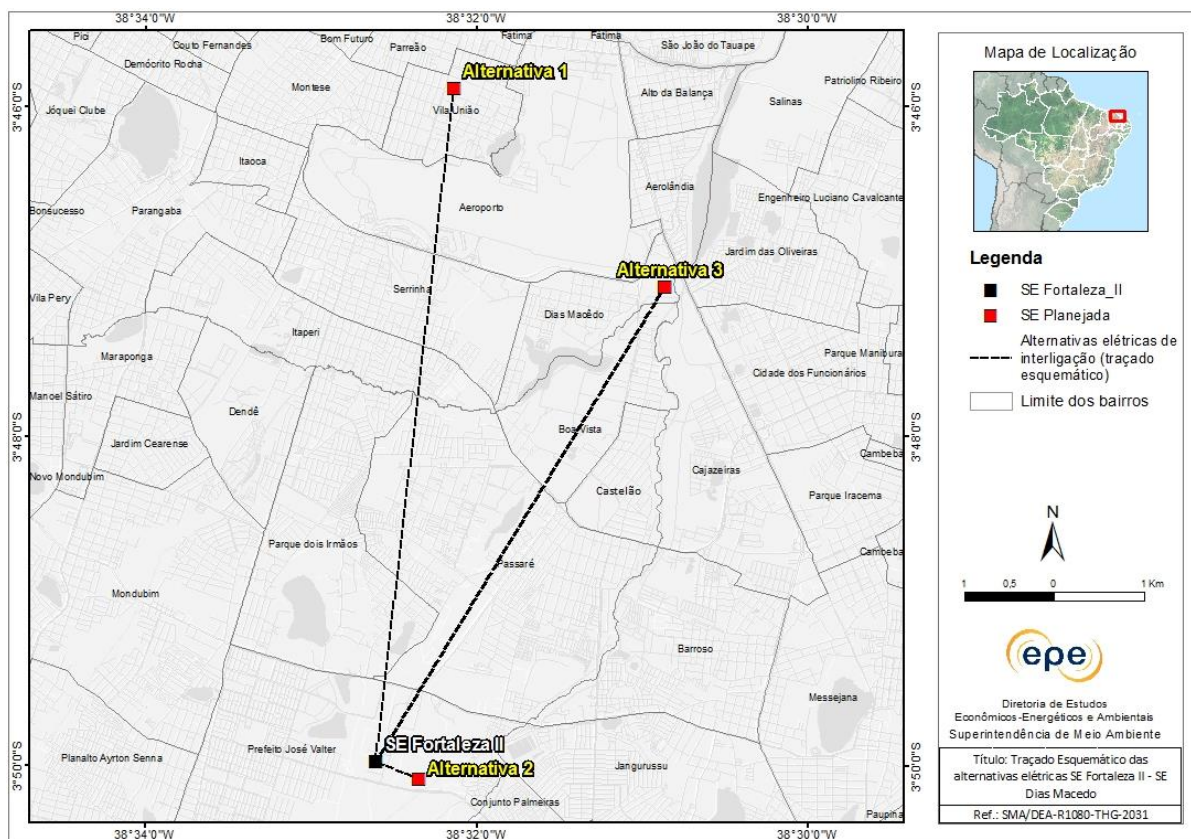
## SIGLÁRIO

|        |  |
|--------|--|
| Anac   | Agência Nacional de Aviação Civil                          |
| Aneel  | Agência Nacional de Energia Elétrica                       |
| APA    | Área de Proteção Ambiental                                 |
| BRT    | Bus Rapid Transit  |
| C1     | Primeiro Circuito  |
| Cegás  | Companhia de Gás do Estado do Ceará                        |
| CD     | Circuito Duplo   |
| Cagece | Companhia de Água e Esgoto do Ceará                        |
| CPRM   | Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais                 |
| Decea  | Departamento de Controle do Espaço Aéreo                   |
| EPE    | Empresa de Pesquisa Energética                             |
| IBGE   | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística            |
| Ipece  | Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará      |
| IPT    | Instituto de Pesquisas Tecnológicas                        |
| Iphan  | Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional     |
| LT     | Linha de Transmissão                                       |
| MCid   | Ministério das Cidades                                     |
| MMA    | Ministério do Meio Ambiente                                |
| NT     | Nota Técnica   |
| PBZPA  | Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo              |
| PMF    | Prefeitura Municipal de Fortaleza                          |
| SE     | Subestação   |
| Sefin  | Secretaria Municipal das Finanças de Fortaleza             |
| SER    | Secretaria Executiva Regional (município de Fortaleza)     |
| Seuma  | Secretaria e Urbanismo e Meio Ambiente de Fortaleza        |
| SIG    | Sistema de Informação Geográfica                           |
| Sigel  | Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico |
| SMA    | Superintendência de Meio Ambiente da EPE                   |
| VLT    | Veículo Leve sobre Trilhos                                 |
| UC     | Unidade de Conservação                                     |
| UPA    | Unidade de Pronto Atendimento                              |
| USGS   | United States Geological Survey                            |
| ZPA    | Zona de Proteção Ambiental                                 |

# 1 INTRODUÇÃO

As linhas de transmissão (LT) e subestação (SE) planejadas no âmbito do Estudo de Atendimento à Carga da Cidade de Fortaleza localizam-se dentro dos próprios limites do município. O diagnóstico elétrico de Fortaleza identificou sobrecarga nas Subestações Pici e Delmiro Gouveia no ano 2024. Dessa forma, para remanejar as cargas das SEs Pici e Delmiro Gouveia, o estudo de expansão do sistema de transmissão da Região Metropolitana de Fortaleza, do qual esta NT faz parte, aponta a necessidade de um novo ponto de suprimento na capital, por meio da implantação de uma SE 230/69 kV, além de dois circuitos em 230 kV para conectar a SE existente Fortaleza II (propriedade da Eletrobras Chesf) e a nova subestação, doravante denominada SE Dias Macedo.

Diante desse remanejamento de cargas, foram consideradas três alternativas locais para a Subestação (Figura 1). A diferença entre as alternativas reside na localização das subestações planejadas, visto que todas se conectam à SE Fortaleza II.



(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; ESRI-World Light Gray Canvas Base, 2017; PMF, 2018)

Figura 1 – Localização das Alternativas Elétricas (traçados esquemáticos)

A Alternativa 1 encontra-se em uma região de alta densidade de ocupação com apenas uma opção de terreno disponível para a alocação da Subestação e de dimensões inferiores a

50 mil m<sup>2</sup>. A Alternativa 2 situa-se adjacente à SE Fortaleza II com maiores possibilidades de implantação da SE, tendo por fatores limitantes a APP de rio e um conjunto habitacional. Já a Alternativa 3 localiza-se próxima ao Aeroporto Internacional de Fortaleza e apresenta disponibilidade de terrenos em situação intermediária às demais alternativas. A Tabela 1 apresenta dados comparativos entre as alternativas relacionados à extensão e custo fundiário.

*Tabela 1 – Variação entre as opções locacionais para a SE 230/69 kV*

| Alternativa | Bairro               | Distância da SE Fortaleza II (km) | Valor do solo (R\$/m <sup>2</sup> )* |
|-------------|----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| 1           | Vila União           | 7,6                               | 2.478,00                             |
| 2           | Prefeito José Valter | 0,7                               | 1.997,00                             |
| 3           | Dias Macedo          | 6,1                               | 1.790,70                             |

\* Fonte: Sefin/PMF – IPTU, 2015.

Ainda que as condições socioambientais apresentadas sejam mais favoráveis à Alternativa 2, dentre as três alternativas apresentadas, a Alternativa 3 – SE Dias Macedo foi considerada mais promissora, na medida em que apresenta custo global mais atrativo, tendo por balizadores os custos de implantação do novo sistema e as perdas elétricas.

A interligação entre a subestação existente e planejada da alternativa vencedora encontra-se em área de alto grau de densidade urbana e de concentração populacional. Em áreas com esse perfil, a dificuldade para instalação de circuitos aéreos é maior, visto que linhas de transmissão aéreas convencionais necessitam de maiores espaços para a composição de faixas de servidão. Diante disso, foi analisada inicialmente a possibilidade de uma solução com tecnologia mista (linha aérea compacta e linha subterrânea). No entanto, devido à maior confiabilidade ao sistema, à reduzida complexidade fundiária, ao menor impacto visual, à menor interferência com área protegida (ZPA, estabelecida no Plano Diretor Municipal) e ao provável menor tempo requerido para obter o licenciamento ambiental, foi definido que os dois circuitos planejados neste estudo devem ser integralmente subterrâneos. As Tabela 2 e Tabela 3 apresentam os empreendimentos planejados e a Figura 2, o traçado esquemático da linha de transmissão.

*Tabela 2 – Linha de Transmissão planejada no estudo*

| LT planejada               | Tensão (kV) | Nº de circuitos | Extensão de referência (km) |
|----------------------------|-------------|-----------------|-----------------------------|
| Fortaleza II – Dias Macedo | 230         | 2 (CS)          | 7,2                         |

*Tabela 3 - Subestação planejada no estudo*

| Subestação planejada     | Bairro      | Município/UF |
|--------------------------|-------------|--------------|
| SE Dias Macedo 230/69 kV | Dias Macedo | Fortaleza/CE |



(Fonte: Google Earth Pro, 2017; Sefin/PMF, 2015; EPE, 2018)

*Figura 2 – Representação esquemática da alternativa vencedora LT Fortaleza II – Dias Macedo*

A estrutura deste relatório contempla: procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); análise socioambiental da região planejada para implantação da SE Dias Macedo e da linha de transmissão subterrânea planejada (item 3), com as respectivas recomendações para o Relatório R3; referências bibliográficas (item 4); no Apêndice A, fichas de verificação a serem apresentadas nos relatórios R3, relativas às recomendações ora apresentadas; e no Apêndice B, diretrizes sugestivas para elaboração dos R3.



## 2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

### 2.1. Procedimentos para localização da subestação e definição do corredor e rota preferencial da linha de transmissão

Para a seleção de área de implantação da SE, a delimitação do corredor e elaboração de rotas alternativas para a interligação, foram utilizadas imagens de satélite disponíveis no Google Earth Pro e bases de dados geoespaciais consideradas relevantes e disponíveis para o desenvolvimento do estudo. Essas informações foram tratadas em ambiente de Sistema de Informação Geográfica (SIG), utilizando-se o software ArcGIS 10.4. O presente estudo compreendeu visita de campo realizada em maio de 2018 com vistas à avaliação de áreas previamente levantadas para a implantação da SE Dias Macedo e das rotas estudadas. Essa atividade de campo contou com apoio de técnicos da Enel<sup>1</sup>.

Os principais critérios considerados para escolha da localização da SE foram: a proximidade com centros de carga, conforme premissa dos estudos elétricos; disponibilidade de terrenos; e aspectos do meio físico e interferências socioambientais, detalhados no item 3.1.

O corredor da LT subterrânea foi elaborado a partir do seu eixo em linha reta entre as subestações. A largura do corredor foi definida tendo por balizadores os limites das rotas alternativas, conforme detalhado no item 3.2.

Tendo em vista que a interligação entre as subestações será realizada integralmente na área urbana, em que o sistema viário norteará o caminho da LT subterrânea, optou-se por desenvolver rotas preferenciais e variantes. A rota preferencial consiste em uma sugestão de caminamento que procura combinar menor extensão e baixa complexidade, em princípio. As variantes correspondem a segmentos independentes entre si que podem servir como opções de desvio para a rota preferencial diante de fatores restritivos eventualmente identificados em estudos posteriores. As rotas e variantes elaboradas no presente estudo serviram de referência para a definição da largura do corredor e da extensão de referência da linha de transmissão subterrânea.

Deve-se ressaltar que a delimitação das rotas preferenciais e variantes não possui caráter impositivo, já que se trata de resultado de estudos preliminares elaborados com base em dados secundários. Nesse sentido, estudos em fases posteriores detêm a prerrogativa de elaborar novas proposições, desde que justificadas tecnicamente.

---

<sup>1</sup> Empresa de natureza privada que atua no ramo de energia elétrica no Brasil.

O desenvolvimento das alternativas de rotas para a interligação SE Fortaleza II – SE Dias Macedo considerou os seguintes elementos:

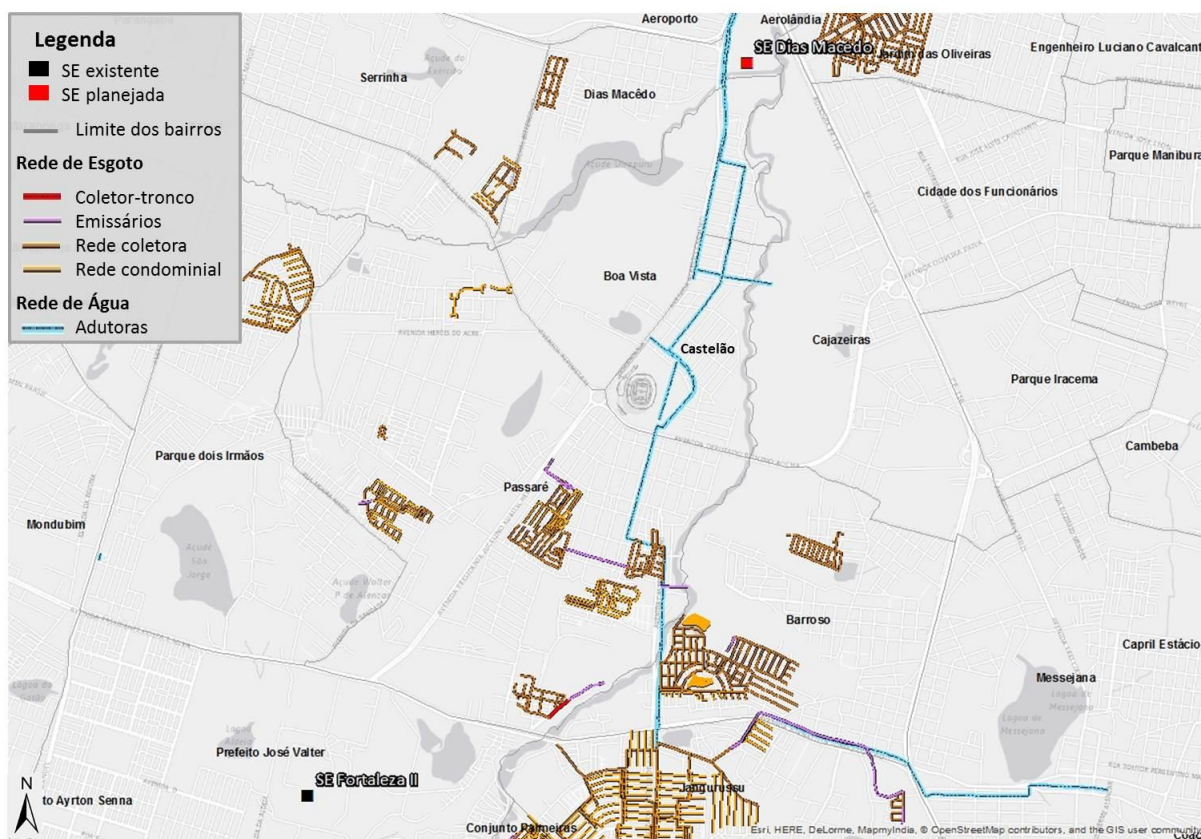
- Redes de água, esgoto e gás;
- Histórico de trânsito;
- Arborização urbana;
- Estabelecimentos sensíveis às obras de implantação da LT (hospitais, escolas, templos);
- Extensão (km);
- Sinuosidade;
- Sistema viário;
- Cursos d'água;
- Áreas inundáveis / alagáveis;

### **Rede de água e esgoto**

A rede de água corresponde ao conjunto de tubulações e acessórios situados em vias públicas destinadas ao abastecimento público, enquanto a rede de esgoto representa um sistema destinado a escoar e tratar efluentes dos diversos aglomerados populacionais. As alternativas de rotas para ambos os casos devem considerar menor quantidade de interferências (cruzamentos), além de evitar tubulações de maior diâmetro, principalmente adutoras, coletores-tronco e interceptores de esgoto. Importante frisar que quanto maior a quantidade de elementos de infraestrutura subterrânea na rota da LT, maior será o custo com obras civis para transpor tais obstáculos. A quantidade e a complexidade das interferências (tubulações de grande porte) podem demandar maior tempo de aprovação pelo órgão competente. A rede de água e esgoto no trecho da cidade entre as subestações a serem interligadas é mostrada na Figura 3.

As cartas das redes disponíveis para consulta normalmente não possuem precisão planimétrica, sendo necessário em fases posteriores contatar a companhia responsável para a obtenção de informações como profundidade e amarrações das redes.

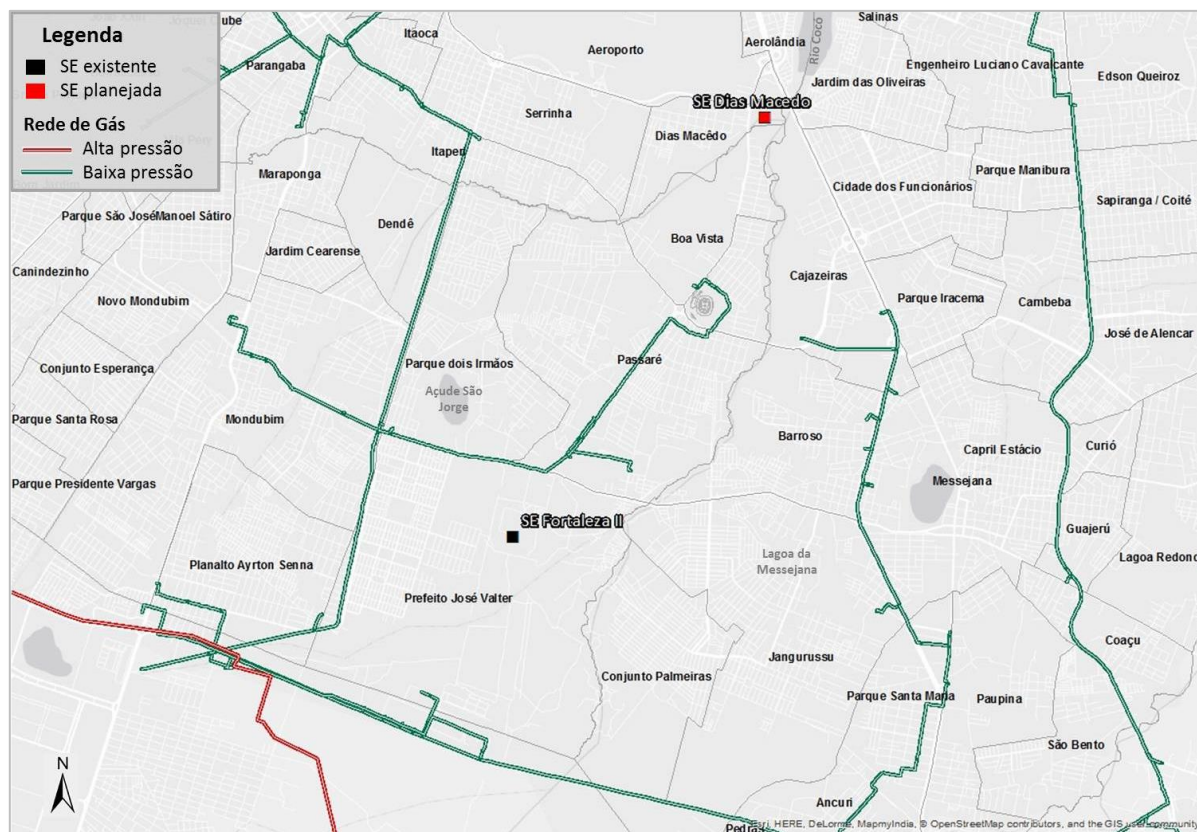
No caso da rede de esgoto, devido às características inerentes aos sistemas de esgotamento sanitário, importante mencionar que em áreas próximas a rios e córregos pode haver maiores interferências com coletores-tronco e interceptores.



*Figura 3 - Rede de água e esgoto na região entre as subestações*

## Rede de gás

A rede de gás divide-se em baixa e alta pressão. Na concepção de rotas alternativas, procura-se evitar em primeiro lugar a rede de alta pressão e posteriormente, quando possível, a de baixa pressão. Em Fortaleza, a rede de baixa pressão se concentra nas porções oeste e norte da cidade, enquanto a de alta apenas tangencia os limites do município de Fortaleza, não sendo essa, portanto, objeto de análise no presente estudo. O mapa esquemático (sem precisão cartográfica) da rede de gás encontra-se disponível no sítio da Companhia de Gás do Ceará (Cegás). A Cegás gentilmente repassou em CD-ROM o trecho de interesse da EPE da rede de gás georreferenciada, mostrada na Figura 4. Os dados repassados indicam que, além dos cruzamentos, os paralelismos com a LT subterrânea podem representar fatores de restrição, visto que exigem distanciamento por razões de segurança, acarretando complexidade no processo construtivo e tempo de aprovação pelo órgão competente.



(Fonte: Aneel, 2018; ESRI-World Light Gray Canvas Base, 2017; Cegás, 2017; PMF, 2017)

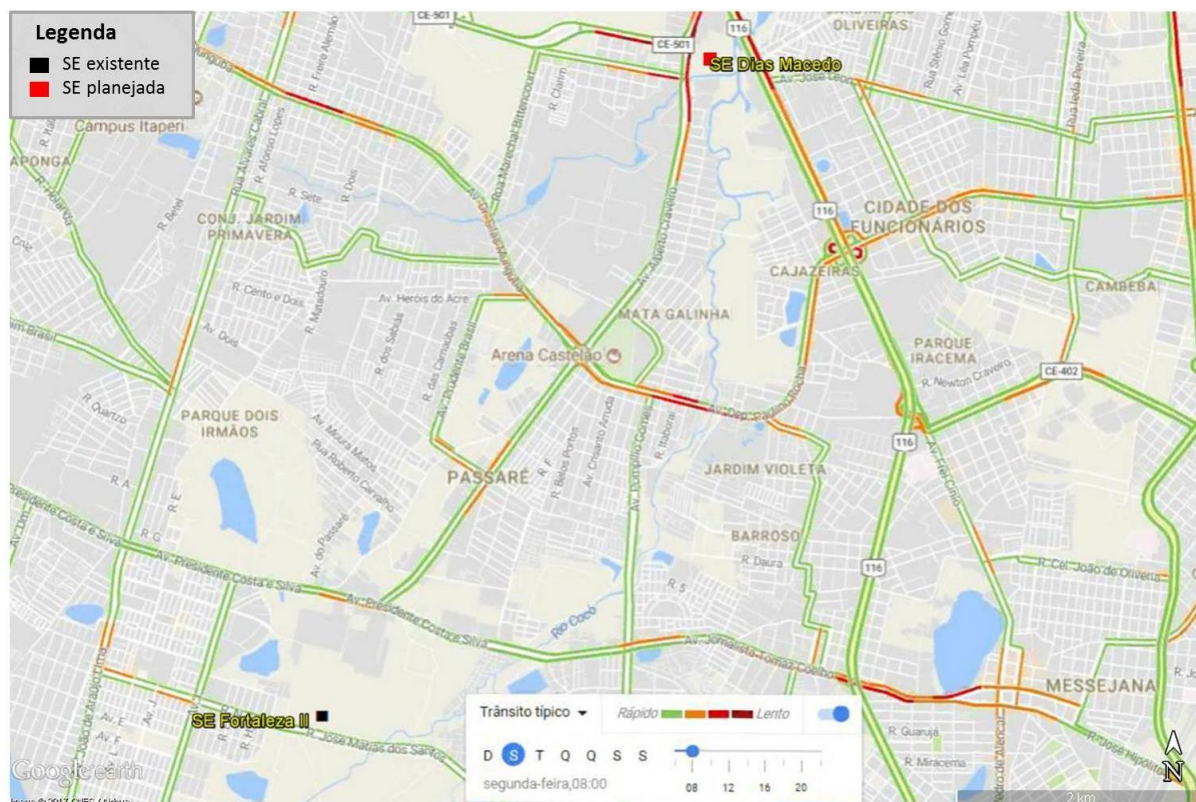
Figura 4 – Trecho da rede de gás de Fortaleza na região entre as subestações

## Histórico de trânsito

Em obras que exigem abertura de valas, como é o caso da instalação de linhas de transmissão subterrâneas, é natural que a fluidez do tráfego seja impactada. A engenharia de tráfego das prefeituras comumente aprova o projeto construtivo da LT subterrânea por etapas, no intuito de minimizar os impactos no trânsito. Nesses casos, o tempo de aprovação do projeto pelo setor competente para posterior liberação das obras civis pode se estender, comprometendo o prazo de execução, bem como encarecer o empreendimento.

Assim, as alternativas de rotas devem buscar vias que apresentem historicamente menores níveis de tráfego para que o trânsito de veículos seja menos impactado durante o processo construtivo.

O histórico de trânsito da cidade de Fortaleza foi obtido utilizando-se a ferramenta de informações sobre trânsito do Google Maps. O GPS dos smartphones de usuários que utilizam os serviços do Google Maps envia pacotes de dados para a empresa informando a que velocidade o veículo está trafegando. Os dados dos usuários são agrupados e, assim, é estimado o nível de tráfego da via em tempo real. Com o histórico desses dados é feita uma estimativa do trânsito típico para qualquer horário e qualquer dia da semana (Figura 5)



(Fonte: Aneel, 2018; Google Maps-Trânsito Típico, 2017)

Figura 5 - Trânsito típico de Fortaleza (às segundas-feiras, 08h00).

As alternativas de rotas consideraram em sua elaboração o histórico de tráfego, tendo por base os dados de trânsito cotidiano de Fortaleza. Foram analisados dois cenários tidos como de nível de tráfego intenso:

- Segunda-feira, às 08h00; e
- Sexta-feira, às 18h00.

Tabela 4 – Significado das cores das vias urbanas no Google Maps

| Cor               | Significado   |
|-------------------|---|
| Verde             | Velocidade média acima de 80 km/h                   |
| Amarelo (laranja) | Velocidade média entre 40 e 80 km/h                 |
| Vermelho          | Velocidade média abaixo de 40 km/h                  |
| Vermelho escuro   | Trânsito parado naquele trecho da via               |
| Cinza             | Não há informações sobre velocidade média no trecho |

Cumprе reiterar que os dados utilizados são resultados de estimativas. Além disso, deve-se ressaltar que a ferramenta possui forte dinâmica de apresentação dos dados, na medida em que eventos pontuais ou obras em andamento, por exemplo, podem alterar o nível de tráfego de trechos ou sua extensão, dependendo do período de captura dos dados.

Nesse sentido, recomenda-se consultar dados e estudos da companhia responsável pela engenharia de tráfego de Fortaleza para, assim, refinar as alternativas e orientar quanto às medidas a serem tomadas com relação ao trânsito durante o processo construtivo.

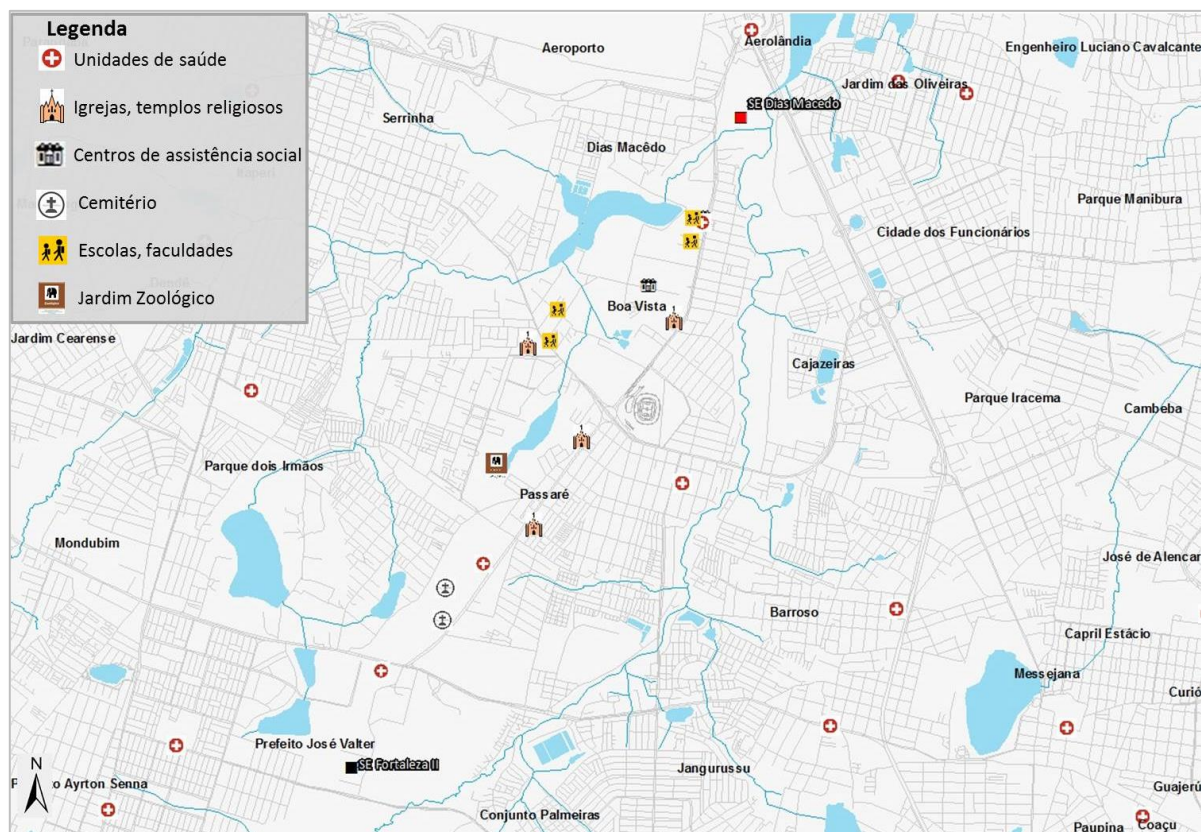
### **Arborização urbana**

Existem restrições à presença de árvores sobre cabos subterrâneos ou numa faixa de até 3m da vala de implantação dos cabos, para se evitar a invasão por vegetação. Raízes das árvores podem penetrar no *backfill* (aterramento), o que, por sua vez, pode afetar a potência do cabo ou resultar em danos físicos para o cabo (National Grid, 2015). Dessa forma, o mais indicado é utilizar vias em que haja o menor número de indivíduos arbóreos. Sugere-se para aprofundamento da questão ou validação, o apoio da Secretaria de Meio Ambiente e Urbanismo da Prefeitura (Seuma) sobre possíveis estudos, inventários ou planos de arborização existentes.

### **Estabelecimentos sensíveis às obras de implantação da LT**

É desejável que obras de grande porte permaneçam afastadas de escolas e hospitais que, por conta da natureza de suas atividades, são mais sensíveis e afetadas negativamente a elevados níveis de ruídos. Cumpre ressaltar que o próprio processo construtivo da linha subterrânea pode afetar as atividades dessas instituições, implicando interrupção de fluxo em áreas críticas, como em entradas de emergência de unidades hospitalares. Assim, recomenda-se evitar essas áreas ou minimizar os impactos a serem gerados por meio de técnicas construtivas alternativas e tecnologia disponível e, se possível, em menor tempo de execução.

No site da Prefeitura de Fortaleza, é possível baixar arquivos em formato *shapefile* ou *kml* de unidades básicas de saúde, hospitais, UPAs, centros de referência de assistência social, bens tombados e zonas especiais que integram o Plano Diretor de Fortaleza, plano de arborização, identificação de assentamentos precários, equipamentos comunitários (arenas, praças, centros de arte e esporte e lazer). Escolas, faculdades, centros religiosos e hospitais que não constavam na base de dados da Prefeitura foram identificados por meio de imagens do Google Earth Pro (Street View) e Wikimapia nos limites da área de estudo (Figura 6).



(Fonte: Aneel, 2018; ESRI-World Light Gray Canvas Base, 2017; PMF, 2017)

*Figura 6 – Equipamentos urbanos sensíveis às atividades de implantação da LT na região entre as subestações*

## Extensão e sinuosidade

A extensão deve ser considerada na avaliação das alternativas de implantação de uma linha subterrânea, na medida em que a relação de custo de investimento pode variar de 9 a 16 vezes comparada à das linhas aéreas convencionais, no caso das tensões 220kV – 362kV (Inovatec, 2014). Nesse sentido, o custo por km das LTs subterrâneas consiste em um fator relevante para a escolha da alternativa devido ao alto custo, bem como à complexidade construtiva.

Além de expressar maior extensão, a sinuosidade é importante para o processo construtivo da LT subterrânea pela possibilidade de caminhamentos diante de fortes angulações inerentes ao trajeto por vias urbanas, considerando o diâmetro dos cabos a serem utilizados e as suas características técnicas limitantes. Convém registrar ainda os impactos da sinuosidade no trânsito, uma vez que a via será mais afetada devido ao raio de curvatura necessário para mudanças de direção dos cabos.

## Sistema viário

Como a LT planejada é subterrânea e encontra-se integralmente em área urbana, o caminhamento proposto utiliza as vias urbanas. As vias de maior porte, como avenidas e vias

expressas podem apresentar uma concentração de elementos de infraestrutura (redes, tubulações, cabos óticos) e, ao mesmo tempo, em princípio, margem maior para desvios, tendo vista a largura das vias, além da possibilidade de utilização do espaço de canteiros centrais. Nas vias de menor porte, por outro lado, essa lógica tende a funcionar de modo inverso, ou seja, menor possibilidade de interferências com infraestrutura subterrânea combinada com a baixa margem para desvios.

### **Travessias em corpos hídricos e em áreas de inundação**

Corpos hídricos podem oferecer dificuldades para a implantação de uma linha subterrânea. Nos casos em que se torna inviável desviar das drenagens naturais, canais revestidos<sup>2</sup> ou ainda grandes espelhos d'água (lagos, mares), é necessária a travessia subaquática, o que representa complexidade e maior custo construtivo, de acordo com o tamanho da faixa de área submersa a ser atravessada.

Já as áreas inundáveis<sup>3</sup> e as alagáveis<sup>4</sup> demandariam impactos principalmente durante o processo construtivo das linhas, tanto em razão dos eventos pluviométricos, bem como na possibilidade do nível d'água ser muito próximo da superfície.

### **Outros aspectos relevantes**

Investimentos futuros previstos ou almejados pelos governos municipal ou estadual devem ser considerados, sobretudo a execução de obras lineares como VLTs, BRTs, ciclovias, macrodrenagem urbana, expansão de linhas de metrô e de vias urbanas.

## **2.2. Base de Dados utilizada**

Para o desenvolvimento do presente estudo, além da elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas informações das seguintes bases de dados:

- Mapa da Rede de água e esgoto (Cagece, 2017);
- Mapa da Rede de gás (Cegás, 2017);
- Informações da ferramenta de trânsito do *Google Maps*;

---

<sup>2</sup> Canais em que o fundo e os taludes são protegidos com concreto, pedra, plástico, ou outro material, com a finalidade de manter a sua estabilidade e contrariar a força erosiva do escoamento.

<sup>3</sup> Processo de extravasamento das águas do canal de drenagem para as áreas marginais (planície de inundação, várzea ou leito maior do rio) quando a enchente atinge cota acima do nível máximo da calha principal do rio (MCidades/IPT, 2009).

<sup>4</sup> Acúmulo momentâneo de águas em uma dada área decorrente de deficiência do sistema de drenagem (MCidades/IPT, 2009).



- Plano Diretor Municipal de Fortaleza (PMF, 2009);
- Imagens de satélite do *Google Earth Pro* e do sítio *Google Maps*;
- Feições mapeadas e cadastradas do Sítio Wikimapia;
- Mapa de risco de Fortaleza (CPRM, 2012);
- Carta de suscetibilidade de Fortaleza (CPRM, 2015);
- Base de dados da Prefeitura de Fortaleza: bairros, assentamentos precários, planos de arborização, bens tombados, equipamentos urbanos (PMF, 2017);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes, planejadas e subestações (EPE, 2017);
- Traçado georreferenciado de linhas de distribuição existentes (Coelce, 2017);
- Plano Básico da Zona de Proteção do Aeroporto Internacional de Fortaleza (Decea, 2017).
- Projetos Elétricos Planejados e Existentes (Aneel, 2018);

### 3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental apresenta a localização referencial da subestação e a caracterização dos principais aspectos do corredor para a LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo C1 / C2.

#### 3.1. Localização da subestação SE Dias Macedo

A SE Dias Macedo está planejada para redistribuir as cargas das SEs Pici e Delmiro Gouveia de forma a reforçar o abastecimento de energia elétrica da Região de Fortaleza. A área mínima recomendada nos estudos elétricos para essa subestação corresponde a 14.850m<sup>2</sup> (135m x 110m). Com base na seleção de alternativas locais mediante trabalho de escritório foi identificada região favorável para implantação da subestação em tela. Nesse sentido, quando da elaboração do Relatório R3, sugere-se avaliar *in loco* área com raio de 500m, no entorno do ponto das coordenadas 3°47'18"S e 38°31'1"O. Frisa-se que essas coordenadas representam apenas o ponto central da área em estudo (área circular assinalada na Figura 8), não devendo ser confundida como sugestão de terreno para alocação da subestação. Por ocasião da elaboração do Relatório R3, no caso de eventual indicação de localização da SE Dias Macedo fora da área inicialmente prevista, o relatório deverá apresentar justificativa técnica fundamentada para tal.

A área em estudo proposta localiza-se entre os bairros Dias Macedo, Boa Vista e Cajazeiras, na cidade de Fortaleza. Para indicação da área, foram levados em conta a proximidade com centros de carga a serem atendidos pelo sistema de distribuição de energia elétrica, conforme indicado nos estudos elétricos; aspectos do meio físico; disponibilidade de terrenos; e elementos que possam representar incompatibilidade com a futura LT.

A área em estudo apresenta trechos com ocupação urbana predominantemente horizontal, áreas desocupadas e faixas marginais ao longo do riacho Marinho e do rio Cocó, protegidas em parte por legislação federal (Áreas de Proteção Ambiental), estadual (Parque Estadual Cocó) e Municipal (Zona de Proteção Ambiental), o que reduz a disponibilidade de terrenos para a implantação de uma subestação de energia. A área é atravessada pela Avenida Alberto Craveiro e banhada pelos referidos cursos d'água. No limite externo ao norte da área, encontra-se o Aeroporto Internacional de Fortaleza Pinto Martins. Constam áreas de ocupação urbana horizontal de residencial e comercial, um conjunto habitacional vertical (Reserva Jardim), o Condomínio Espiritual Uirapuru, a subestação existente Delmiro Gouveia, terrenos baldios e as áreas verdes acompanhando os cursos d'água. De acordo com a carta

de suscetibilidade da CPRM, elaborada na escala 1:25.000, as áreas próximas aos cursos d'água apresentam suscetibilidade a inundações.

Considerando essas restrições na área em estudo, foram identificados por imagem de satélite dois locais potenciais para implantação da SE planejada, mostrados na Figura 7 (local 1 e local 2). Ambos estão fora da zona de amortecimento do Parque Estadual Cocó e da Zona de Proteção Ambiental (ZPA) definida no Plano Diretor Municipal.



(Fonte: EPE, 2018; ESRI-World Imagery, 2017; PMF, 2017; ICMBio, 2017; Semace, 2017)

Figura 7 – Área proposta da SE Dias Macedo e terrenos selecionados para a sua implantação

Os locais selecionados foram visitados *in loco* pela EPE, com apoio da Enel. Ambos os locais estão próximos de cursos d'água (rio Cocó e riacho Martinho), possuem topografia plana e apresentam formações campestres (predominantes) e arbóreo-arbustiva (pontuais). Foram feitas entrevistas expeditas com funcionários da Escola Odilon Gonzaga Braveza, do Condomínio Espiritual Uirapuru e da Subestação Delmiro Gouveia, com foco na situação fundiária dos terrenos visitados. Nessas entrevistas, foi informado que os referidos terrenos são de domínio particular, cada qual com um único proprietário, depreendendo-se eventualmente menor complexidade fundiária para implantação da subestação de energia nessa localização. Não foi informado por parte dos entrevistados sobre previsão de investimentos nos terrenos estudados e não há indícios de parcelamento do solo, conforme verificado na visita de campo e de acordo com imagens de satélite.

Do ponto de vista do meio físico, a observação de campo sinalizou a possibilidade de nível de água próximo à superfície do solo e a presença de depósitos aluvionares, ainda que não se possa afirmar que sejam áreas sujeitas a inundações e de que forma ou magnitude seriam afetados os respectivos terrenos, considerando a sua extensão e cotas altimétricas. Cumpre registrar a existência de barragens a montante que possivelmente regulam as vazões desses cursos d'água.



(Fonte: EPE, visita de campo em maio de 2018)

*Figura 8 – Terrenos referenciais para implantação da SE Dias Macedo*

Apesar da topografia favorável, é possível que haja incremento de custos na fase construtiva da SE com movimentação de terra devido às condições geotécnicas dos terrenos. A SE Delmiro Gouveia localiza-se próxima e em condições análogas aos locais visitados, possuindo terreno alteado e delimitado por enrocamento de pedra. Essa configuração de engenharia adotada pode servir de referência para a implantação da nova subestação Dias Macedo (Figura 9).



(Fonte: EPE, visita de campo em maio de 2018)

*Figura 9 – Perfil do terreno da subestação existente Delmiro Gouveia – terreno alteado em função da proximidade com curso d’água*

Verificou-se durante a atividade de campo a necessidade de supressão vegetal, além da realização de serviços de limpeza do terreno devido à existência de entulhos no local 2.

### 3.1.1. Recomendações para o Relatório R3

- Considerar as dimensões da Subestação Dias Macedo estimada nos estudos elétricos - 14.850m<sup>2</sup> (135m x 110m).
- Entrar em contato com a Prefeitura de Fortaleza para obter informações atualizadas sobre eventuais restrições na região proposta para implantação da Subestação, no âmbito do Plano Diretor Municipal.
- Obter informações com a Prefeitura sobre a possibilidade de conjuntos habitacionais, áreas de lazer, praças ou empreendimentos diversos previstos na área de estudo.
- Avaliar as possíveis interferências da localização da SE Dias Macedo sobre o Plano Básico de Zona de Proteção do Aeroporto Internacional de Fortaleza Pinto Martins, conforme Instrução do Comando da Aeronáutica 63-19, que define os critérios de análise técnica da área de aeródromos e cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria nº 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo, de 13 de julho de 2015.
- Avaliar a possibilidade de realizar sobrevoo de *drone* nos locais estudados para a implantação da subestação.

- Consultar o órgão ambiental competente sobre eventuais óbices ou passivos ambientais na região proposta para implantação da subestação planejada.
- Obter informações junto à prefeitura sobre a situação fundiária dos terrenos referenciais (locais 1 e 2) indicados para implantação da subestação Dias Macedo, considerando a identificação dos proprietários, previsão de investimentos imobiliários, custo por m<sup>2</sup> na área e outros itens que forem julgados como relevantes.

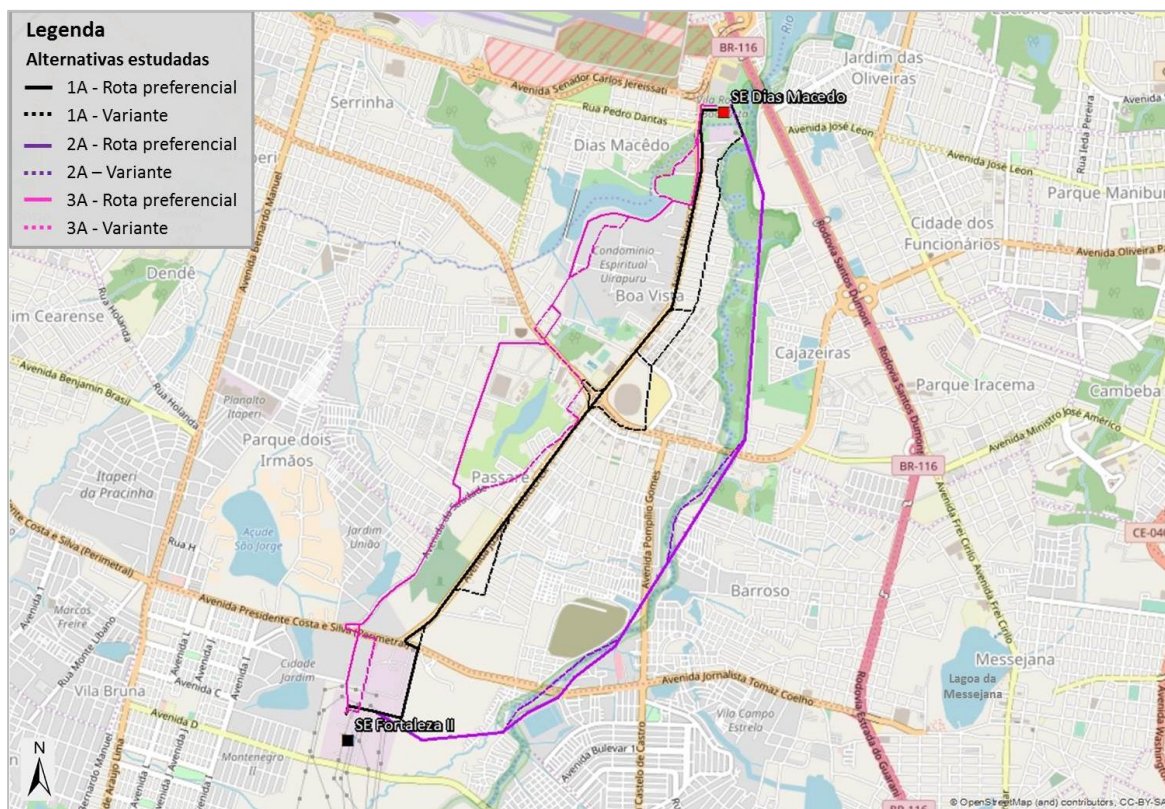
## 3.2 Corredor da LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo

A ligação da SE existente Fortaleza II com a SE Planejada Dias Macedo está prevista para ser realizada a partir de dois circuitos em 230 kV integralmente inseridos na área urbana de Fortaleza, com extensão aproximada de 6,1 Km, em linha reta.

### 3.2.1 Alternativas Desenvolvidas

Foram propostas três alternativas de caminhamento da LT subterrânea, tendo por base as vias urbanas da cidade (Figura 10). As propostas de caminhamento, denominadas rotas preferenciais, e o critério para a sua elaboração seguem abaixo:

- Alternativa 1A – menor caminho (extensão) e baixa sinuosidade;
- Alternativa 2A – aproveitamento de faixa servidão de LT 230 kV existente e baixa interferência no trânsito da cidade;
- Alternativa 3A – menor interferência em infraestrutura subterrânea.

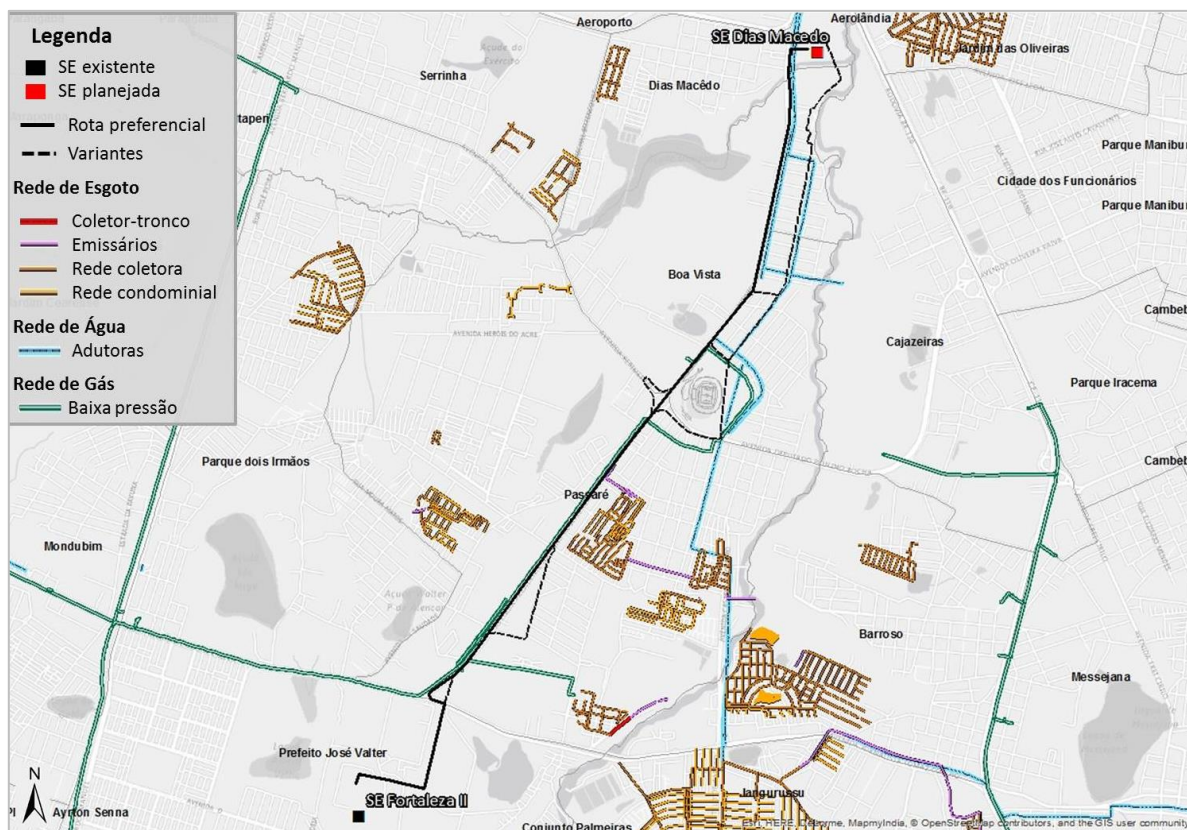


(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; ESRI Open Street Map, 2018)

*Figura 10 – Alternativas de rotas propostas para a linha de transmissão*

A rota preferencial da **Alternativa 1A** possui 6,7 km de extensão, utilizando-se de vias urbanas de grande porte (avenidas). A extensão máxima considerando as variantes alcança 7,5 km. A rota inicia contornando o Complexo da Chesf até a Av. Presidente Costa e Silva (reduzido trecho) e segue pelas Av. Juscelino Kubitschek e Av. Craveiro até a SE Planejada Dias Macedo. Essa alternativa possui um percurso com baixa sinuosidade, passando por avenidas largas (mão dupla com três faixas de rolamento com canteiro central e calçadas), o que reduziria a probabilidade de interferências com raízes de árvores, em princípio. O mapa de trânsito do Google Maps acusa fluxo rápido em boa parte do percurso, com trechos moderados nas adjacências do Cemitério Parque da Paz e Hospital Sarah Kubitschek e de moderado a lento próximo à SE Existente Delmiro Gouveia.

De acordo com o mapa da Cegás, há diversas interferências com a rede de gás (cruzamentos e paralelismos) na Avenida Juscelino Kubitschek, considerando a rota preferencial da Alternativa 1A, assim como em uma das variantes que se encontra próxima ao Estádio Castelão. No caso do mapa da Companhia de Água e Esgoto do Ceará (Cagece), há paralelismo com uma Adutora na altura da rua José Augusto até a SE Dias Macedo e uma possibilidade de cruzamento com outra adutora na Av. do Contorno. Não há interferências relevantes com a rede de esgoto, considerando tubulações de grande porte e extensão. As variantes dessa alternativa não minimizam as interferências com as redes de gás e água (Figura 11).



(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; ESRI-World Light Gray Canvas Base, 2017; Cegás, 2017; Cagece, 2017)

Figura 11 – Interferências mais relevantes na Alternativa 1A

A Alternativa 1A não intercepta cursos d'água ou áreas inundáveis, de acordo com as imagens de satélite, a base de dados do *Open Street Map* e o mapa de risco a enchentes consultado (CPRM, 2012). No tocante às áreas sensíveis às atividades de implantação da linha, constam um posto de saúde e um hospital (Sarah Kubitschek), dois colégios e três centros religiosos, além de duas unidades de assistência social. As variantes desta alternativa podem, no entanto, minimizar as interferências associadas às áreas sensíveis, bem como àquelas relacionadas ao trânsito, caso sejam configuradas como fatores impeditivos em fases posteriores ao presente estudo. Não foram identificados sítios arqueológicos ou bens tombados próximos à rota preferencial ou às variantes dessa alternativa, de acordo com a base de dados do Iphan (2018) e da Prefeitura de Fortaleza (2009; 2017).

A **Alternativa 2A** apresenta uma proposta de acompanhamento subsuperficial à LT 230 kV Delmiro Gouveia - Fortaleza II C1/C2 existente até a SE Planejada Dias Macedo, com 7,5 km de extensão. Não há diferença de extensão significativa entre a rota preferencial da 2A e suas variantes. A rota possui baixa sinuosidade, margeando praticamente em todo o seu percurso o curso do rio Cocó, cruzando diversas vezes a própria drenagem do rio, três vias urbanas de grande porte e alguns assentamentos precários. Nessa alternativa as interferências no trânsito seriam praticamente nulas (Figura 12).

Não há interferência com a rede de gás, conforme indica o banco de dados da Cegás (Figura 12). O mapa da Cagece aponta interceptação com duas adutoras na altura da Avenida

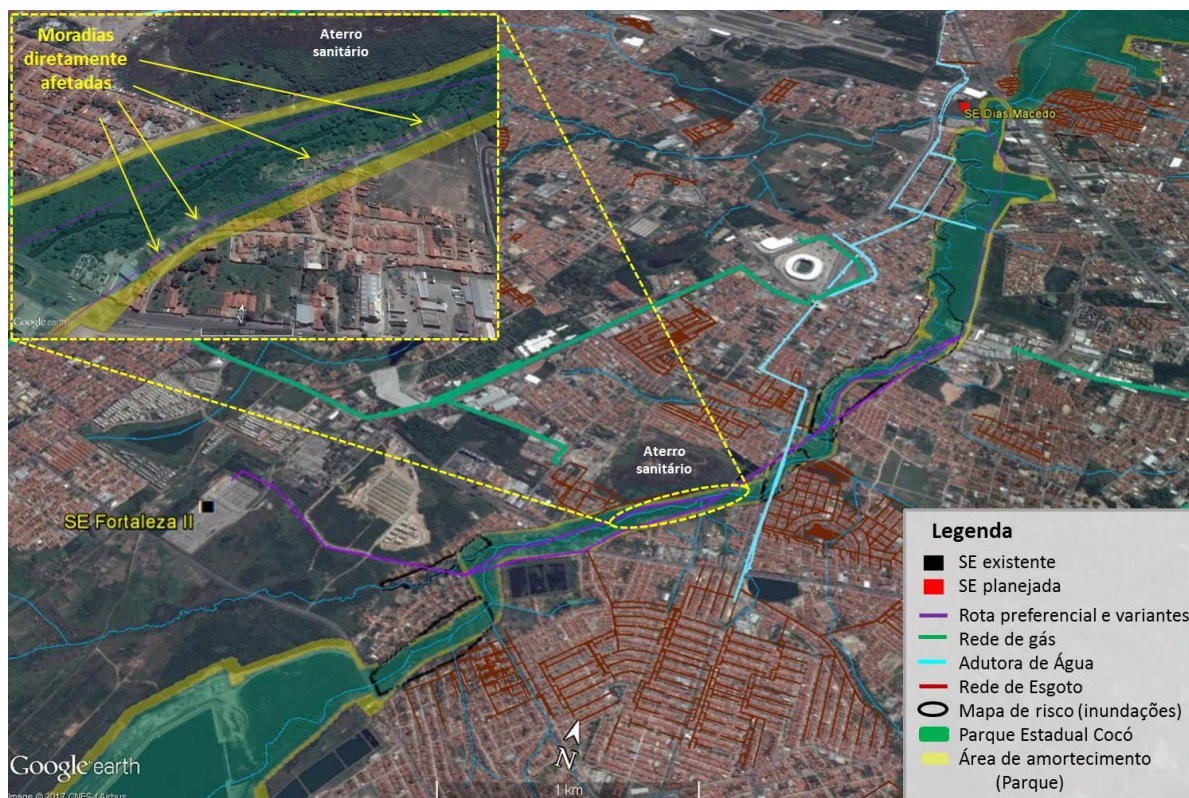


Pompilho Gomes com a rua Diamante. Há interferências com a rede coletora e emissários de esgoto, mas pouco relevantes, já que a região em estudo possui baixa cobertura de rede de esgoto, sendo preponderante o uso de fossas. Convém registrar, no entanto, que a implantação dessa alternativa de LT subterrânea poderia significar no futuro uma interferência relevante para a expansão da rede, dada a proximidade com o rio Cocó, local provável de destinação dos lançamentos do esgoto.

A necessidade de pelo menos 11 travessias subaquáticas no rio Cocó e passagem em áreas de inundação identificadas pela CPRM acarretariam complexidade e custos na fase construtiva. As interferências em assentamentos precários representam outro fator de complexidade, visto que demandariam a demolição de moradias e remoção de famílias, embora as variantes elaboradas possam possibilitar alguns desvios e minimizar esses impactos.

A rota preferencial e as variantes da Alternativa 2A percorrem cerca de 3 km de extensão dentro do Parque Estadual do Cocó (Figura 12), cuja área, além de protegida no âmbito estadual, também é classificada pelo Plano Diretor Municipal como Zona de Preservação Ambiental, que nesse trecho da cidade coincide com o Parque Estadual do Rio Cocó. Ainda que a implantação da LT seja subterrânea, as interferências nessa área implicariam maior complexidade e tempo na aprovação do empreendimento por parte da Prefeitura e do órgão licenciador estadual.

Por fim, deve ser ressaltado que a proposta de compartilhamento de faixa servidão da LT 230 kV Delmiro Gouveia - Fortaleza II C1 / C2 implicaria a necessidade de anuência da Chesf, proprietária da linha de transmissão. Diante do exposto, depreende-se que a Alternativa 2A apresenta um alto grau de complexidade relacionado ao licenciamento ambiental junto ao Governo do Estado e à aprovação do projeto com a Prefeitura, além das questões referentes ao compartilhamento da faixa de servidão com outro agente concessionário do setor elétrico.



(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; Cegás, 2017; Cagece, 2017; ICMBio, 2017; Semace, 2017; CPRM, 2012)

*Figura 12 – Interferências mais relevantes na Alternativa 2A*

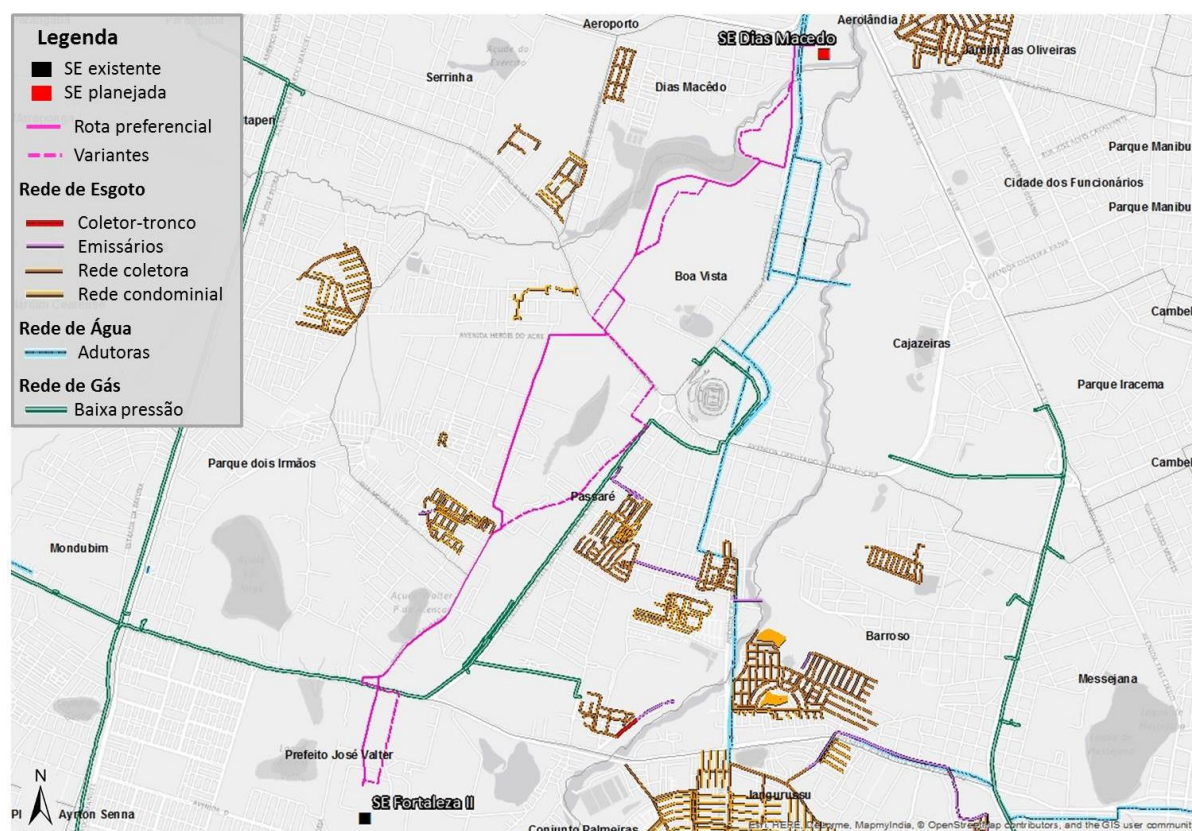
A rota preferencial da **Alternativa 3A** (Figura 13) possui 7,2 km de extensão e variantes com extensão máxima alcançando 7,6 km. A rota preferencial possui média sinuosidade e inicia contornando o Complexo da Chesf até a avenida Presidente Costa e Silva (reduzido trecho), seguindo pela avenida Saudade, rua Menor Jerônimo (reduzido trecho), avenidas Prudente Brasil, Heróis do Acre e Dr. Silas Munguba (reduzido trecho), ruas Fiscal Assis Saraiva e Antônio Ferreira, adentrando em vias secundárias do Condomínio Espiritual Uirapuru até a SE Planejada Dias Macedo.

De acordo com os dados da Cegás, há possibilidade de um cruzamento com a rede de distribuição de gás, considerando a rota preferencial da 3A e um paralelismo de reduzido trecho em uma de suas variantes. O mapa da Cagece indica paralelismo de curto trecho, seguido de possibilidade de cruzamento com duas adutoras dentro da região em estudo da SE Planejada Dias Macedo. Não há interferências relevantes com a rede de esgoto, considerando tubulações de grande porte e extensão.

O mapa de trânsito do *Google Maps* acusa fluxo rápido ou sem informação na maior parte do percurso, com trechos moderados nas avenidas Saudade, Prudente Brasil e Heróis do Acre. Ainda que a rota preferencial da 3A e suas variantes possam servir como alternativa para menores congestionamentos em vias urbanas de maior relevância na cidade, por outro

lado, é possível que ocorra a interrupção parcial ou total de tráfego de algumas ruas devido à reduzida largura, na fase construtiva.

A **3A** não intercepta cursos d'água ou áreas inundáveis, segundo as bases de dados do Open Street Maps, imagens de satélite do Google Earth e o mapa de risco a inundações disponível (CPRM, 2012). No trecho contíguo ao Açude Walter P. Alencar (avenida Saudade), entretanto, há possibilidade do nível de água estar próximo à superfície, segundo indícios de áreas úmidas, de acordo com análise temporal realizada por meio das imagens de satélite disponíveis no Google Earth e a ferramenta Street View.



(Fonte: Aneel, 2018; ESRI, World Light Gray Canvas Base, 2018; Cegás, 2017; Cagece, 2017)

*Figura 13 – Interferências mais relevantes na Alternativa 3A*

Em relação às áreas sensíveis às atividades de implantação da linha, constam um posto de saúde, uma UPA, uma creche, dois centros de assistência social, dois colégios e uma Igreja. Não foram identificados sítios arqueológicos, bens tombados ou unidades de conservação, próximos à rota preferencial ou às variantes dessa alternativa, segundo as bases de dados utilizadas.

### Escolha da melhor alternativa de rota

A seleção da melhor alternativa para a implantação de uma linha subterrânea deve considerar como aspectos de maior relevância, sem prejuízo dos demais, os impactos

relacionados ao trânsito da cidade e a quantidade e formas de interferências (cruzamento e paralelismos) com tubulações de gás, água e esgoto.

Nesse sentido, **a alternativa mais promissora corresponde à 3A**, considerando a menor complexidade frente à aprovação de projetos que a implantação da LT demandará e, presume-se, menor complexidade no processo de licenciamento ambiental. Cumpre registrar que, a partir do refinamento e complementação das informações em levantamentos e estudos posteriores, o conjunto de rotas sugeridas pode admitir outras proposições, inclusive utilizando-se da fusão de trechos com a alternativa 1A já apresentada, caso se julgue oportuno.

### 3.2.2 Detalhamento do corredor e da rota preferencial SE Fortaleza II – Dias Macedo C1 / C2 (alternativa 3A)

O corredor selecionado SE Fortaleza II – SE Dias Macedo foi elaborado com 2 km de largura e seu eixo possui aproximadamente 6,1 km de extensão. A largura do corredor foi baseada na disposição espacial das rotas preferenciais e variáveis das alternativas 1A e 3A elaboradas. Os dados da 2A não foram considerados para a delimitação do corredor, devido ao expressivo grau de complexidade e incertezas inerentes a essa proposta de caminamento.

A rota preferencial estudada com vistas a conectar as subestações Fortaleza II e Dias Macedo, correspondente à alternativa 3A, possui 7,2 km de extensão e variantes que, considerando a extensão máxima, não ultrapassam os 7,6 km.

#### 3.2.2.1 Infraestrutura e localização

O corredor localiza-se dentro da área urbana de Fortaleza e atravessa nove bairros nas Secretarias Executivas Regionais SER V e SER VI, conforme indica a Tabela 5 a seguir. As coordenadas das subestações no corredor são apresentadas na Tabela 6.

*Tabela 5 – Bairros atravessados pelo corredor SE Fortaleza II – SE Dias Macedo*

| UF | Município | Regional | Bairro               |
|----|-----------|----------|----------------------|
| CE | Fortaleza | SER V    | Prefeito José Valter |
|    |           |          | Itaperi              |
|    |           |          | Serrinha             |
|    |           | SER VI   | Passaré              |
|    |           |          | Parque dois irmãos   |
|    |           |          | Castelão             |
|    |           |          | Dias Macedo          |
|    |           |          | Boa vista            |
|    |           |          | Cajazeiras           |

Tabela 6 - Coordenadas das subestações em estudo

| Subestação   | Status    | Coordenadas |            | Município | Estado |
|--------------|-----------|-------------|------------|-----------|--------|
|              |           | Latitude    | Longitude  |           |        |
| Fortaleza II | Existente | 3°49'58"S   | 38°32'36"O | Fortaleza | CE     |
| Dias Macedo  | Planejada | 3°47'7"S    | 38°30'55"O |           |        |

Nota: as coordenadas da subestação planejada referem-se ao Local 1 (item 3.1). A confirmação ou não desse local deverá ser indicada no Relatório R3.

As linhas de transmissão existentes cruzam o corredor em sua porção sul, com destaque para a LT 230 kV Delmiro Gouveia - Fortaleza II C1/C2, que ocorre em ambas as extremidades. Em relação às vias urbanas de maior relevância, o corredor atravessa as avenidas Costa e Silva, Pedro Ramalho, Paulino Rocha e Senador Carlos Jereissati, enquanto as avenidas Juscelino Kubitscheck, Alberto Craveiro e Prudente Brasil apresentam paralelismos com o corredor.

A rota preferencial, por sua vez, inicia o seu percurso atravessando as vias secundárias de um grande empreendimento habitacional recém-construído até chegar à Av. Presidente Costa e Silva (reduzido trecho), seguindo pela avenida Saudade, rua Menor Jerônimo (reduzido trecho), avenidas Prudente Brasil, Heróis do Acre e Dr. Silas Munguba (reduzido trecho), ruas Fiscal Assis Saraiva e Antônio Ferreira, adentrando em vias secundárias do Condomínio Espiritual Uirapuru até a área em estudo para a implantação da SE Planejada Dias Macedo.

As vias urbanas selecionadas variam de uma a três faixas de rolamento, compreendendo ruas, avenidas e, até mesmo, vias não pavimentadas (exemplos na Figura 14).



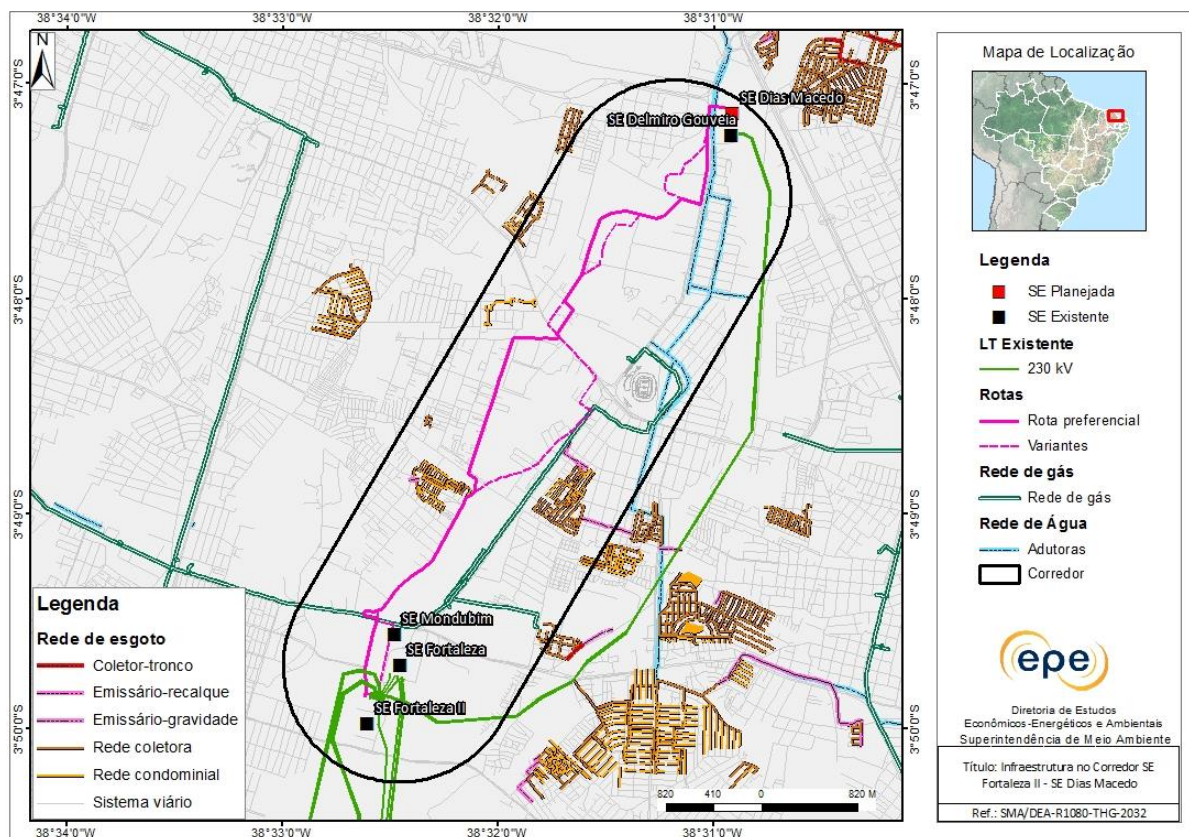
(Fonte: Google Earth - Street View, 2013)



Figura 14 – Trechos e aspectos de vias urbanas (rota preferencial)

No caso das tubulações de gás, água e esgoto de grande porte, a maior concentração encontra-se na porção leste, considerando o alinhamento do eixo do corredor (Figura 15). É

possível observar ainda na Figura 15 a baixa cobertura da rede de esgoto dentro da área do corredor e entorno, o que expressa a ampla utilização de fossas em parte da cidade<sup>5</sup>.



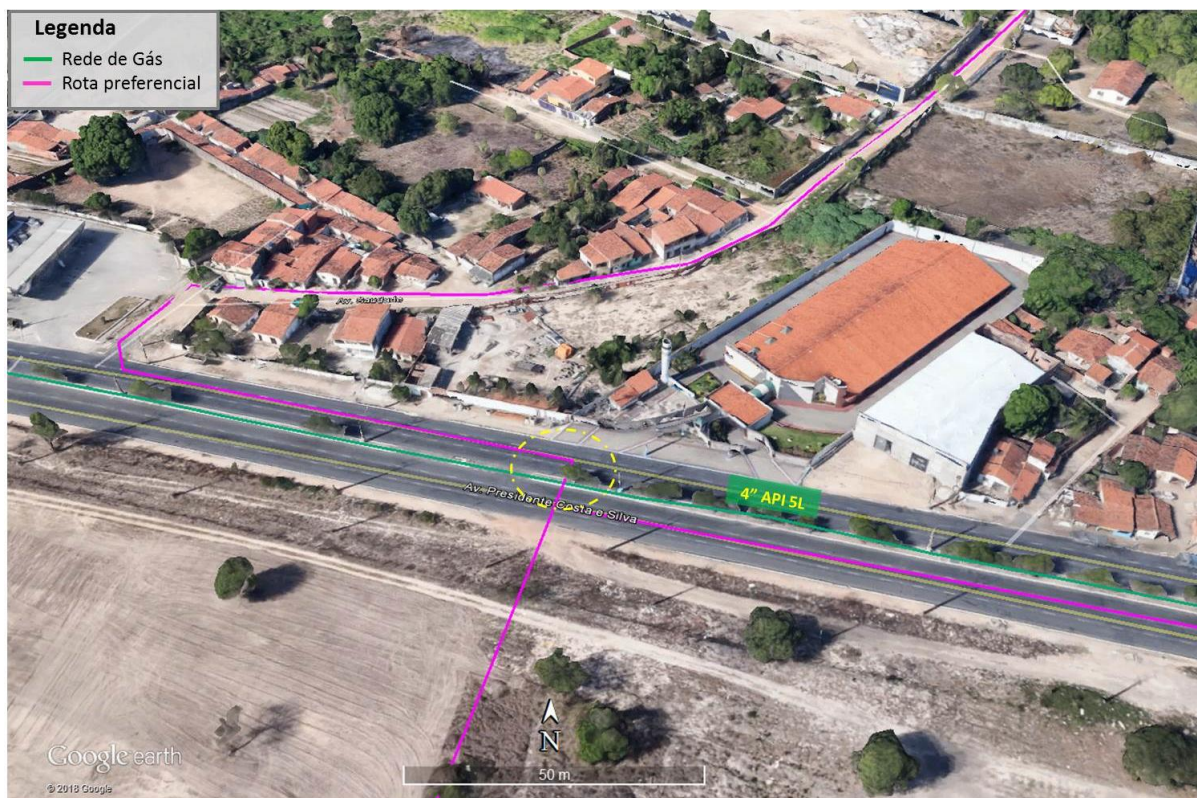
(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; ESRI-World Light Gray Canvas Base, 2017; Cegás, 2017; Cagece, 2017)

Figura 15 – Infraestrutura no Corredor SE Fortaleza II – SE Dias Macedo

A interferência da rota preferencial com a rede de distribuição de gás (baixa pressão) ocorre logo no início do percurso da Avenida Presidente Costa e Silva, demandando a necessidade de um cruzamento<sup>6</sup> e paralelismo com a tubulação de gás em trecho aproximado de 110 metros (Figura 16). Daí em diante, não há mais interferências da rota preferencial com a rede. A variante que segue pela avenida Saudade em direção à avenida Juscelino Kubitschek provavelmente resultaria em paralelismo (reduzido trecho) da rede, com possibilidade de cruzamentos.

<sup>5</sup> Segundo o Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (Ipece, 2016), a taxa de cobertura urbana de esgoto de Fortaleza correspondia a 58% no ano de 2015.

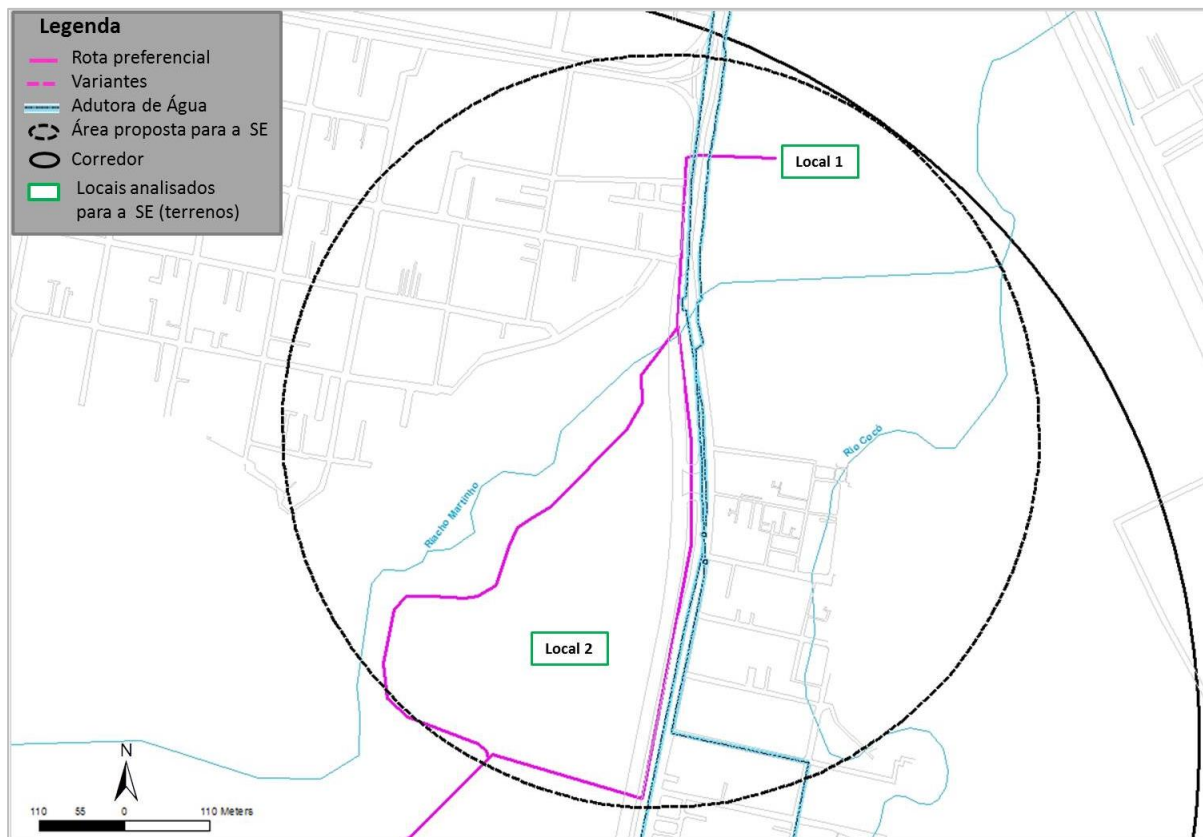
<sup>6</sup> Tubulação em aço de alta resistência (API 5L), de 4”.



(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; Google Earth-Construções 3D; Cegás, 2017)

*Figura 16 – Detalhe da interferência com a rede de gás*

O mapa da Cagece indica paralelismo com uma adutora dentro da área de estudo que pode variar de dezenas a centenas de metros, de acordo com o terreno a ser selecionado para instalação da Subestação. Há a possibilidade também de cruzamentos com a rede no caso do Local 1. As interferências relacionadas com a rede de esgoto não são relevantes no âmbito da proposta de rota preferencial e variantes.

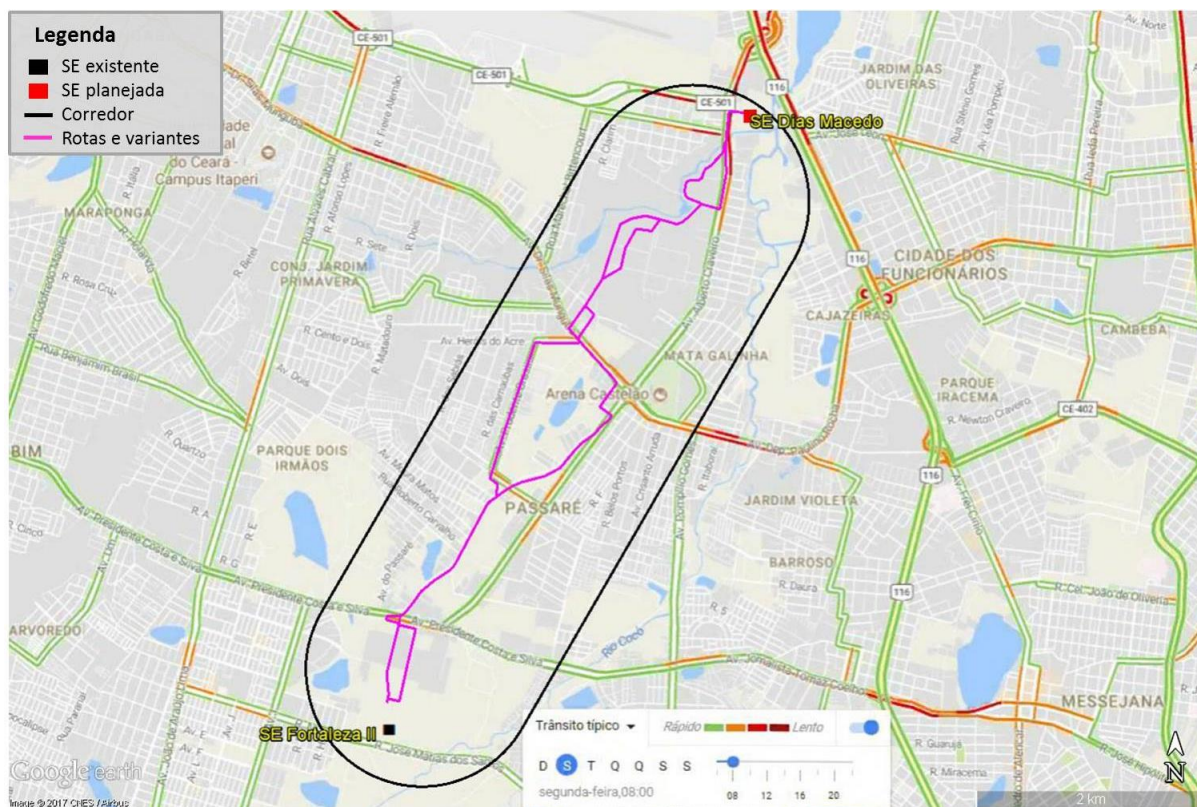


(Fonte: EPE, 2018; Cagece, 2017)

Figura 17 – Detalhe de interferência com adutora de água tratada - AAT

De acordo com as informações do mapa de trânsito do *Google Maps* (Figuras 18 e 19), a região do corredor não apresenta histórico de tráfego intenso de grande extensão (km). Há trechos moderados nas avenidas Juscelino Kubitschek, Deputado Paulino Rocha e Pedro Ramalho, e de moderado a lento próximo à SE Existente Delmiro Gouveia (avenida Alberto Craveiro).





(Fonte: EPE, 2018; Google Maps, 2017)

Figura 18 – Sistema viário e intensidade de trânsito típico no Corredor SE Fortaleza II – SE Dias Macedo

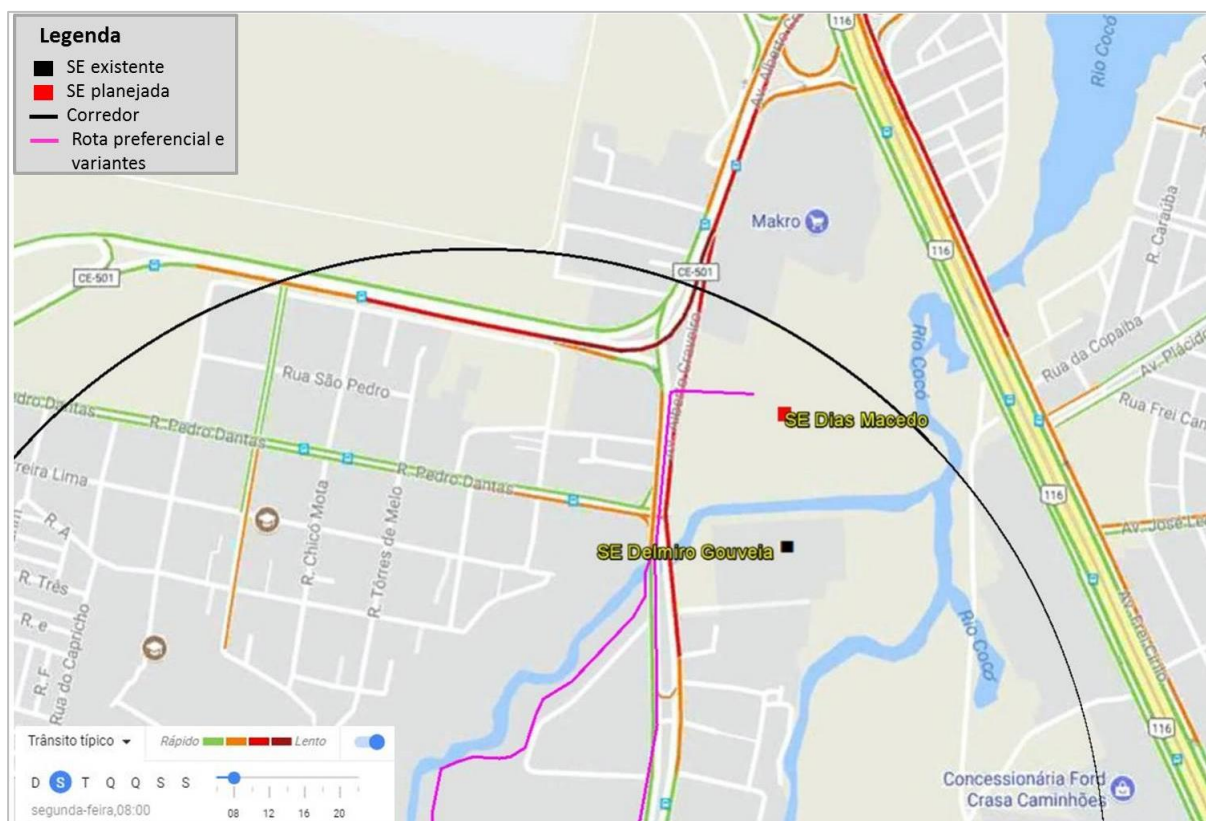
Para o caso da rota preferencial, tendo por balizadores os cenários de tráfego intenso simulados do *Google Maps* (segundas, às 08h00; e sextas, às 18h00), foram identificados quatro trechos mais críticos quanto à extensão e nível de tráfego (Tabela 7).

Tabela 7 – Trechos críticos de tráfego intenso em Fortaleza

| Nº | Início  | Fim   | Extensão (m) | Sentido          | Tráfego          | Cenário     |
|----|---|---|--------------|------------------|------------------|-------------|
| 1  | Av. Alberto Craveiro, 4278-4316 - Dias Macedo | Av. Alberto Craveiro, 226-282 - Dias Macedo | 900          | Periferia-Centro | Moderado a lento | Segunda, 8h |
| 2  | Av. Prudente Brasil, 801-825 - Passaré        | Av. Prudente Brasil, 71-77 - Passaré        | 850          | Periferia-Centro | Lento            | Sexta, 18h  |
| 3  | Av. da Saudade, 3643-3721 - Passaré           | Av. da Saudade, 3253-3257 - Passaré         | 500          | Periferia-Centro | Moderado         | Segunda, 8h |
| 4  | Av. Heróis do Acre, 50 - Passaré              | Av. Heróis do Acre, 341-349 - Passaré       | 400          | Centro-periferia | Moderado         | Sexta, 18h  |

(Fonte: Google Maps, agosto de 2017)

Como os dados contidos na ferramenta do *Google Maps* são fruto de estimativas e sofrem forte dinâmica, recomenda-se consultar dados e estudos da Autarquia Municipal de Trânsito e Cidadania (AMC) da Prefeitura de Fortaleza, entidade responsável pelo disciplinamento do tráfego em Fortaleza.



(Fonte: Aneel, 2018; Google Maps, 2018; EPE, 2018)

*Figura 19 – Detalhe de trecho crítico de tráfego moderado a lento*

No caso da sinuosidade, a rota preferencial sugerida alcançou um valor 18% maior em relação ao percurso em linha reta, com alguns trechos apresentando angulações mais fortes. As variantes estudadas minimizariam a travessia de vértices com ângulos bem acentuados para alguns trechos.

Não foram identificados VLTs, linhas férreas ou de metrô na área do corredor. Dois BRTs são interceptados pelo corredor: avenidas Alberto Craveiro e Paulino Rocha. Segundo informações do Portal da Transparência do Governo Federal, os BRTs ainda não estão operando, embora as estruturas de engenharia dos corredores já estejam finalizadas. Há uma ciclovia dentro do corredor na avenida Alberto Craveiro, a partir da Arena Castelão em direção ao Centro de Fortaleza. Importante ressaltar que a presença do Aeroporto Internacional de Fortaleza próximo à região de implantação da SE Dias Macedo não deve representar óbice, já que este estudo recomenda LT subterrânea.

### 3.2.2.2 Vegetação e uso do solo

As possíveis interferências com a vegetação existente na área do corredor podem ser consideradas baixas, tendo em vista que a proposta consiste na implantação de LT subterrânea em ambiente urbano. As escassas áreas verdes presentes no corredor

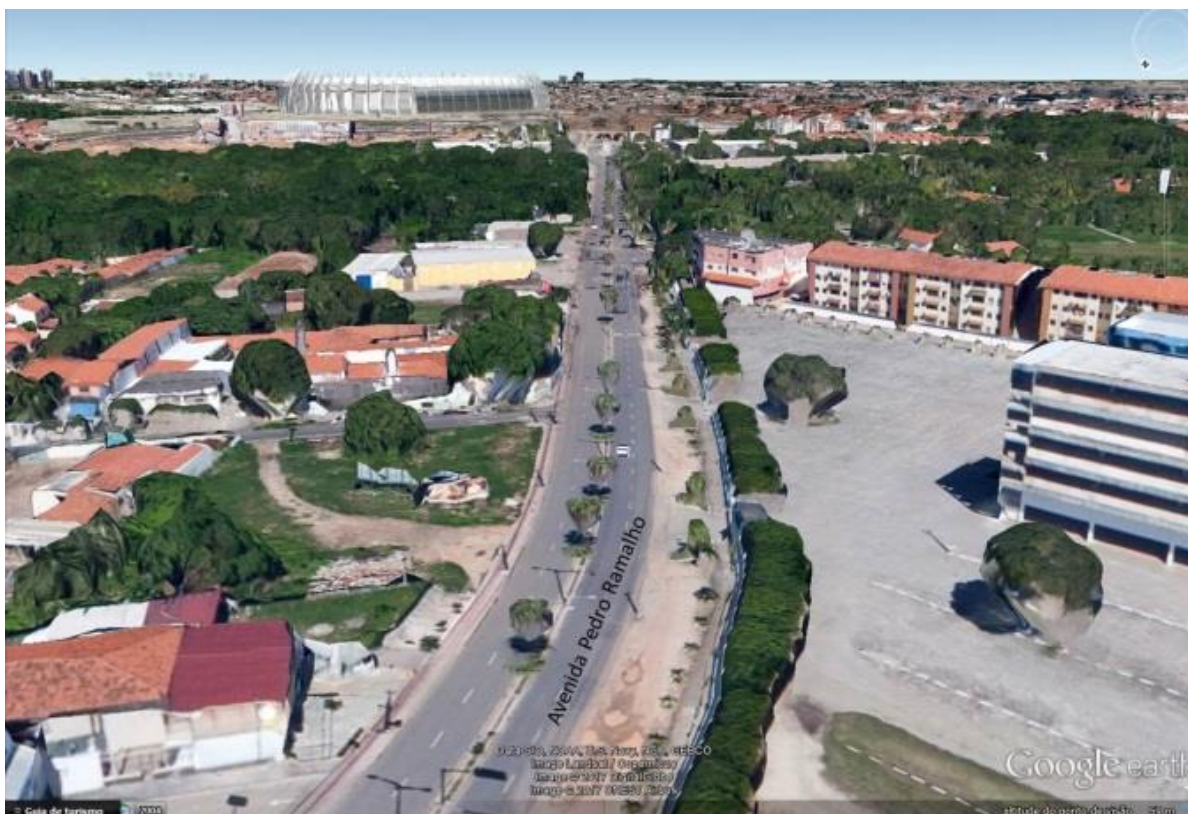
representam espaços de lazer ou equipamentos urbanos - como o Jardim Zoológico de Fortaleza Sargento Prata e o Cemitério Parque da Paz - ou não se encontram situadas sobre as prováveis rotas de interligação. A interferência com arborização em canteiros centrais e calçadas deve ser considerada mais relevante para o presente estudo, uma vez que a interligação entre as subestações muito provavelmente será norteadas pelas vias urbanas.

Para a identificação de indivíduos arbóreos na rota preferencial e variantes utilizaram-se imagens do *Google Earth Pro*, auxiliadas pelas ferramentas *Street View* e Construções em 3D. Os indivíduos arbóreos encontram-se dispostos em sua maioria nas calçadas. Não foi verificado adensamento de espécies de grande porte em vias estreitas, o que poderia aumentar a possibilidade de interferência com raízes de árvores. As avenidas Prudente Brasil (rota preferencial) e Pedro Ramalho (variante) possuem indivíduos no canteiro central (Figuras 20 e 21). No primeiro caso, correspondem a poucos indivíduos e bem espaçados, enquanto que na avenida Pedro Ramalho, palmeiras ocupam de forma ordenada o canteiro central e as calçadas.



(Fonte: Google Earth - Construções 3D)

*Figura 20 – Vista da arborização em trecho da rota preferencial*



(Fonte: Google Earth - Construções 3D)

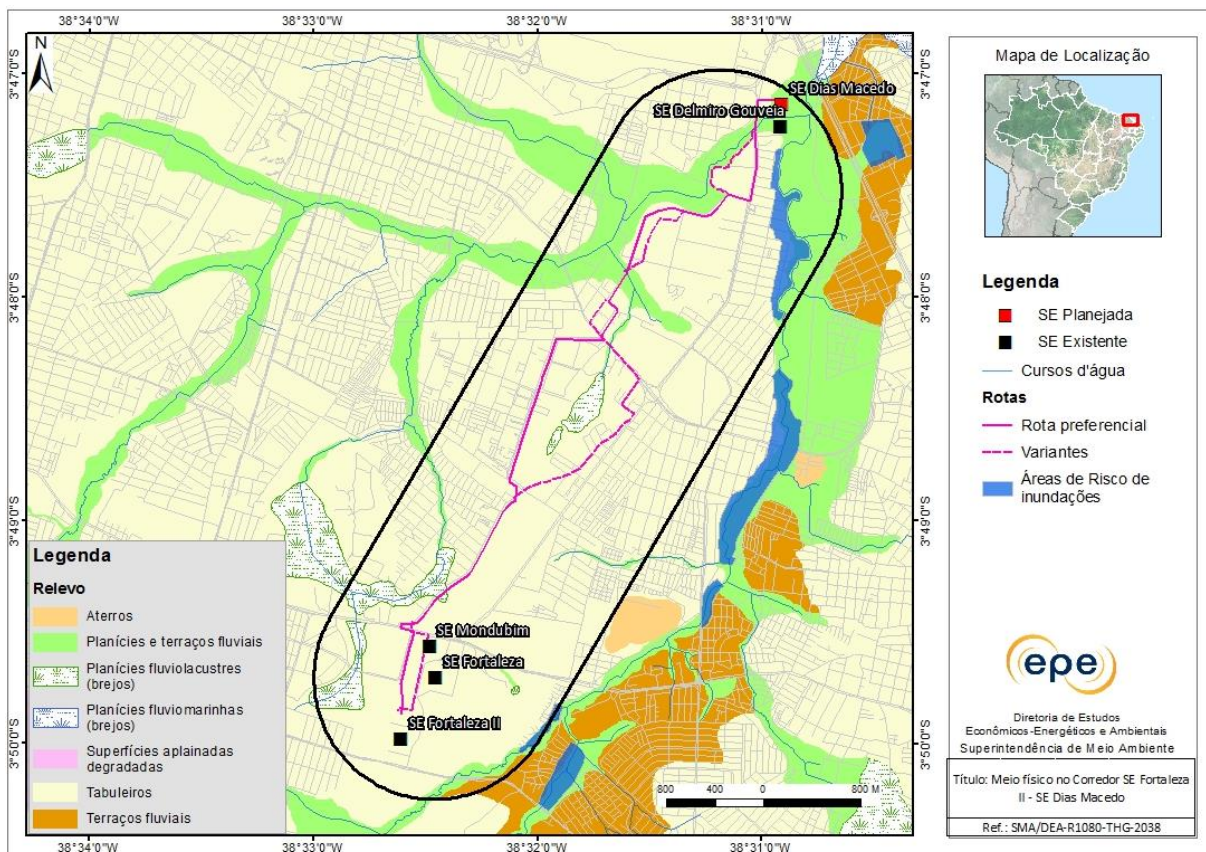
*Figura 21 – Vista da arborização em trecho de variante*

No tocante ao uso do solo urbano, as possibilidades de eventuais incompatibilidades com o Plano Diretor Municipal de Fortaleza tendem a ser mínimas, uma vez que o presente estudo indica a implantação de LT subterrânea para a conexão entre as subestações.

### 3.2.2.3 Meio físico

A geomorfologia do corredor indica predomínio de relevo do tipo tabuleiros com ocorrências relevantes de planícies, além de brejos. A topografia varia de plana a suave ondulada sobre sedimentos do Grupo Barreiras (ENb), além de depósitos aluvionares (Q2a) associados às bacias do rio Cocó e Riacho Martinho, que cruzam o corredor. Já as áreas de risco<sup>7</sup> de inundação mapeadas pela CPRM encontram-se nas extremidades do corredor (Figura 22).

<sup>7</sup> Cumpre registrar que o mapeamento de risco elaborado pela CPRM é realizado somente em áreas ocupadas. Nesse sentido, áreas não ocupadas próximas aos setores de risco identificados podem apresentar suscetibilidade a inundações.



(Fonte: Aneel, 2018; Open Street Map, 2018; CPRM, 2015; CPRM, 2012; EPE, 2018)

Figura 22 – Meio físico no Corredor Fortaleza II – SE Dias Macedo

A rota preferencial e variantes não interceptam áreas inundáveis; no entanto, as imagens de satélite indicam possibilidade de nível de água próximo à superfície no trecho da avenida Saudade adjacente ao Açude Walter P. Alencar (Figura 23) e nos limites do Condomínio Espiritual Uirapuru com a rua Antônio Ferreira.



(Fonte: Google Earth-Street View, 2013)

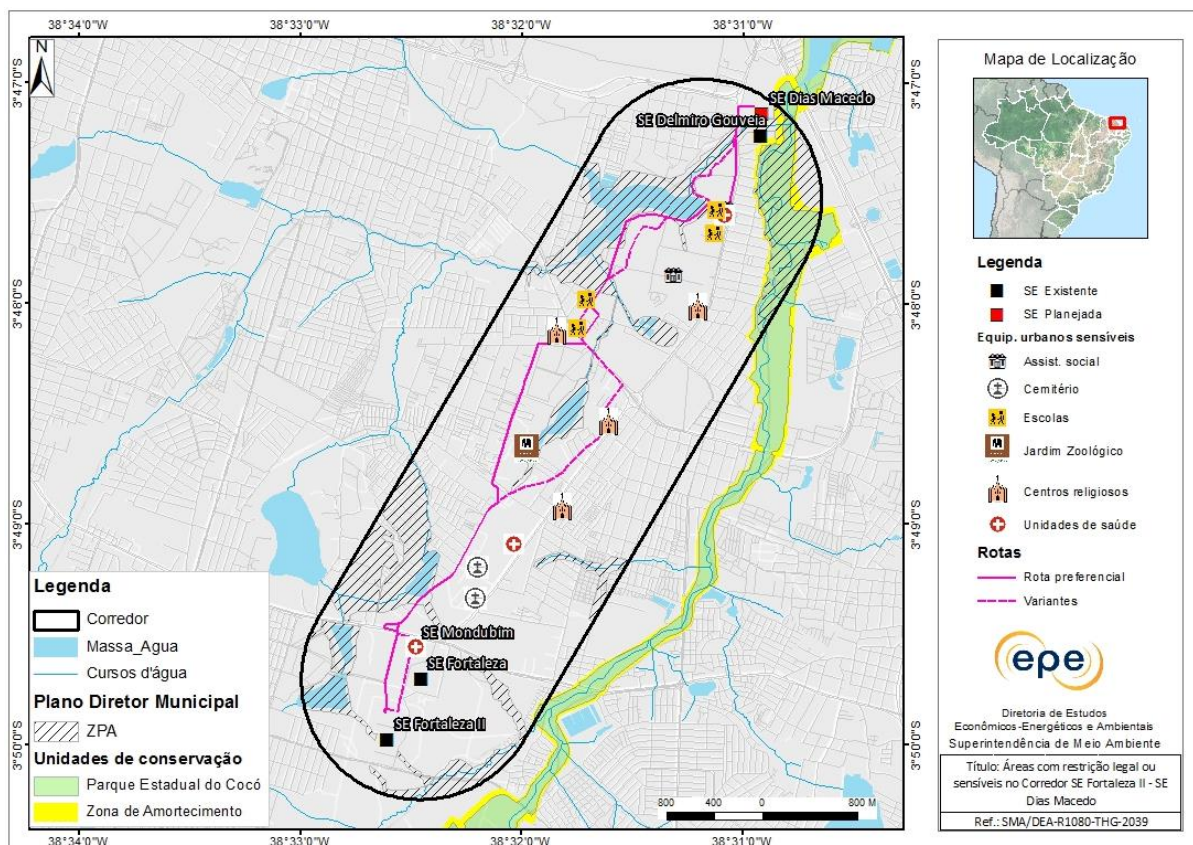
Figura 23 – Indícios de nível de água próximo da superfície (trecho da Av. da Saudade)

#### 3.2.2.4 Áreas com restrição legal ou sensíveis às obras de implantação da LT

Cumprir informar que não foram identificados sítios arqueológicos ou bens tombados na área de estudo, de acordo com as bases de dados consultadas.

O corredor abrange, na porção norte, o Parque Estadual (Parest) do Cocó, criado pelo Decreto Estadual 32.248/2017, bem como trechos da Zona de Proteção Ambiental 1 (ZPA 1), estabelecida no Plano Diretor Municipal (Figura 24). A rota em estudo e suas variantes não atingem o Parest; porém, atravessam um trecho de cerca de 200m de extensão da ZPA 1, onde a LT pode se implantar sob caminhos de terra já abertos.

Em relação às áreas sensíveis à fase de obras, constam na região do corredor, próximos à rota preferencial, um hospital, um posto de saúde, uma UPA, uma creche, dois centros de assistência social, quatro colégios e quatro igrejas, além de um cemitério e um jardim zoológico (Figura 24 e Tabela 8).



(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; Semace, 2017; PMF, 2017; Wikimapia, 2017; ESRI-World Light Gray Canvas Base, 2017; ICMBio, 2018)

Figura 24 – Áreas com restrição legal ou sensíveis às obras de implantação da LT no corredor SE Fortaleza II – SE Dias Macedo

Tabela 8 – Áreas sensíveis às obras de implantação da LT na área em estudo

| Área           | Unidade              | Nome                                      | Percurso                 | Localização                                    |
|----------------|----------------------|---|--------------------------|--|
| Saúde          | UPA                  | José Walter                               | Variante                 | Av. Presidente Costa e Silva, 4427 - Mondubim  |
| Saúde          | Hospital             | Sarah Kubitschek                          | <b>Rota preferencial</b> | Av. Pres. Juscelino Kubitschek, 4500 - Passaré |
| Religião       | Igreja               | Capela de São Joaquim                     | Variante                 | Av. Pres. Juscelino Kubitschek, 3274 - Passaré |
| Religião       | Templo               | Assembleia de Deus Canaã                  | <b>Rota preferencial</b> | Av. Dr. Silas Munguba, 5454 - Passaré          |
| Educação       | Creche               | Creche Escola Avançar                     | Variante                 | Av. Dr. Silas Munguba, 5455 - Castelão         |
| Educação       | Escola               | Professora Maria Stella Cochrane Santiago | <b>Rota preferencial</b> | R. Antônio Farias, 121 - Castelão              |
| Assist. Social | Centro de Referência | Condomínio Espiritual Uirapuru (CEU)      | <b>Rota preferencial</b> | Av. Alberto Craveiro, 2222 - Castelão          |
| Educação       | Escola               | Escola Odilon Braveza                     | <b>Rota preferencial</b> | Av. Alberto Craveiro, 4243-4275 - Dias Macedo  |
| Assist. Social | Centro de Referência | Castelão                                  | <b>Rota preferencial</b> | Av. Alberto Craveiro, 1480A - Dias Macedo      |

### 3.2.2.5 Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada quando da elaboração do referido relatório:

- Obter informações atualizadas da rede de distribuição de gás da cidade de Fortaleza junto à Companhia de Gás do Ceará (Cegás).
- Obter informações atualizadas da rede de água e esgoto da cidade de Fortaleza junto à Companhia de Água e Esgoto do Ceará (Cagece).
- Obter informações sobre o trânsito da cidade com a Autarquia Municipal de Trânsito e Cidadania – AMC, responsável pelo disciplinamento do tráfego em Fortaleza.
- Consultar a Prefeitura sobre a existência de planos de arborização e avaliar as possíveis interferências com a implantação da futura LT.
- Identificar os equipamentos urbanos existentes próximos à diretriz elaborada.
- Identificar em campo a existência de obras em andamento na região em estudo que possam influenciar a definição da diretriz.
- Consultar a Prefeitura e Governo do Estado sobre previsão de obras lineares futuras que possam interferir na implantação da LT subterrânea, tais como implantação de VLTs, BRTs, ciclovias, obras de macrodrenagem urbana, expansão de linhas de metrô e de vias urbanas.
- Avaliar a possibilidade de filmar o caminhamento da diretriz elaborada, em veículo automotor, em horários representativos de tráfego intenso (segunda-feira, às 08h00; sexta, às 18h00) por meio de câmera de filmagem com resolução mínima de VGA, nos formatos .mp4. ou .avi.
- Consultar a Prefeitura, o Governo do Estado e instituições de ensino e pesquisa sobre a existência de informações ou estudos relacionados a condições físico-químicas do solo da região em estudo, bem como ao nível freático próximo à diretriz elaborada.



## 4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>. Acesso em: setembro de 2018.

Cegás. Companhia de Gás do Ceará. Rede de Distribuição de Gás. Disponível em: <http://www.cegas.com.br>

Coelce. Companhia Energética do Ceará. Traçado georreferenciado de trecho da rede de distribuição de energia. Mensagem eletrônica recebida em 20 de junho de 2017.

Cagece. Companhia de Água e Esgoto do Ceará. Trecho de rede de água e esgoto da cidade de Fortaleza. Mensagem eletrônica recebida em 17 de agosto de 2017.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. Setorização de áreas de alto e muito alto risco a movimentos de massas e enchentes, 2012. Disponível em: <http://geowebapp.cprm.gov.br/Riscos/>. Acesso em julho de 2017.

CPRM. Carta de Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundação. Município de Fortaleza. Disponível em: <https://sisgeo.cprm.gov.br/geoengenharia/>, 2015. Acesso em julho de 2017.

Decea. Departamento de controle do Espaço Aéreo – Comando da Aeronáutica. AGA - Portal de Aeródromos. Disponível em: <http://servicos.decea.gov.br/aga/index.cfm>. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - WebMap EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: julho de 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. EPE-DEE-RE-001/2005 - Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica, 2005.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. EPE-DEA-25/2014. Termo de Referência para Elaboração de “Relatório de Definição da Diretriz e Análise Socioambiental – Relatório R3” para Linhas de Transmissão e Subestações, 2014.

ESRI. Arcgis Desktop 10.4. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso de junho de 2017 a setembro de 2018.

Google Earth-Mapas. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps>. Acesso de julho de 2017 a novembro de 2018.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br) Acesso em: novembro de 2017.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Pesquisa de Informações Básicas Municipais, 2012. Disponível em: <http://munic.ibge.gov.br/index.php?periodo=2012>. Acesso em: Março de 2016.

Inovatec. Apresentação: Operação de Linhas de Transmissão Subterrâneas. Palestrante - Julio Cesar Ramos Lopes, 3º Fórum sobre centros de Operação e Controles das Empresas de Energia Elétricas, abril de 2014.

Ipece. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará, 2016. Perfil Básico Municipal de Fortaleza, 2016. Disponível em: [www.ipece.ce.gov.br](http://www.ipece.ce.gov.br). Acesso em setembro de 2017.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: [http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/shapefile\\_cnsa\\_2018.zip](http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/shapefile_cnsa_2018.zip). Acesso em: outubro de 2018.

MATEUS, L. P. A. Projeto de Linha Subterrânea de Alta Tensão Subestação Maia – Subestação Gueifães. 2016. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Tecnologia, Universidade do Porto, Porto. 2016.

Ministério das Cidades / Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT). Mapeamento de Riscos em Encostas e Margem de Rios. CARVALHO, C. S., MACEDO, E. S. e OGURA, A. T., (orgs). Brasília, 2007.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2017. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em setembro de 2018.

National Grid. Undergrounding high voltage electricity transmission lines – The technical issues. Issue 4 (2015). Disponível em: [www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents](http://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents). Acesso em dezembro de 2018.

OLIVEIRA, F. G. Estudo de Instalações de Linhas Subterrâneas de Alta Tensão com Relação a Campos Magnéticos. 2010. 135 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2010.

OpenStreetMap. Disponível em: <http://download.geofabrik.de/south-america/brazil.html>. Acesso em julho de 2018.

Prefeitura de Fortaleza. Plano Diretor Municipal de Fortaleza (2009). Disponível em: <https://urbanismoemeioambiente.fortaleza.ce.gov.br/urbanismo-e-meio-ambiente/124-plano-diretor-de-fortaleza>. Acesso em julho de 2017.

Prefeitura de Fortaleza. Dados geoespaciais diversos de Fortaleza. Disponível em: <http://dados.fortaleza.ce.gov.br/catalogo/dataset>. Acesso em julho de 2017.

Prefeitura de Fortaleza. Fortaleza em mapas. Disponível em: <http://mapas.fortaleza.ce.gov.br/#/>. Acesso em julho de 2017.

Public Service Commission of Wisconsin. Underground Electric Transmission Lines. Disponível em <http://psc.wi.gov/thelibrary/publications/electric/electric11.pdf>. Acesso em: outubro de 2016.

Wikimapia. Feições mapeadas e cadastradas em imagens de satélite. Disponível em: <http://wikimapia.org/>. Acesso de julho a setembro de 2017.

## APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 230/138 KV DIAS MACEDO – RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

| SE 230/138 kV Dias Macedo  |  |
|--|--|
| <b>Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1</b>  |  |
| <b>Responsável pelo preenchimento:</b>   |  |
| <b>Contato do Responsável:</b>   |  |
| <b>Data:</b>   |  |
| <b>Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1</b>   |  |
| No caso de localização da SE Dias Macedo em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):   |  |
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Dias Macedo no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização.</li> <li>2. Coordenadas da localização proposta para a SE Dias Macedo:</li> <li>3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação</li> </ol>                  |  |
| <b>Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1</b>  |  |
|  |  |
| <b>Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3</b>   |  |
| Recomendações do R1  | Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar. |
| 1. Considerar as dimensões da Subestação Dias Macedo estimadas pela STE/EPE - 14.850m <sup>2</sup> (135m x 110m).  |  |
| 2. Entrar em contato com a Prefeitura Fortaleza para obter informações atualizadas sobre eventuais restrições na região proposta para a implantação da Subestação, no âmbito do Plano Diretor Municipal.   |  |
| 3. Obter maiores informações com a Prefeitura sobre a possibilidade de conjuntos habitacionais, áreas de lazer, praças ou empreendimentos diversos previstos na área de estudo.  |  |
| 4. Avaliar as possíveis interferências da localização da SE Dias Macedo sobre o Plano Básico de Zona de Proteção do Aeroporto Internacional de Fortaleza Pinto Martins, conforme Instrução do Comando da Aeronáutica 63-19, que define os critérios de análise técnica da área de aeródromos e cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de |  |

|  |  |
|--|--|
| Controle do Espaço Aéreo, de 13 de julho de 2015.  |  |
| 5. Avaliar a possibilidade de realizar sobrevoo de <i>drone</i> nos locais estudados para a implantação da SE.   |  |
| 6. Consultar o órgão ambiental competente sobre eventuais óbices ou passivos ambientais na região proposta para a implantação da subestação planejada.   |  |
| 7. Obter maiores informações junto à prefeitura sobre a situação fundiária dos terrenos (locais 1 e 2) indicados para a implantação da subestação Dias Macedo, considerando a identificação dos proprietários, previsão de investimentos imobiliários, custo por m <sup>2</sup> na área e outros itens que forem julgados como relevantes. |  |

## APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LT 230 KV FORTALEZA II – DIAS MACEDO – RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

| LT 230 kV Fortaleza II – Dias Macedo   |  |
|--|--|
| <b>Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1</b>   |  |
| <b>Responsável pelo preenchimento:</b>   |  |
| <b>Contato do Responsável:</b>   |  |
| <b>Data:</b>   |  |
| Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1  |  |
| Extensão da rota preferencial (R1): 7,2 km   | Extensão da diretriz da LT (R3):                 |
| Variação da extensão e principal(ais) motivos:   |  |
| A diretriz está inteiramente inserida no corredor?   |  |
| No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:  |  |
| 1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz.<br>2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i> ). |  |
| Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1   |  |
|  |  |
| Recomendações do R1 e atendimento no R3  |  |
| Recomendações do R1  | Foi atendida a recomendação? Se não, justificar. |
| 1. Obter informações atualizadas da rede de distribuição de gás da Cidade de Fortaleza junto à Companhia de Gás do Ceará (Cegás).  |  |
| 2. Obter informações atualizadas da rede de água e esgoto da Cidade de Fortaleza junto à Companhia de Água e Esgoto do Ceará (Cagece).   |  |
| 3. Obter maiores informações sobre o trânsito da Cidade com a Autarquia Municipal de Trânsito e Cidadania – AMC, responsável pelo disciplinamento do tráfego em Fortaleza.   |  |
| 4. Consultar a Prefeitura sobre a existência de planos de arborização e avaliar as possíveis interferências.   |  |
| 5. Identificar os equipamentos urbanos existentes próximos à diretriz elaborada.   |  |
| 6. Identificar em campo a existência de obras em andamento na região em estudo que possam influenciar a definição da diretriz.   |  |

|  |  |
|--|--|
| 7. Consultar a Prefeitura e Governo do Estado sobre previsão de obras lineares futuras que possam interferir na implantação da LT subterrânea, tais como implantação de VLTs, BRTs, ciclovias, obras de macrodrenagem urbana, expansão de linhas de metrô e de vias urbanas.       |  |
| 8. Avaliar a possibilidade de filmar o caminhamento da diretriz elaborada, em veículo automotor, em horários representativos de tráfego intenso (segunda-feira, às 08h00; sexta, às 18h00) por meio de câmera de filmagem com resolução mínima de VGA, nos formatos .mp4. ou .avi. |  |
| 9. Consultar a Prefeitura, o Governo do Estado e instituições de ensino e pesquisa sobre a existência de informações ou estudos relacionados a condições físico-químicas do solo da região de estudo, bem como ao nível freático próximo à diretriz elaborada.                     |  |

## APÊNDICE C - DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DO RELATÓRIO R3 DA SE DIAS MACEDO E DA LT SUBTERRÂNEA FORTALEZA II – DIAS MACEDO

### Roteiro sugerido para a elaboração do documento R3

- 1 INTRODUÇÃO
- 2 DESENVOLVIMENTO DOS TRABALHOS
- 3 CRITÉRIOS NORTEADORES DO DELINEAMENTO DA DIRETRIZ
- 4 CARACTERIZAÇÃO DA DIRETRIZ
  - 4.1 LEVANTAMENTO DE DADOS
  - 4.2 INFRAESTRUTURA E LOCALIZAÇÃO
    - LOCALIZAÇÃO DA DIRETRIZ
    - INFRAESTRUTURA SUBTERRÂNEA EXISTENTE
    - TRÁFEGO E SISTEMAS DE TRANSPORTE URBANO
  - 4.3 VEGETAÇÃO E USO DO SOLO
    - ARBORIZAÇÃO URBANA
    - USO E OCUPAÇÃO DO SOLO
  - 4.4 MEIO FÍSICO
    - REGIME DE CHUVAS
    - SOLOS
    - HIDROGRAFIA E ÁREAS SUJEITAS A ALAGAMENTOS OU INUNDAÇÕES
  - 4.5 ÁREAS COM RESTRIÇÕES LEGAIS E SENSÍVEIS
    - ÁREAS PROTEGIDAS PARA CONSERVAÇÃO DA NATUREZA
    - POPULAÇÕES TRADICIONAIS, PATRIMÔNIO ARQUEOLÓGICOS, HISTÓRICO CULTURAL E NATURAL
    - ÁREAS SENSÍVEIS
    - RUÍDO E MATERIAL PARTICULADO
- 5 DEFINIÇÃO DA DIRETRIZ
  - 5.1 DESENVOLVIMENTO DO TRAÇADO
- 6 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO
  - 6.1 CRITÉRIOS NORTEADORES PARA DEFINIÇÃO DO LOCAL DA SUBESTAÇÃO
  - 6.2 ANÁLISE DE ALTERNATIVAS E SELEÇÃO DO LOCAL DA SUBESTAÇÃO
- 7 CONCLUSÃO
- 8 BIBLIOGRAFIA
- 9 EQUIPE TÉCNICA
- 10 MODELO DE FICHA-RESUMO DE LINHA DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEA
- 11 MODELO DE FICHA-RESUMO DE SUBESTAÇÃO
- 12 RELATÓRIO FOTOGRÁFICO
- 13 CADERNO DE MAPAS PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO



## Apresentação

Este documento estabelece orientações de conteúdo e critérios para elaboração do “Relatório de Definição da Diretriz e Análise Socioambiental – Relatório R3”, que apresentará a diretriz preferencial para a Linha de Transmissão Subterrânea (LTSUB), no âmbito do Estudo de Atendimento da Região Metropolitana (RM) de Fortaleza, a ser considerada no processo de licitação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O relatório contemplará também caracterização socioambiental das áreas atravessadas pela futura LTSUB.

Os itens que se seguem apresentam o conteúdo mínimo recomendado para o Relatório R3, amparados pelo arcabouço legal vigente, sem prejuízo das leis e normas estaduais e municipais pertinentes. O Item 10 consiste na ficha-resumo da linha de transmissão subterrânea. O Item 11 consiste na ficha-resumo da subestação de energia. As diretrizes para elaboração do Relatório Fotográfico estão descritas no Item 12. As especificações do Caderno de Mapas estão descritas no Item 13.

## 1. Introdução

Fazer referência ao Relatório R1 relacionado ao empreendimento a ser detalhado no Relatório R3.

Apresentar justificativa técnica sobre a necessidade da interligação e para a proposição da linha de transmissão subterrânea, referenciando o Relatório R1.

Descrever o empreendimento, com breve apresentação das características técnicas da linha de transmissão (tensão, número de circuitos, estimativa da quantidade e dimensões das caixas de emenda, estimativa dos métodos e materiais construtivos).

Apresentar figura neste item o corredor, as rotas estudadas no Relatório R1 e a diretriz mais viável delineada no Relatório R3. A figura deve apresentar limites político-administrativos municipais, regiões administrativas, malha viária e hidrografia.

Ressalta-se que a diretriz elaborada pelo Relatório R3 poderá ser traçada em regiões fora dos limites do corredor proposto no Relatório R1, quando for verificada a necessidade, apresentando-se justificativa na *Planilha-Síntese de Comparação do Relatório R3 com o R1* (Apêndice B).

## 2. Desenvolvimento dos Trabalhos

Descrever resumidamente como foram desenvolvidos os trabalhos, o levantamento de dados primários e secundários, os recursos e a logística utilizados, além dos procedimentos metodológicos adotados.

Utilizar informações e dados secundários a serem obtidos em órgãos oficiais, universidades e demais instituições que produzem conhecimento. Essas informações e dados deverão ser complementados por informações levantadas na inspeção terrestre ao longo das alternativas de diretriz, imagens de satélite e fotos aéreas. Deve ser dado destaque a forma de obtenção das informações relativas à infraestrutura subterrânea existente.

## 3. Critérios Norteadores do Delineamento da Diretriz

Para definição da diretriz devem ser analisados os principais temas descritos no item 4 deste documento e as observações realizadas em campo. Deve também ser observado o conjunto de critérios apresentados a seguir e as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) aplicáveis a projetos de linhas de transmissão.

O desenvolvimento da diretriz da interligação SE Fortaleza II – SE Dias Macedo deve considerar os elementos que se seguem, optando pelo seu desvio, quando possível:

- Vias com histórico de tráfego intenso;
- Redes de gás de alta e baixa pressão;
- Tubulações de água e esgoto de maior porte ou relevância, como adutoras, interceptores de esgoto, emissários e coletores-tronco;
- Unidades de conservação e demais áreas protegidas;
- Sítios paleontológicos, arqueológicos e bens culturais acutelados;
- Estações de Tratamento de Esgoto - ETE e Estações de Tratamento de Água – ETA; e
- Hospitais, postos de saúde, UPAs.

## 4. Caracterização Da Diretriz

Deve ser realizada uma análise comparativa entre a diretriz proposta e as rotas sugeridas no Relatório R1, a fim de esclarecer os critérios e os benefícios da elaboração do traçado.

## 4.1. Levantamento de Dados

Descrição da metodologia utilizada para os levantamentos, mapeamentos e análises socioambientais.

Cabe destacar a importância de não se transcrever manuais técnicos, como os do IBGE de vegetação, geomorfologia e pedologia, entre outros temas. Sempre que pertinente, fazer referência a esses manuais.

## 4.2. Infraestrutura e localização

### 4.2.1. Localização da diretriz

Deverão ser indicadas as áreas atravessadas pela diretriz, conforme tabela a seguir.

*Tabela 9 - Itinerário da diretriz*

| Município | Bairro | Logradouro | Tipo de via* | Extensão (em cada logradouro) |
|-----------|--------|------------|--------------|-------------------------------|
|           |        |            |              |                               |

\*Transito rápido, arterial, coletora ou local, conforme classificação do DETRAN.

### 4.2.2. Infraestrutura subterrânea existente

Consultar órgãos e entidades do Município e do governo do estado, a fim de obter dados de infraestrutura subterrânea, tais como rede de gás, rede de água, rede de esgoto, linhas de distribuição subterrâneas, dentre outros.

Apresentar mapas (Item 13) com a infraestrutura subterrânea existente, contemplando a rede de gás, rede de água, rede de esgoto, sistema de drenagem (galerias, postos de visita), linhas de transmissão e distribuição subterrâneas existentes, oleodutos/gasodutos, dentre outros.

### 4.2.3. Tráfego e Sistemas de Transporte Urbano

Consultar a Secretarias de Transportes, companhias responsáveis pela engenharia de tráfego ou órgãos similares sobre histórico do trânsito na região e diretrizes para a minimização do impacto no tráfego durante a fase construtiva.

Apresentar informações sobre o volume de tráfego de veículos na região de estudo, considerando o horário de pico, indicando os potenciais impactos gerados com a implantação do empreendimento. Apresentar de maneira sucinta os sistemas de transporte urbano existentes na região (BRTs, metrô, trem metropolitano, corredores exclusivos, ciclovias, etc.) e estimar a influência da diretriz na operação de cada um durante o processo construtivo.

Apresentar Mapa de Sistema de Transporte e Tráfego, conforme Item 13.

### **4.3. Vegetação e uso do solo**

#### **4.3.1. Arborização urbana**

Apresentar caracterização sucinta da arborização urbana nas proximidades das alternativas de diretriz, identificando áreas de maior densidade, com base em informações disponibilizadas pela Prefeitura de Fortaleza, imagens de satélite de alta resolução e dados de campo.

#### **4.3.2. Uso e Ocupação do Solo**

Apresentar grau de urbanização e densidade demográfica das áreas atravessadas pelas alternativas de diretriz, com base em dados secundários.

Descrever sucintamente o padrão de uso e ocupação do solo na região atravessada pela diretriz.

Apresentar a diretriz junto ao mapa de zoneamento definido no Plano Diretor de Fortaleza, conforme Item 13.

### **4.4. Meio Físico**

#### **4.4.1. Regime de chuvas**

Apresentar de forma sucinta o regime de chuvas, com base em dados históricos da região de estudo.

#### **4.4.2. Solos**

Caracterizar sucintamente os solos presentes nas proximidades da diretriz, apresentando o percentual de ocorrência de classes com foco na identificação de áreas úmidas, solos rasos e afloramentos rochosos.

Pesquisar junto à Prefeitura, às instituições de ensino e pesquisa situadas na RM de Fortaleza e concessionárias das rodovias sobre a existência de informações relacionadas aos aspectos do solo, com foco na resistividade térmica, fração gasosa, teor de umidade, teor de matéria orgânica e teor de quartzo, visto que influenciam a definição de tecnologia a ser utilizada e custos envolvidos.

Avaliar necessidade de utilização de métodos diretos de sondagem de baixo custo, como tradagem, para obtenção ou ratificação de informações sobre os solos ao longo da diretriz.

Consultar a Prefeitura e o Governo do Estado sobre a existência de relatórios de sondagem SPT e respectiva planta de locação de furos, além de outros eventuais ensaios geotécnicos resultantes de obras viárias executadas ao longo ou próximos à diretriz elaborada.

Apresentar mapa de solos, conforme Item 13.

#### **4.4.3. Hidrografia e áreas sujeitas a alagamentos ou inundações**

Identificar, em forma de tabela, os corpos d'água interceptados pelas alternativas de diretriz.

Verificar a existência de áreas alagáveis ou inundáveis interceptadas pela diretriz elaborada, tendo por base a carta de suscetibilidade e o mapa de risco de Fortaleza produzidos pela CPRM/MME, mediante validação, se possível, da Defesa Civil Municipal de Fortaleza, por meio de entrevista ou comunicação formal.

Considerar a utilização de métodos diretos, tal como a instalação de piezômetro, para avaliar a profundidade do lençol freático, nas proximidades das alternativas de diretriz. Na impossibilidade de execução dos serviços referidos, pesquisar dados e informações sobre a profundidade do lençol freático junto à Prefeitura, às instituições de ensino e pesquisa situadas na RM de Fortaleza e concessionárias das rodovias.

### **4.5. Áreas com restrições legais e sensíveis**

#### **4.5.1. Áreas Protegidas para Conservação da Natureza**

Identificar e localizar as unidades de conservação interceptadas pela diretriz, especificando o grupo e categoria, bem como o âmbito administrativo (federal, estadual ou municipal).

Realizar levantamento dos planos de manejo das unidades de conservação, de forma a identificar as zonas de amortecimento e as zonas com restrição de uso. No caso de inexistência do plano de manejo, delimitar a área do entorno da UC com 3 km a partir dos seus limites, conforme estipulado pela Resolução Conama nº 428/2010, ou outro limite segundo a legislação pertinente.

Identificar e localizar as áreas de preservação permanente interceptadas pelas alternativas de diretriz, conforme Lei nº 12.651/2015).

#### 4.5.2. Populações Tradicionais, patrimônio arqueológicos, histórico cultural e natural

Investigar a existência de comunidades tradicionais (quilombolas, indígenas, etc.) interceptadas pelas alternativas de diretriz e, caso existam, caracterizá-las de maneira sucinta, dando enfoque para situação legal das terras e eventuais conflitos associados a essas áreas.

Identificar áreas de valor histórico, cultural e arqueológico interceptadas pela diretriz (disponíveis no site do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional - Iphan), e verificar eventuais restrições legais associadas a essas áreas.

Consultar a Prefeitura de Fortaleza sobre eventuais interferências da diretriz em áreas tombadas.

#### 4.5.3. Áreas sensíveis às obras de implantação da LT

Apresentar mapa considerando, no mínimo, as seguintes unidades de saúde (hospitais, UPAs, postos de saúde), de educação (escolas, faculdades) e religiosas (templos, igrejas, centros espíritas, terreiros), conforme Item 15.

#### 4.5.4. Ruído e Material Particulado

Identificar possíveis restrições em relação aos níveis de ruídos e materiais particulados gerados durante a implantação do empreendimento. Consultar regulamentos existentes sobre os temas (leis, decretos, plano diretor, etc.).

## 5. Definição da Diretriz

### 5.1. Desenvolvimento do traçado

Apresentar os critérios utilizados para o desenvolvimento do traçado, tais como *menor caminho, desvio de corpos hídricos e de áreas alagáveis, afastamento de vias com maior volume de tráfego de veículos, menor interferência em infraestrutura subterrânea, distanciamento de áreas sensíveis*, dentre outros. A diretriz elaborada deve ser comparada sucintamente com as rotas desenvolvidas no Relatório R1, de forma que se justifique como a proposta mais vantajosa, do ponto de vista socioambiental e econômico.

## 6. Caracterização da Área da Subestação

Resumir de forma sucinta as principais dificuldades identificadas para a implantação do empreendimento.

## 6.1. Critérios Norteadores para Definição do Local da Subestação

A localização das novas subestações deve levar em conta, além dos requisitos elétricos do Sistema de Transmissão, a existência de infraestrutura necessária à construção, operação e manutenção da subestação. Devem ser consideradas também, as possíveis ampliações futuras da subestação, eventualmente indicadas no respectivo Relatório R1.

Os critérios apontados no item 3 devem ser utilizados para a definição da área para implantação da subestação, sobretudo a facilidade de acesso e a topografia dos terrenos, assim como eventuais restrições do zoneamento municipal à implantação de subestações.

A equipe do Relatório R3 deverá interagir com a equipe do Relatório R4, para compatibilizar a localização da entrada/saída de LTs na futura subestação com o layout da subestação previsto no R4.

Considerar, tanto na definição da localização da subestação (R3) quanto no seu arranjo (R4), a possível rota de chegada de linhas futuras, de forma a evitar cruzamentos na saída da subestação.

## 6.2. Análise de Alternativas e Seleção do Local da Subestação

As alternativas de localização de subestação deverão, prioritariamente, estar na área de estudo (*buffer*) delimitada no Relatório R1. No caso em que forem apontadas alternativas locais no Relatório R1, as mesmas devem ser vistoriadas e consideradas dentre as alternativas no Relatório R3.

Para as alternativas, considerar terrenos com as dimensões (m<sup>2</sup>) apresentadas no Relatório R1.

Analisar a ocupação e o uso do solo da área de estudo, considerando as restrições contidas no plano diretor do município, bem como identificar o(s) proprietário(s) das alternativas locais. Para cada uma das alternativas, apresentar imagens de satélite com maior nível de detalhamento (área do terreno), além de fotografias dos terrenos analisados e, opcionalmente, sobrevoo de *drone*.

Na comparação das alternativas locais, considerar fatores de infraestrutura, situação fundiária, aspectos do meio físico (solos rasos, afloramentos rochosos e áreas úmidas ou suscetíveis a inundações) e obras específicas demandadas no terreno, como terraplenagem e drenagem.

Ao final desse capítulo, apontar o terreno mais propício para a implantação da subestação planejada, verificando se a alternativa selecionada comporta a área final indicada no Relatório R4, conforme disposto no item 6.1.

Para a alternativa selecionada, indicar as obras complementares necessárias, como pavimentação de vias, bem como a previsão de terraplenagem, drenagem, fundações especiais, entre outras especificidades. Essas características deverão ser apresentadas de forma sintetizada na Ficha-Resumo constante item 11.

## 7. Conclusão

Resumir de forma sucinta as principais dificuldades identificadas para a implantação do empreendimento.

## 8. Bibliografia

Relacionar a bibliografia consultada para a realização dos estudos, especificada por área de abrangência temática.

## 9. Equipe Técnica

Listar a equipe técnica multidisciplinar responsável pela elaboração do estudo, com as respectivas áreas de atuação e número de inscrição nos órgãos de classe. Recomenda-se que na composição da equipe haja, além da equipe multidisciplinar necessária à caracterização da área, das diretrizes e das conclusões e recomendações, um engenheiro de projeto e de construção de linha especializado em LTs subterrâneas.

## 10. Modelo de Ficha-Resumo de Linha de Transmissão Subterrânea

| Dados da diretriz da linha de transmissão subterrânea planejada (Nome e Tensão da LTSub)        |  |  |
|---|--|--|
| Extensão (km) ____  |  | Número estimado de caixas de emenda ____                                     |
| Interferências diretas  |  |  |
| <input type="checkbox"/> Linhas de Transmissão e Distribuição Subterrâneas<br>Quantidade ____   | <input type="checkbox"/> Vias de trânsito rápido e arteriais<br>Quantidade ____    |  |
| <input type="checkbox"/> Dutos subterrâneos (gasodutos, oleodutos, adutoras)<br>Quantidade ____ |  |  |
| <input type="checkbox"/> BRTs<br>Quantidade ____  | <input type="checkbox"/> Cursos d'água<br>Quantidade ____                          |  |
| <input type="checkbox"/> Hospitais e escolas<br>Quantidade ____                                 | <input type="checkbox"/> Sítios arqueológicos e paleontológicos<br>Quantidade ____ |  |
| <input type="checkbox"/> Comunidades tradicionais<br>Quantidade ____                            | <input type="checkbox"/> Áreas alagáveis / inundáveis<br>Quantidade ____           |  |
| Condições dos solos   |  |  |
| <input type="checkbox"/> Presença de solos saturados (água)                                     | <input type="checkbox"/> Presença de solos arenosos (alto teor de ar)              | <input type="checkbox"/> Presença de solos com alto teor de matéria orgânica |



| Trânsito  |  |  |   |
|---|--|--|---|
| <input type="checkbox"/> Vias de trânsito rápido<br>80 km/h<br>Extensão (Km) ____ | <input type="checkbox"/> Vias arteriais<br>60 km/h<br>Extensão (Km) ____ | <input type="checkbox"/> Vias coletoras<br>40 km/h<br>Extensão (Km) ____ | <input type="checkbox"/> Vias locais<br>30 km/h<br>Extensão (Km) ____ |

## 11. Modelo de Ficha-Resumo de Subestação

| Dados da subestação planejada (Nome e Tensão da Subestação)                                      |   |   |
|--|---|---|
| <input type="checkbox"/> Nova subestação   | Área, considerando expansões futuras (m <sup>2</sup> ) ____   | Nº linhas planejadas/tensão que conectarão na subestação ____ |
| <input type="checkbox"/> Ampliação de subestação existente                                       | Área para ampliação (m <sup>2</sup> ) ____  | Nº linhas planejadas/tensão que conectarão na subestação ____ |
| Acessos  |   |   |
| <input type="checkbox"/> Necessidade de construção de acesso<br>Estimativa de extensão (km) ____ | <input type="checkbox"/> Necessidade de construção de infraestrutura adicional para acesso (ex.: ponte)<br>Especificar: _____ |   |
| Uso do Solo Predominante   |   |   |
| <input type="checkbox"/> Área rural<br><input type="checkbox"/> Área urbana                      | Descrição sucinta:  |   |
| Intervenções previstas no terreno  |   |   |
| <input type="checkbox"/> Necessidade de terraplenagem  |   |   |

## 12. Relatório Fotográfico

O Relatório Fotográfico deverá conter fotos de pontos notáveis da diretriz em estudo, tais como: interferência/proximidade em áreas sensíveis (hospitais, escolas, UCs), travessias de cursos d'água, áreas alagáveis, BRTs, viadutos, ciclovias, e de vias de grande movimento e outros aspectos que se julgarem como relevantes.


O relatório deve ser estruturado apresentando uma tabela índice de fotografias contendo o número, a data, o local e breve descrição da foto, conforme exemplo apresentado na Tabela A.1.

**Tabela A.1: exemplo da tabela índice**

| Fotografia | Data       | Local                               | Descrição            |
|------------|------------|-------------------------------------|----------------------|
| 1          | 03/01/2018 | Nome da rua, bairro, município, CEP | Parque da cidade xxx |
| 2          | 03/01/2018 | Nome da rua, bairro, município, CEP | Hospital xxx         |

O relatório deve apresentar um mapa de relatório fotográfico que deverá conter a diretriz proposta, a malha viária, hidrografia, pontos de destaque e limites político-administrativos, incluindo as regiões administrativas, especificando o número e direção da tomada da fotografia, conforme Item 12.

As fotografias deverão ser inseridas num quadro informativo contendo a figura, código da fotografia, coordenadas, orientação, data e descrição dos aspectos relevantes observados na região de tomada da fotografia, conforme exemplo apresentado a seguir.

|   |                               |                                 |            |
|---|-------------------------------|---------------------------------|------------|
|                |                               |                                 |            |
| <b>Foto nº</b>  | 17                            |                                 |            |
| <b>Coordenadas</b>  | <b>Latitude:</b> 3° 6'41.51"S | <b>Longitude:</b> 51°41'41.23"O |            |
| <b>Sentido</b>  | Norte                         | <b>Data</b>                     | 17/07/2014 |
| <b>Descrição</b>  |                               |                                 |            |
| Região nas proximidades de um córrego canalizado, com presença de linhas de transmissão ao fundo. |                               |                                 |            |

### 13. Caderno de Mapas para Linhas de Transmissão

Deverão ser apresentados, no mínimo, os mapas temáticos listados a seguir, abrangendo as alternativas de diretriz da linha de transmissão planejada, em escala apropriada e otimizada para folha formato no mínimo A3. Os mapas deverão ser numerados e citados ao longo do texto. Os mapas derivados de dados secundários devem identificar a instituição e a escala de elaboração do estudo original, a fim de distinguir da escala de visualização apresentada no Relatório R3, nos casos em que essas forem distintas.

**Importante: todos os mapas deverão a diretriz proposta para a linha de transmissão e o mapa de localização com a articulação das folhas, quando houver.**

- **Mapa de Sistema de Transporte e Tráfego:** representar os principais modais de transporte existentes e níveis de tráfego nas vias, considerando o horário de pico.
- **Mapas de Infraestrutura Subterrânea:** representar a infraestrutura subterrânea presente na área da diretriz, contemplando a rede de gás, rede de água, rede de esgoto, linhas de transmissão subterrâneas existentes, oleodutos/gasodutos, sistema de drenagem, dentre outros.
- **Mapa de Uso e Ocupação do Solo:** representar grau de urbanização, áreas residenciais, industriais, comerciais, de lazer e turismo (parques, paisagens naturais de beleza cênica, históricas, de prática esportiva, dentre outros), praças, áreas com vegetação. Para gerar este mapa, utilizar imagens de satélite de alta resolução, dados de campo e informações existentes na prefeitura de Fortaleza.
- **Mapa com Zoneamento do Plano Diretor:** representar o zoneamento urbano definido no Plano Diretor municipal.
- **Mapa de solos:** representar as classes de solos da área de estudo, destacando as áreas úmidas e solos rasos, se possível.
- **Mapa das Áreas sujeitas a alagamentos ou inundações:** representar as áreas sujeitas a fenômenos hidrológicos, tendo por base dados do CPRM e da Defesa Civil Municipal, situadas nas proximidades da diretriz.
- **Mapa do Relatório Fotográfico:** representar a malha urbana, arruamento e hidrografia, com simbologia especificando o número e direção da tomada da fotografia.