

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

Estudo de Expansão da Subestação Bongí



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

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

Marcio Felix de Carvalho Bezerra

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Expansão da Subestação Bongi



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

**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

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Igor Chaves
Leandro Moda
Luiz Felipe Froede Lorentz
Tiago Campos Rizzotto

Nº EPE-DEE-RE-055/2019-rev0

Data: 08 de agosto de 2019

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i> <i>Data de assinatura</i></p>	
<p><i>Projeto</i></p>	<p>ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</p>	
<p><i>Área de estudo</i></p>	<p>Estudos do Sistema de Transmissão</p>	
<p>Sub-área de estudo</p>	<p>Análise Técnico-econômica</p>	
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p>		
<p>EPE-DEE-RE-055/2019</p>	<p>Estudo de Expansão da Subestação Bongí</p>	
<p><i>Revisões</i></p>	<p><i>Data</i></p>	<p><i>Descrição sucinta</i></p>
<p>rev0</p>	<p>08.08.2019</p>	<p>Emissão Original</p>

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta o estudo de alternativas para expansão da subestação Bongi, que atende às cargas da CELPE no município de Recife, com esgotamento da capacidade de transformação prevista para o ano 2025.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
1.1	REGIÃO METROPOLITANA DE RECIFE	7
1.2	SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO DE INTERESSE	9
2	OBJETIVOS	12
3	CONCLUSÕES.....	13
4	RECOMENDAÇÕES	14
5	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	16
5.1	BASE DE DADOS	16
5.2	MERCADO CELPE	16
5.3	HORIZONTE DO ESTUDO	18
5.4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	18
6	DIAGNÓSTICO	20
6.1	CAPACIDADE DOS TRANSFORMADORES	20
6.2	VIDA ÚTIL DOS TRANSFORMADORES	21
6.3	LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	22
6.4	INTERLIGAÇÃO DAS SÉ MIRUEIRA E MIRUEIRA II.....	22
7	ALTERNATIVAS.....	25
7.1	ALTERNATIVA A1	25
7.2	ALTERNATIVA A2	26
7.3	ALTERNATIVA B.....	27
7.4	ALTERNATIVA C.....	28
7.5	ALTERNATIVA D	29
8	AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	30
8.1	ALTERNATIVA A1	30
8.2	ALTERNATIVA A2	35
8.3	ALTERNATIVA B.....	41
8.4	ALTERNATIVA C.....	44
8.5	ALTERNATIVA D	47
9	ANÁLISE ECONÔMICA	51
9.1	CUSTOS DE INVESTIMENTO	51
9.2	CUSTOS DE PERDAS ELÉTRICAS	52
9.3	CUSTOS DE INVESTIMENTO E PERDAS ELÉTRICAS.....	52
9.4	MODULAÇÃO DOS TRANSFORMADORES	54
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	55
11	REFERÊNCIAS	57
12	EQUIPE TÉCNICA.....	58
13	ANEXOS	59

13.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS.....	59
13.2	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	60
13.3	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	63
13.4	CONSULTAS DE VIABILIDADE, DIAGRAMAS E ARRANJOS	72
13.4.1	<i>Ofício recebido em 27/12/2018</i>	72
13.4.1	<i>Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação Bongí 230/69 kV Rev.0.....</i>	81
13.4.1	<i>Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação Bongí 230/69 kV Rev.1.....</i>	92
13.4.2	<i>Diagrama unifilar da Subestação Bongí.....</i>	97
13.4.3	<i>Arranjo da Subestação Bongí</i>	98
13.4.4	<i>Diagrama unifilar da rede de distribuição (CELPE).....</i>	99
13.5	FICHAS PET.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Localização da Região Metropolitana de Recife (Fonte: Wikipédia) 7

Figura 1-2 – Diagrama Eletrogeográfico da Região Metropolitana de Recife (Fonte: ONS) 10

Figura 4-1 – Principais alterações recomendadas para a SE Bongí 15

Figura 6-1 – Níveis de curto-circuito na região de Mirueira, não considerando interligação dos barramentos de 69 kV.. 23

Figura 6-2 – Níveis de curto-circuito na região de Mirueira, considerando interligação dos barramentos de 69 kV..... 24

Figura 7-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa A1 25

Figura 7-2 – Diagrama Esquemático da Alternativa A2 26

Figura 7-3 – Diagrama Esquemático da Alternativa B 27

Figura 7-4 – Diagrama Esquemático da Alternativa C 28

Figura 7-5 – Diagrama Esquemático da Alternativa D 29

Figura 8-1 – Alternativa A1 – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025 30

Figura 8-2 – Alternativa A1 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongí – 2025 31

Figura 8-3 – Alternativa A1 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongí – 2025 31

Figura 8-4 – Alternativa A1 – CELPE – Carga Média - Eixo I - Regime Normal – 2025 32

Figura 8-5 – Alternativa A1 – CELPE – Carga Média - Eixo II - Regime Normal – 2025 33

Figura 8-6 – Alternativa A1 – Rede Básica – Carga Média - Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C1 – 2028... 34

Figura 8-7 – Alternativa A2 – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025 36

Figura 8-8 – Alternativa A2 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongí – 2025 36

Figura 8-9 – Alternativa A2 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongí – 2025 37

Figura 8-10 – Alternativa A2 – CELPE – Carga Média - Eixo I - Regime Normal – 2025 38

Figura 8-11 – Alternativa A2 – CELPE – Carga Média - Eixo II - Regime Normal – 2025 39

Figura 8-12 – Alternativa A2 – Rede Básica – Carga Média - Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C1 – 2028. 40

Figura 8-13 – Alternativa B – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025 42

Figura 8-14 – Alternativa B – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Joana Bezerra – 2025 43

Figura 8-15 – Alternativa C – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025 45

Figura 8-16 – Alternativa C – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Rio Jordão II – 2025 45

Figura 8-17 – Alternativa D – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025 48

Figura 8-18 – Alternativa D – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongí – 2025 48

Figura 8-19 – Alternativa D – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Mirueira II – 2028 49

Figura 9-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) 53

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Municípios da Região Metropolitana de Recife.....	8
Tabela 1-2 – Subestações de Fronteira (Região Metropolitana de Recife)	9
Tabela 1-3 – Geração Térmica na Região Metropolitana de Recife e entorno	11
Tabela 4-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	14
Tabela 4-2 – Principais obras em linhas de distribuição.....	14
Tabela 4-3 – Principais obras em subestações de distribuição	14
Tabela 5-1 – Cargas Máximas – Regional Bongí	16
Tabela 5-2 – Cargas Máximas – Outras Subestações.....	17
Tabela 5-3 – Fatores de Carga – Regional Bongí	17
Tabela 5-4 – Fatores de Carga – Outras Subestações.....	18
Tabela 6-1 – Carregamento dos Transformadores 230/69 kV – Carga Máxima	20
Tabela 6-2 – Vida útil dos transformadores da subestação Bongí	21
Tabela 6-3 – Carregamento da LT 230 kV Recife II – Joairam - Bongí.....	22
Tabela 8-1 – Alternativa A1 - Principais obras em linhas de transmissão.....	34
Tabela 8-2 – Alternativa A1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	35
Tabela 8-3 – Alternativa A1 - Principais obras em linhas de distribuição	35
Tabela 8-4 – Alternativa A1 - Principais obras em subestações de distribuição.....	35
Tabela 8-5 – Alternativa A2 - Principais obras em linhas de transmissão.....	40
Tabela 8-6 – Alternativa A2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	41
Tabela 8-7 – Alternativa A2 - Principais obras em linhas de distribuição	41
Tabela 8-8 – Alternativa A2 - Principais obras em subestações de distribuição.....	41
Tabela 8-9 – Alternativa B - Principais obras em linhas de transmissão.....	43
Tabela 8-10 – Alternativa B - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	43
Tabela 8-11 – Alternativa B - Principais obras em linhas de distribuição	44
Tabela 8-12 – Alternativa C - Principais obras em linhas de transmissão.....	46
Tabela 8-13 – Alternativa C - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	47
Tabela 8-14 – Alternativa C - Principais obras em linhas de distribuição	47
Tabela 8-15 – Alternativa D - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	50
Tabela 8-16 – Alternativa D - Principais obras em linhas de distribuição	50
Tabela 8-17 – Alternativa D - Principais obras em subestações de distribuição	50
Tabela 9-1 – Custo do Investimento (R\$ x 1000)	52
Tabela 9-2 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000)	52
Tabela 9-3 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)	52
Tabela 9-4 – Modulação 230/69 kV – Alternativas A1 e A2	54
Tabela 10-1 – Correntes de curto circuito máximas (2025).....	55
Tabela 10-2 – Correntes de curto circuito máximas (2034), considerando a máxima expansão futura nas subestações da região	56
Tabela 13-1 - Parâmetros dos Transformadores e Autotransformadores Novos.....	59
Tabela 13-2 – Perdas Elétricas [MW] – Carga Leve	60
Tabela 13-3 – Perdas Elétricas [MW] – Carga Média	61
Tabela 13-4 – Perdas Elétricas [MW] – Carga Pesada	62
Tabela 13-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A1 (R\$ x 1000) – 1/2.....	63
Tabela 13-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A1 (R\$ x 1000) – 2/2.....	64
Tabela 13-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A2 (R\$ x 1000) - 1/2	65
Tabela 13-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A2 (R\$ x 1000) - 2/2	66
Tabela 13-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B (R\$ x 1000) – 1/2.....	67
Tabela 13-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B (R\$ x 1000) – 2/2.....	68
Tabela 13-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa C (R\$ x 1000)	69
Tabela 13-12 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa D (R\$ x 1000) – 1/2	70
Tabela 13-13 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa D (R\$ x 1000) – 2/2	71

1 INTRODUÇÃO

1.1 Região Metropolitana de Recife

A Região Metropolitana de Recife abrange uma área total de 3.216,262 km² e reúne uma população de 4.044.948 habitantes. Foi criada pela Lei Complementar Federal nº 14, de 8 de junho de 1973, e é formada pela união de 15 municípios.



Figura 1-1 – Localização da Região Metropolitana de Recife (Fonte: Wikipédia)

Tabela 1-1 – Municípios da Região Metropolitana de Recife

Município	Área (km²)	População (est. 2017)	IDH	PIB (R\$ mil) 2014	PIB per capita (R\$) 2014
<u>Abreu e Lima</u>	126,193	99.364	0,679	1.332.105	13.565,09
<u>Araçoiaba</u>	96,381	20.268	0,592	114.306	5.838,21
<u>Cabo de Santo Agostinho</u>	448,735	204.653	0,686	8.462.097	42.655,36
<u>Camaragibe</u>	51,257	156.361	0,692	1.322.942	8.655,73
<u>Goiana</u>	445,810	79.249	0,651	2.223.372	28.400,27
<u>Igarassu</u>	305,56	115.398	0,665	2.327.886	20.987,64
<u>Ilha de Itamaracá</u>	66,684	25.789	0,653	213.664	8.752,04
<u>Ipojuca</u>	527,107	94.533	0,619	7.245.824	80.814,45
<u>Itapissuma</u>	74,235	26.338	0,633	1.273.981	49.932,63
<u>Jaboatão dos Guararapes</u>	258,694	695.956	0,717	13.217.350	19.410,36
<u>Moreno</u>	196,072	62.119	0,652	560.996	9.282,63
<u>Olinda</u>	41,681	390.771	0,735	5.327.121	13.700,70
<u>Paulista</u>	97,312	328.353	0,732	4.083.576	12.770,39
<u>Recife</u>	218,435	1.633.697	0,772	50.688.395	31.513,07
<u>São Lourenço da Mata</u>	262,106	112.099	0,653	906.726	8.295,91
TOTAL	3.216,262	4.044.948	-	99.300.341	25.040,76

1.2 Sistema Elétrico da Região de Interesse

O fornecimento de grandes blocos de energia à região é realizado partir da SE 500/230 kV Recife II (4 x 600 MVA), da SE 500/230 kV Suape II (2 x 600 MVA) e da SE 500/230 kV Pau Ferro (2 x 750 MVA), que são alimentadas por linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV que partem das UHEs Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Xingó. O suprimento local é efetuado por oito subestações de fronteira no nível de tensão 230/69 kV e 230/13,8 kV, vide Tabela 1-2. A integração dessas subestações é feita por circuitos que partem da SE 500/230 kV Recife II, da SE 500/230 kV Suape II e da SE 500/230 kV Pau Ferro.

A Tabela 1-2 apresenta as subestações de fronteira da Região Metropolitana de Recife.

Tabela 1-2 – Subestações de Fronteira (Região Metropolitana de Recife)

Subestação	Transformação	Capacidade Instalada
Pirapama II	230/69 kV	4 x 100 MVA
Mirueira	230/69 kV	4 x 100 MVA
Mirueira II	230/69 kV	2 x 150 MVA
Pau Ferro	230/69 kV	4 x 100 MVA
Joairam	230/69 kV	3 x 150 MVA
Bongi	230/69 kV	4 x 100 MVA
Bongi	230/13,8 kV	3 x 40 MVA
Jaboatão II	230/69 kV	2 x 150 MVA
Suape III	230/69 kV	3 x 100 MVA

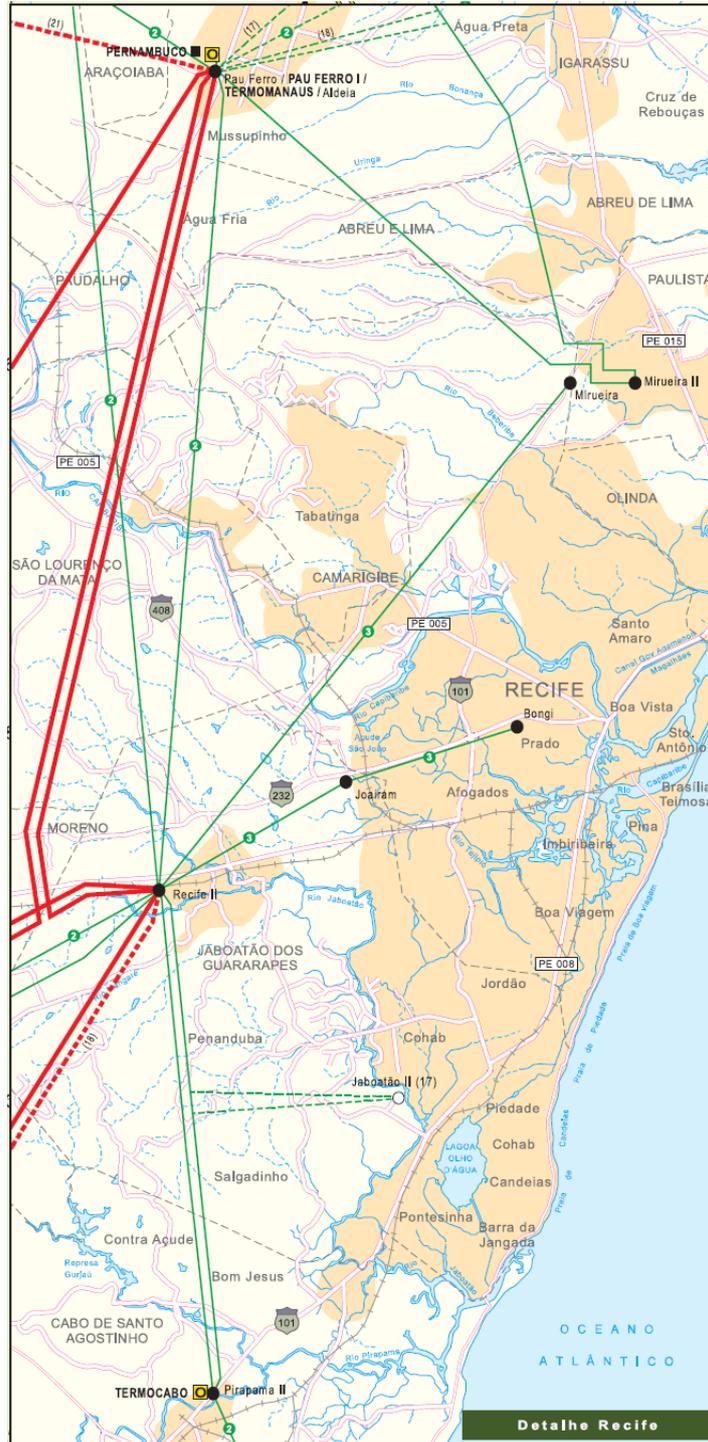


Figura 1-2 – Diagrama Eletrogeográfico da Região Metropolitana de Recife (Fonte: ONS)

A região possui um parque térmico da ordem de 2.350 MW, conforme descrito na Tabela 1-3.

Tabela 1-3 – Geração Térmica na Região Metropolitana de Recife e entorno

Usina	Potência Instalada (MW)	Combustível
Termopernambuco	2 x 160,35 e 1 x 211,70	Gás
Jesus Soares Pereira	2 x 161,5	Gás
Termocabo	3 x 16,5	Óleo
Termomanaus	317 x 0,45	Óleo
Pau Ferro	209 x 0,45	Óleo
Termoparaíba	19 x 8,763 e 1 x 4,355	Óleo
Termonordeste	19 x 8,763 e 1 x 4,355	Óleo
Potiguar	64 x 0,83	Óleo
Potiguar III	80 x 0,83	Óleo
Campina Grande	20 x 8,454	Óleo
Suape II	17 x 22,42	Óleo
Pernambuco III	23 x 8,73	Óleo
Total	2.353,91 MW	

Verifica-se a ocorrência de sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Bongí, caracterizando a necessidade de ampliação de transformação ou implantação de um novo ponto de suprimento que possibilite o atendimento às cargas deste regional. Além disso, no ano de 2028, é constatada a ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Recife II – Joairam durante a contingência de um dos circuitos. É esperado, dessa forma, o esgotamento da capacidade de transmissão do eixo 230 kV Recife II – Joairam – Bongí, sendo necessária a implantação de novas linhas de transmissão para atendimento às cargas de Recife.

2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste estudo é indicar a melhor alternativa de expansão da subestação Bongí, solucionando a sobrecarga diagnosticada na transformação 230/69 kV.

Além disso, deverá ser apresentada uma solução para os transformadores da SE Bongí que estão operando fora da vida útil planejada e para a transformação 230/13,8 kV que não atende ao critério "N-1".

A solução para a sobrecarga identificada no eixo 230 kV Recife II – Joairam – Bongí será realizada através do "Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife", com recomendação de obras a partir de 2028.

O estudo deve indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual 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 avaliadas 5 alternativas de suprimento à rede de distribuição, com novos transformadores 230/69 kV e novas linhas de transmissão em 230 kV a partir da SE Recife II. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para este estudo.

As avaliações efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, apresentam as alternativas A1 e A2 como os menores custos globais.

É recomendada a ampliação da SE Bongi, com as obras comuns às alternativas A1 e A2. Constituem as obras comuns a implantação de um novo transformador 230/69 kV, a substituição dos transformadores 230/69 kV que estão operando fora da vida útil e desativação da transformação 230/13,8 kV. O atendimento às cargas da Celpe que estão atualmente conectadas ao setor de 13,8 kV da SE Bongi deverá ser realizado através de uma nova subestação de distribuição 69/13,8 kV Bongi II.

As alternativas B, C e D apresentam maiores comprimentos de linhas em 230 kV e em 69 kV, com longos trechos em cabos subterrâneos, o que contribuiu para torná-las menos atrativas economicamente.

As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2025 (ano inicial do estudo), e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2034, 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.

4 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação das obras comuns às alternativas A1 e A2, com o cronograma de obras conforme Tabela 4-1, Tabela 4-2 e Tabela 4-3.

Tabela 4-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi	230 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-
		230/69 kV	Implantação do 5º TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	5º
			Substituição do 1º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T1) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	1º
			Substituição do 2º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T2) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	2º
			Substituição do 3º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T3) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	3º
		230/13,8 kV	Desativação do 5º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T5).	-
			Desativação do 6º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T6).	-
			Desativação do 7º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T7).	-
		69 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-

Tabela 4-2 – Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2025	69 kV	LD 69 kV Bongi – Bongi II C1	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km

Tabela 4-3 – Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi II	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	1 TR 69/13,8 kV – 3Φ – 1 x 80 MVA	1º

Recomenda-se ainda o remanejamento de cargas, pela CELPE, da SE Mirueira para a SE Mirueira II, de forma a eliminar a sobrecarga verificada na contingência de uma das unidades transformadoras da SE Mirueira II.

A Figura 4-1 resume as principais alterações necessárias na SE Bongi.

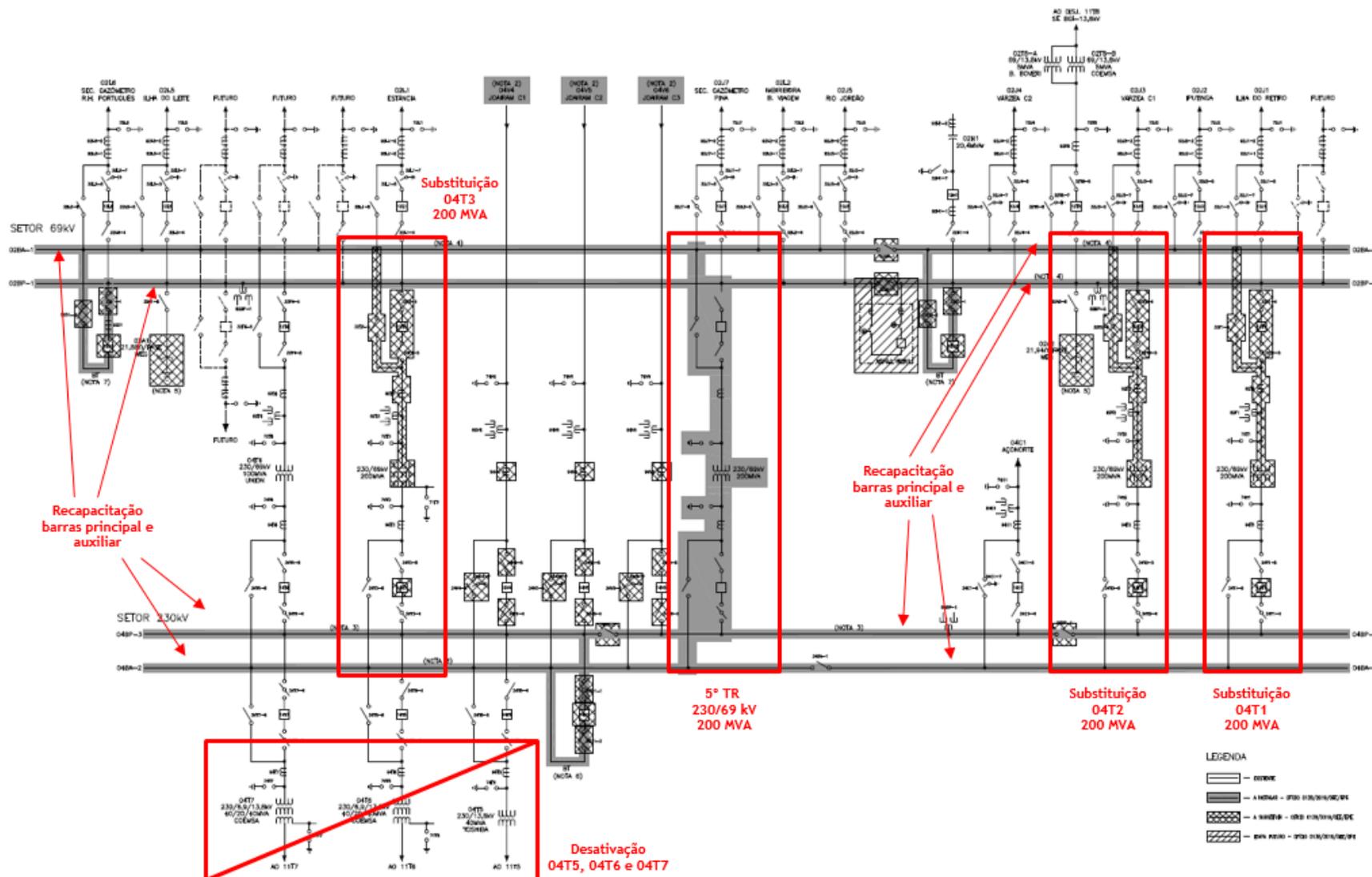


Figura 4-1 – Principais alterações recomendadas para a SE Bongi

5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

5.1 Base de Dados

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2020-2027, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

5.2 Mercado CELPE

O mercado na área de interesse, fornecido pela Celpe, é apresentado a seguir, conforme Tabela 5-1, Tabela 5-2, Tabela 5-3 e Tabela 5-4.

Tabela 5-1 – Cargas Máximas – Regional Bongí

Nome da SE	Tensão entrada (kV)	Pot (MW) 2025	Pot (MW) 2026	Pot (MW) 2027	Pot (MW) 2028	Pot (MW) 2029	Pot (MW) 2030	Pot (MW) 2031	Pot (MW) 2032	Pot (MW) 2033	Pot (MW) 2034
ESTÂNCIA	69	40,52	41,63	42,76	43,86	45,00	46,16	47,35	48,57	49,83	51,12
VIA MANGUE I	69	10,20	10,53	10,87	11,20	11,55	11,90	12,27	12,64	13,03	13,43
VIA MANGUE II	69	10,20	10,53	10,87	11,20	11,55	11,90	12,27	12,64	13,03	13,43
GASÔMETRO I	69	23,81	24,50	25,21	25,90	26,62	27,35	28,10	28,88	29,67	30,49
GASÔMETRO II	69	19,62	19,98	20,34	20,69	21,04	21,40	21,77	22,14	22,52	22,91
ILHA DO LEITE	69	32,71	33,58	34,47	35,34	36,23	37,14	38,07	39,03	40,02	41,02
ILHA DO RETIRO I	69	25,20	25,84	26,48	27,10	27,74	28,39	29,06	29,75	30,45	31,16
ILHA DO RETIRO II	69	25,20	25,84	26,48	27,10	27,74	28,39	29,06	29,75	30,45	31,16
IMBIRIBEIRA I	69	38,77	39,97	41,20	42,40	43,64	44,92	46,23	47,58	48,98	50,41
IMBIRIBEIRA II	69	22,43	23,13	23,84	24,54	25,25	25,99	26,74	27,52	28,33	29,15
IPUTINGA	69	28,27	28,99	29,71	30,41	31,13	31,86	32,61	33,38	34,17	34,98
PINA	69	28,38	28,99	29,59	30,17	30,77	31,37	31,99	32,62	33,26	33,91
RIO JORDÃO I	69	39,87	41,52	43,24	44,94	46,71	48,55	50,46	52,45	54,51	56,65
RIO JORDÃO II	69	15,99	16,66	17,35	18,03	18,74	19,48	20,25	21,04	21,87	22,73
COMPESA	69	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60
METRÔ IPIRANGA	69	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
METRÔ RECIFE	69	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
METRÔ SHOPPING	69	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
REAL HOSPITAL PORTUGUÊS	69	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
SHOPPING RECIFE	69	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25
SHOPPING RIOMAR	69	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Tabela 5-2 – Cargas Máximas – Outras Subestações

Nome da SE	Tensão entrada (kV)	Pot (MW) 2025	Pot (MW) 2026	Pot (MW) 2027	Pot (MW) 2028	Pot (MW) 2029	Pot (MW) 2030	Pot (MW) 2031	Pot (MW) 2032	Pot (MW) 2033	Pot (MW) 2034
Pirapama II	69	147,87	150,83	153,85	156,92	160,06	163,26	166,53	169,86	173,26	176,72
Mirueira	69	331,55	338,18	344,94	351,84	358,88	366,05	373,38	380,84	388,46	396,23
Mirueira II	69	189,79	193,58	197,45	201,40	205,43	209,54	213,73	218,01	222,37	226,81
Pau Ferro	69	96,61	98,54	100,51	102,52	104,57	106,66	108,80	110,97	113,19	115,46
Joairam	69	204,92	209,02	213,20	217,46	221,81	226,25	230,77	235,39	240,09	244,90
Bongi 5	13,8	19,49	19,88	20,28	20,69	21,10	21,52	21,95	22,39	22,84	23,29
Bongi 6	13,8	22,54	22,76	22,99	23,22	23,45	23,69	24,16	24,64	25,13	25,64
Bongi 7	13,8	20,87	21,29	21,71	21,93	22,15	22,37	22,82	23,27	23,74	24,22
Jaboatão II	69	151,41	154,43	157,52	160,67	163,89	167,17	170,51	173,92	177,40	180,94
Suape III	69	123,57	126,04	128,56	129,85	131,15	132,46	133,78	135,12	136,47	137,84
Bom Nome	138	179,83	183,43	187,10	190,84	194,65	198,55	202,52	206,57	210,70	214,91
Bom Nome	69	44,49	46,27	48,12	50,05	52,05	54,13	55,21	56,32	57,44	58,59
Bom Nome	13,8	4,67	4,81	4,95	5,05	5,15	5,25	5,36	5,47	5,58	5,69
Angelim	69	24,42	24,91	25,41	25,91	26,43	26,96	27,50	28,05	28,61	29,18
Angelim	13,8	2,41	2,43	2,46	2,53	2,61	2,68	2,74	2,79	2,85	2,91
Tacaimbó	69	210,94	221,49	232,57	244,19	256,40	269,22	282,69	296,82	311,66	327,24
Ribeirão	69	178,52	182,09	185,73	189,45	193,24	197,10	201,04	205,06	209,17	213,35
Arco Verde	69	63,61	64,88	66,18	67,50	68,85	70,23	71,63	73,07	74,53	76,02
Garanhuns II	69	71,72	73,15	74,62	76,11	77,63	79,18	80,77	82,38	84,03	85,71
Lagoa do Carro	69	114,38	116,67	119,01	121,39	123,81	126,29	128,82	131,39	134,02	136,70
Fiat	69	15,57	15,88	16,20	16,52	16,85	17,19	17,53	17,88	18,24	18,60

Tabela 5-3 – Fatores de Carga – Regional Bongi

Nome da SE	Tensão (kV)	Carga Pesada	Carga Média	Carga Leve
ESTÂNCIA	13,8	0,80	0,85	0,40
VIA MANGUE I	13,8	1,00	0,95	0,42
VIA MANGUE II	13,8	1,00	0,95	0,42
GASÔMETRO I	13,8	1,00	0,80	0,20
GASÔMETRO II	13,8	1,00	0,80	0,20
ILHA DO LEITE	13,8	1,00	0,85	0,30
ILHA DO RETIRO I	13,8	1,00	0,95	0,35
ILHA DO RETIRO II	13,8	1,00	0,95	0,35
IMBIRIBEIRA I	13,8	1,00	0,95	0,50
IMBIRIBEIRA II	13,8	1,00	0,95	0,50
IPUTINGA	13,8	1,00	0,90	0,50
PINA	13,8	1,00	0,90	0,40
RIO JORDÃO I	13,8	1,00	0,95	0,40
RIO JORDÃO II	13,8	1,00	0,95	0,40
COMPESA	69,0	1,00	1,00	1,00
METRÔ IPIRANGA	69,0	1,00	1,00	1,00
METRÔ RECIFE	69,0	1,00	1,00	1,00
METRÔ SHOPPING	69,0	1,00	1,00	1,00
REAL HOSPITAL PORTUGUÊS	69,0	1,00	1,00	1,00
SHOPPING RECIFE	69,0	1,00	1,00	1,00
SHOPPING RIOMAR	69,0	1,00	1,00	1,00

Tabela 5-4 – Fatores de Carga – Outras Subestações

Nome da SE	Tensão (kV)	Carga Pesada	Carga Média	Carga Leve
Pirapama II	69,0	1,00	1,00	0,77
Mirueira	69,0	0,91	1,00	0,74
Mirueira II	69,0	0,87	1,00	0,63
Pau Ferro	69,0	1,00	0,97	0,69
Joairam	69,0	1,00	0,93	0,71
Bongi 5	13,8	1,00	0,94	0,69
Bongi 6	13,8	0,96	1,00	0,64
Bongi 7	13,8	1,00	0,94	0,70
Jaboatão II	69,0	0,94	1,00	0,70
Suape III	69,0	1,00	0,98	0,78
Bom Nome	138,0	0,97	1,00	0,67
Bom Nome	69,0	0,98	1,00	0,63
Bom Nome	13,8	1,00	0,81	0,56
Angelim	69,0	1,00	0,93	0,60
Angelim	13,8	1,00	0,81	0,54
Tacaimbó	69,0	1,00	0,95	0,57
Ribeirão	69,0	1,00	0,94	0,69
Arco Verde	69,0	1,00	0,94	0,61
Garanhuns II	69,0	1,00	0,94	0,61
Lagoa do Carro	69,0	1,00	0,96	0,69
Fiat	69,0	1,00	0,95	0,70

5.3 Horizonte do Estudo

O ano inicial do estudo é 2025, tendo como o horizonte o ano 2034. 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 3 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 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 através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref.[3].

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

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;

- Atender ao critério "N-1" para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Fator de potência no barramento da Rede Básica de Fronteira: 0,95;
- Tensão mínima de 0,95 pu nas barras de distribuição;
- 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 233,95 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", Ref. [5]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo;
- 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", Ref. [5];

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

6 DIAGNÓSTICO

6.1 Capacidade dos Transformadores

O diagnóstico do atendimento às cargas da Região Metropolitana de Recife apresenta sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Bongí, caracterizando a necessidade de ampliação de transformação ou implantação de um novo ponto de suprimento que possibilite o atendimento às cargas deste regional. Além disso, destaca-se que a SE Bongí 230/13,8 kV não atende ao critério “N-1” na contingência de um dos seus transformadores, sendo necessária a avaliação de soluções para mitigar este problema.

A Tabela 6-1 apresenta os carregamentos nos transformadores 230/69 kV, com a carga máxima prevista para cada subestação.

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

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	CARREGAMENTO									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
SE Pirapama II 230/69 kV 4x 100/100 MVA	Normal	39%	40%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%
	Emergência	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	60%
SE Mirueira 230/69 kV 4x 100/106 MVA	Normal	83%	84%	86%	88%	90%	91%	93%	95%	97%	99%
	Emergência	104%	106%	108%	111%	113%	115%	117%	120%	122%	124%
SE Mirueira II 230/69 kV 3x 150/180 MVA	Normal	39%	40%	41%	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%
	Emergência	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	57%	58%	59%
SE Pau Ferro 230/69 kV 4x 100/100 MVA	Normal	25%	26%	26%	27%	28%	28%	29%	29%	30%	30%
	Emergência	34%	35%	35%	36%	37%	37%	38%	39%	40%	41%
SE Joairam 230/69 kV 3x 150/150 MVA	Normal	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%
	Emergência	72%	73%	75%	76%	78%	79%	81%	83%	84%	86%
SE Bongí 230/69 kV 4x 100/106 MVA	Normal	80%	82%	85%	87%	90%	92%	95%	98%	101%	104%
	Emergência	101%	104%	107%	110%	113%	116%	119%	123%	127%	130%
SE Bongí 230/13,8 kV TR5 1x 40/42,8 MVA	Normal	51%	52%	53%	54%	56%	57%	58%	59%	60%	61%
	Emergência	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
SE Bongí 230/13,8 kV TR6 1x 40/42,8 MVA	Normal	59%	60%	60%	61%	61%	62%	63%	65%	66%	67%
	Emergência	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
SE Bongí 230/13,8 kV TR7 1x 40/40 MVA	Normal	55%	56%	57%	58%	58%	59%	60%	61%	62%	64%
	Emergência	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
SE Jaboatão II 230/69 kV 2x 150/180 MVA	Normal	53%	54%	55%	56%	58%	59%	60%	61%	62%	63%
	Emergência	89%	90%	92%	94%	96%	98%	100%	102%	104%	106%
SE Suape III 230/69 kV 3x 100/100 MVA	Normal	43%	44%	45%	45%	46%	46%	47%	47%	48%	48%
	Emergência	65%	66%	67%	68%	69%	69%	70%	71%	71%	72%

(1) Os barramentos de 13,8 kV da SE Bongí operam isolados.

Verifica-se a ocorrência de sobrecarga na transformação das SE Mirueira, em 2025, na contingência de uma das unidades.

A subestação Bongí apresenta sobrecarga na transformação 230/69 kV, em regime permanente, desde o início do horizonte de análise (2025).

Na subestação Jaboaão II, a partir de 2031, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na contingência de uma das unidades transformadoras.

6.2 Vida Útil dos Transformadores

Na subestação Bongí, os transformadores 04T1, 04T2, 04T3, 04T6 e 04T7 possuem tempo de operação superior à vida útil especificada para o equipamento. Dessa forma, esses equipamentos devem ser substituídos por novas unidades transformadoras.

A Tabela 6-2 apresenta as informações relativas à vida útil dos transformadores da subestação Bongí.

Tabela 6-2 – Vida útil dos transformadores da subestação Bongí

Código Operacional	Data de Instalação	Fabricante	Data de Fabricação	Vida útil (anos)	Tempo de operação (anos)	Vida útil remanescente (anos)
04T1 (230/69 kV – 100 MVA)	15/11/1976	ASEA	01/01/1976	35	42	0
04T2 (230/69 kV – 100 MVA)	15/06/1977	ASEA	01/01/1974	35	42	0
04T3 (230/69 kV – 100 MVA)	15/10/1977	ASEA	01/01/1976	35	42	0
04T4 (230/69 kV – 100 MVA)	15/06/1998	TRAFO UNION	01/01/1985	35	21	14
04T5 (230/13,8 kV – 40 MVA)	04/09/2014	TOSHIBA	01/01/2013	35	5	30
04T6 (230/13,8 kV – 40 MVA)	15/01/1976	COEMSA	01/01/1970	35	43	0
04T7 (230/13,8 kV – 40 MVA)	15/01/1976	COEMSA	01/01/1970	35	43	0

6.3 Linhas de Transmissão

A Tabela 6-3 apresenta os carregamentos na LT 230 kV Recife – Joairam - Bongui, no cenário Carga Média.

Tabela 6-3 – Carregamento da LT 230 kV Recife II – Joairam - Bongui

Circuito	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	CARREGAMENTO			
		[Carga Média]			
		2025	2028	2029	2034
		[%]	[%]	[%]	[%]
LT 230 kV Recife II – Joairam C1	Normal	63%	68%	69%	79%
	Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C2	94%	101%	104%	118%
	Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C3	94%	101%	104%	118%
LT 230 kV Recife II – Joairam C2	Normal	61%	66%	67%	76%
	Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C1	93%	100%	103%	117%
	Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C3	92%	99%	101%	115%
LT 230 kV Recife II – Joairam C3	Normal	61%	66%	67%	76%
	Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C1	93%	100%	103%	117%
	Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C2	92%	99%	101%	115%
LT 230 kV Joairam - Bongui C1	Normal	55%	60%	61%	70%
	Contingência da LT 230 kV Joairam - Bongui C2	84%	91%	93%	107%
	Contingência da LT 230 kV Joairam - Bongui C3	84%	91%	93%	107%
LT 230 kV Joairam - Bongui C2	Normal	60%	65%	66%	76%
	Contingência da LT 230 kV Joairam - Bongui C1	88%	95%	97%	112%
	Contingência da LT 230 kV Joairam - Bongui C3	92%	99%	101%	116%
LT 230 kV Joairam - Bongui C3	Normal	60%	65%	66%	76%
	Contingência da LT 230 kV Joairam - Bongui C1	88%	95%	97%	112%
	Contingência da LT 230 kV Joairam - Bongui C2	92%	99%	101%	116%

Em 2028, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Recife II – Joairam durante a contingência de um dos circuitos. Em 2029, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Joairam - Bongui durante a contingência de um dos circuitos.

Constata-se, dessa forma, o esgotamento da capacidade de transmissão do eixo 230 kV Recife II – Joairam – Bongui, sendo necessária a implantação de novas linhas de transmissão para atendimento às cargas de Recife.

6.4 Interligação das SE Mirueira e Mirueira II

Avaliou-se a interligação das SE Mirueira e Mirueira II, em 69 kV, com o objetivo de eliminar a sobrecarga na transformação da SE Mirueira identificada durante a contingência de uma das unidades transformadoras. No entanto, verificou-se que a interligação dos barramentos de 69 kV

ocasionaria elevado incremento nos níveis de curto-circuito, conforme apresentado na Figura 6-1 e na Figura 6-2.

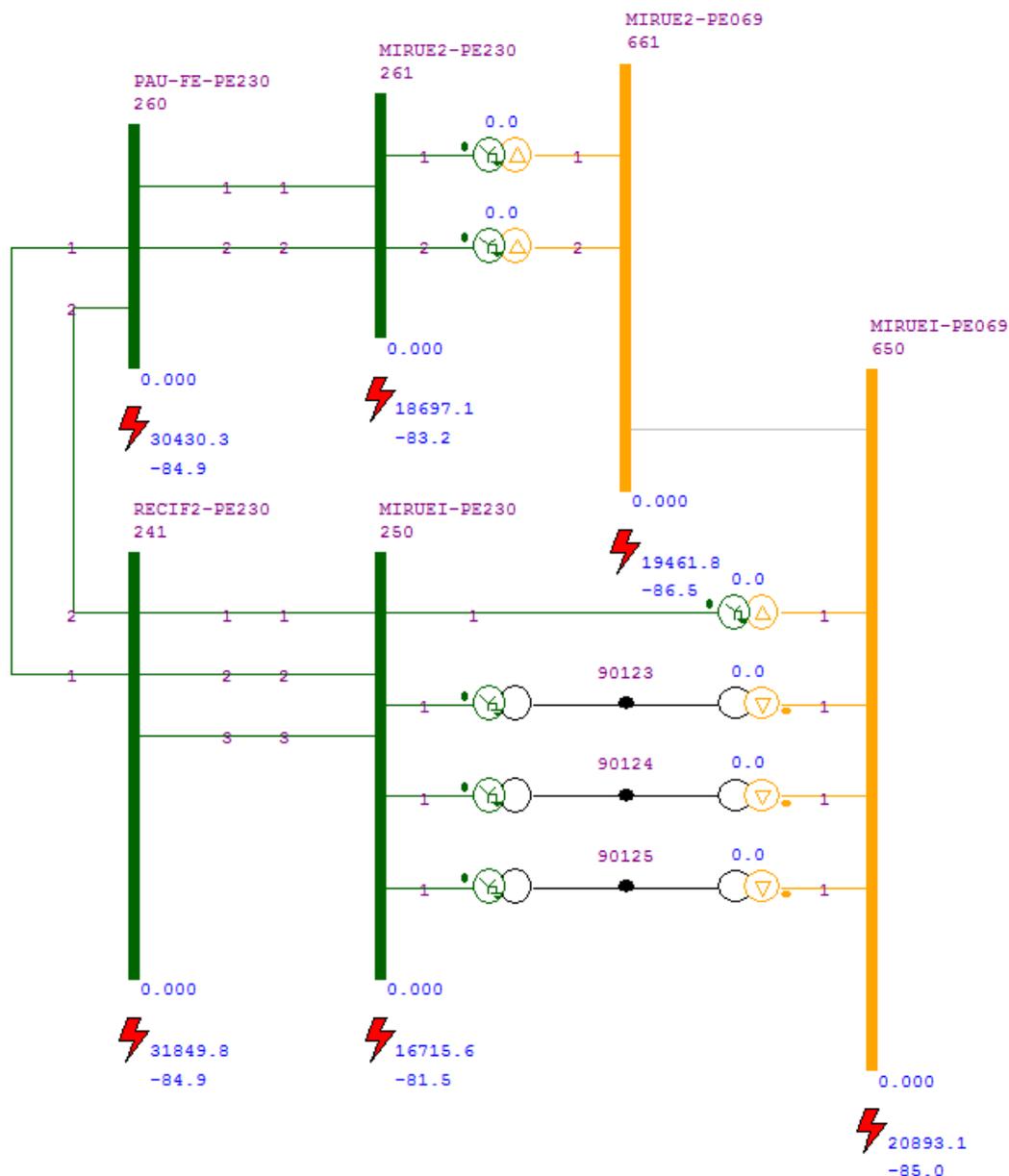


Figura 6-1 – Níveis de curto-circuito na região de Mirueira, não considerando interligação dos barramentos de 69 kV

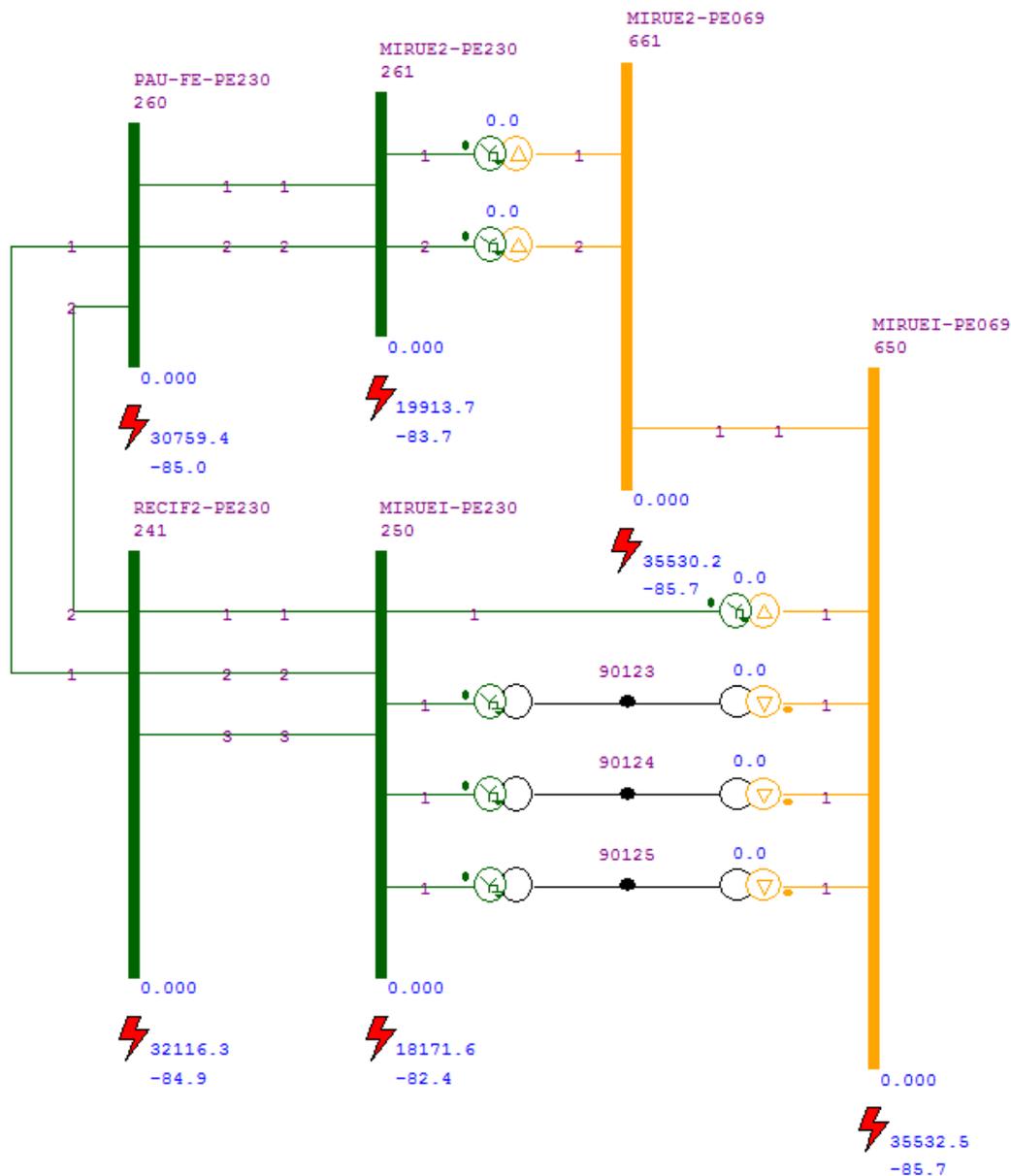


Figura 6-2 – Níveis de curto-circuito na região de Mirueira, considerando interligação dos barramentos de 69 kV

Dessa forma, não deverá ser efetuada a interligação entre os barramentos de 69 kV da SE Mirueira e da SE Mirueira II.

7 ALTERNATIVAS

Todas as alternativas consideram novos transformadores 230/69 kV e realocação de cargas conectadas ao barramento de 69 kV da SE Bongi.

7.1 Alternativa A1

A Alternativa A1 considera a implantação do 5º transformador 230/69 kV na SE Bongi e a substituição dos transformadores 230/69 kV dessa subestação que estão operando fora da vida útil (04T1, 04T2 e 04T3) por novas unidades de 200 MVA. Os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Além disso, essa alternativa considera, em 2028, a implantação da LT 230 kV Recife II – Bongi C1.

A Figura 7-1 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa A1, com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

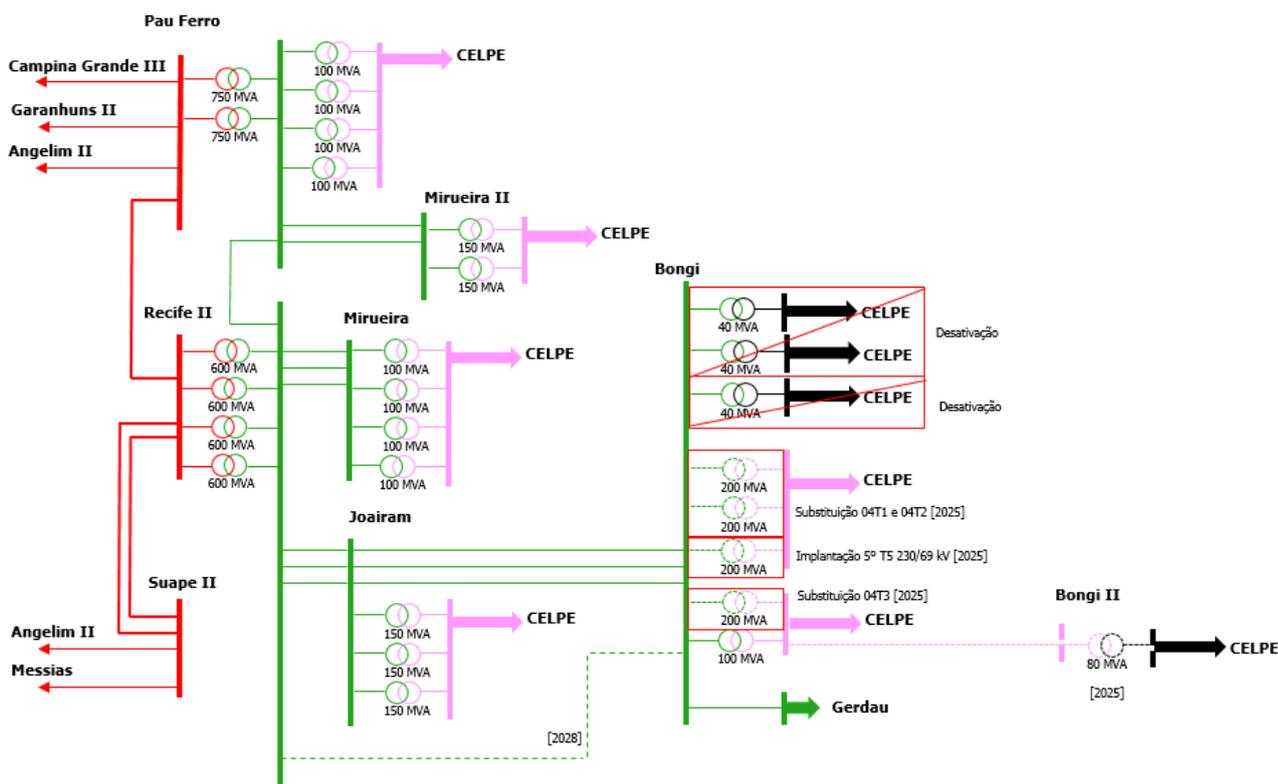


Figura 7-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa A1

7.2 Alternativa A2

A Alternativa A2 considera a implantação do 5º transformador 230/69 kV na SE Bongi e a substituição dos transformadores 230/69 kV dessa subestação que estão operando fora da vida útil (04T1, 04T2 e 04T3) por novas unidades de 200 MVA. Os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Além disso, essa alternativa considera, em 2028, a recapacitação da LT 230 kV Recife II – Joairam - Bongi C1, C2 e C3, com o recondutoramento desses circuitos, troca das cadeias de isoladores e do sistema de amortecimento dos condutores. De acordo com o documento BGI-ESTD-03-MD-R0 [7], a faixa de servidão das linhas de transmissão que serão recapacitadas deverá ser recomposta na área de adensamento urbano, evitando-se interferências e limitações operativas devido às variações nas distâncias de segurança cabo-solo e cabo-obstáculos.

A Figura 7-2 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa A2, com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

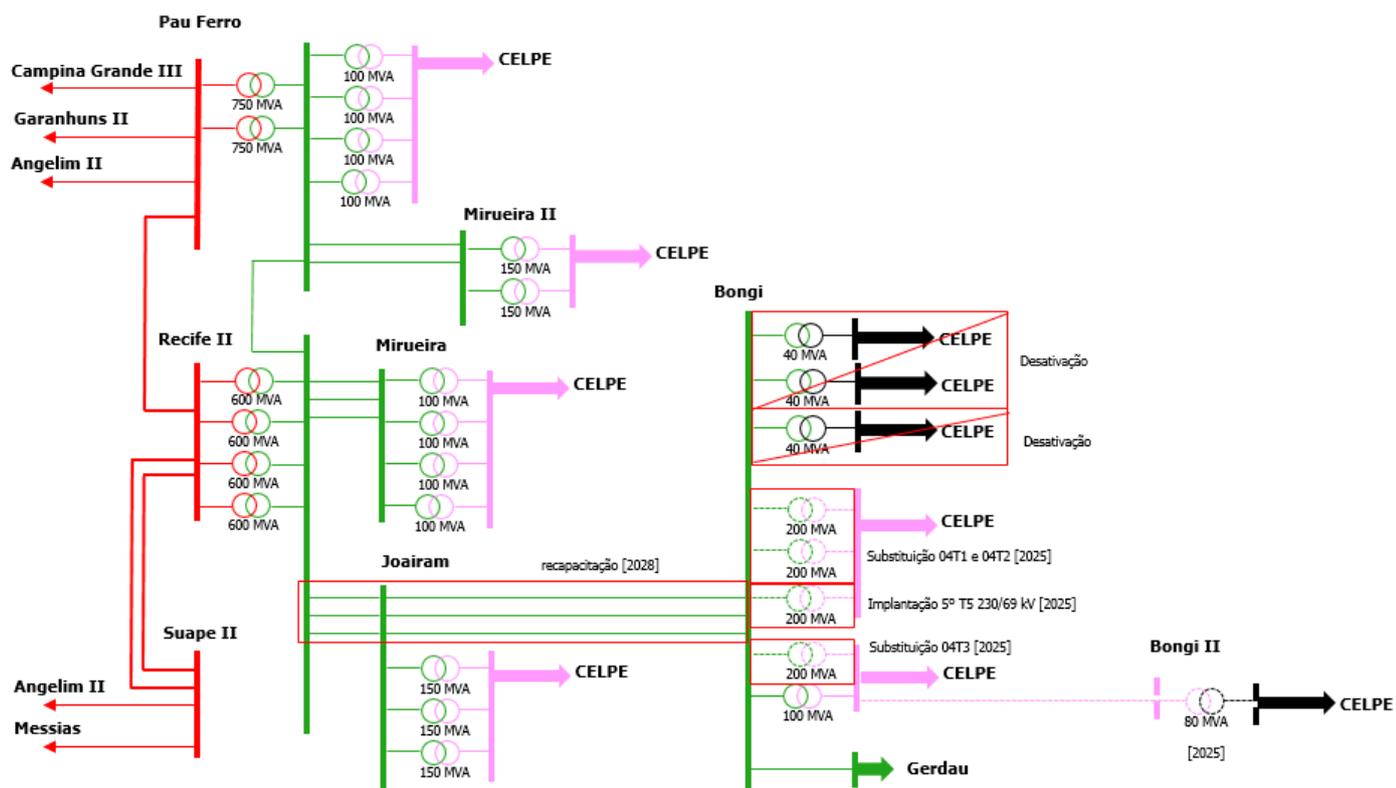


Figura 7-2 – Diagrama Esquemático da Alternativa A2

7.3 Alternativa B

A Alternativa B considera a implantação da SE Joana Bezerra 230/69 kV e da LT 230 kV Recife II – Joana Bezerra CD, com trechos aéreos e subterrâneos.

Na SE Bongi, os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

A Figura 7-3 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa B, com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

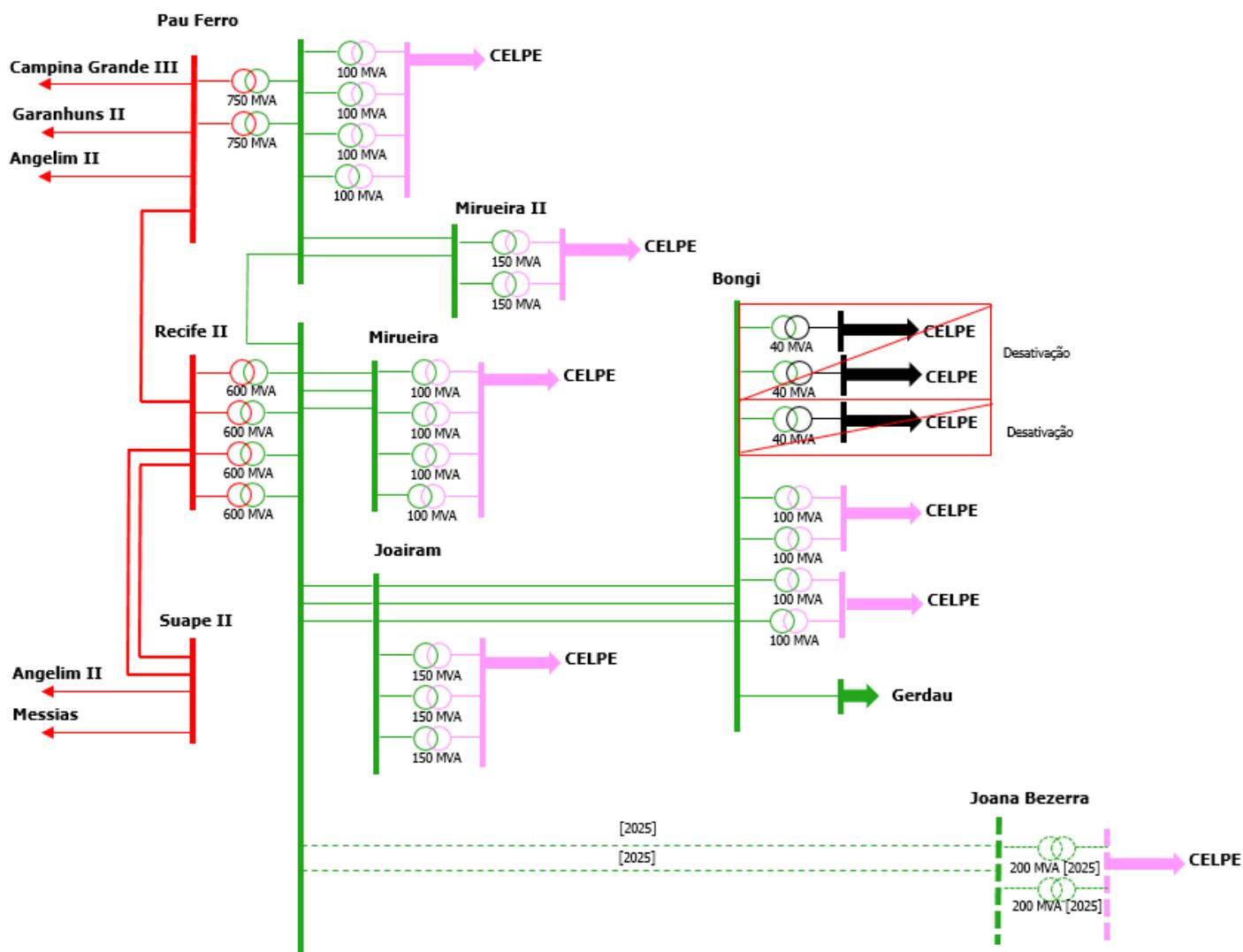


Figura 7-3 – Diagrama Esquemático da Alternativa B

7.4 Alternativa C

A Alternativa C considera a implantação da SE Rio Jordão II 230/69 kV e da LT 230 kV Recife II – Rio Jordão II CD, com trechos aéreos e subterrâneos.

Na SE Bongi, os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

A Figura 7-4 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa C, com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

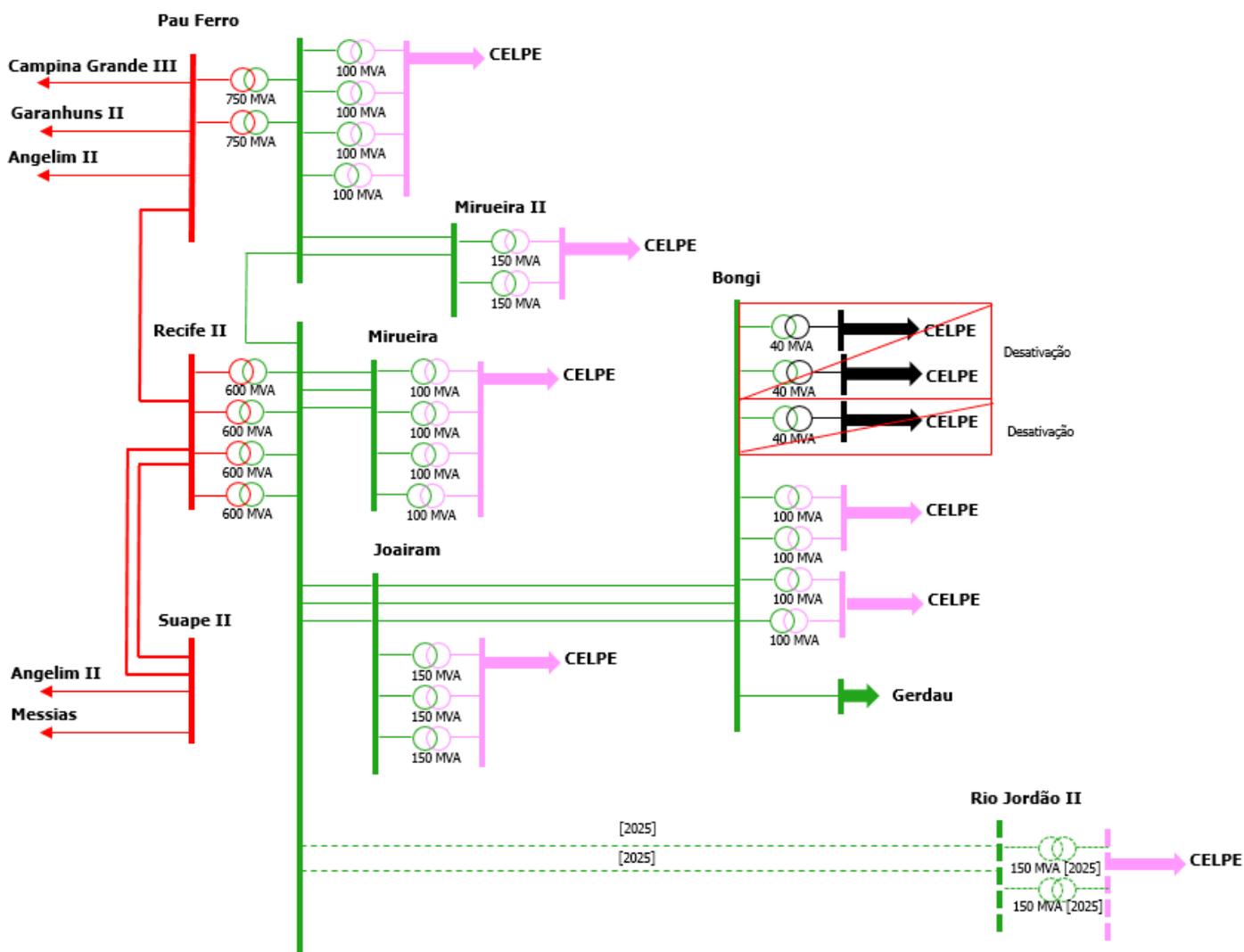


Figura 7-4 – Diagrama Esquemático da Alternativa C

7.5 Alternativa D

A Alternativa D considera a implantação do 5º transformador 230/69 kV na SE Bongi e a substituição dos transformadores 230/69 kV dessa subestação que estão operando fora da vida útil (04T1, 04T2 e 04T3) por novas unidades de 200 MVA. Os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Além disso, essa alternativa considera, em 2028, a implantação da LT 69 kV Mirueira II – Ilha do Retiro C1 e C2, com transferência de cargas alocadas no regional da SE Bongi para a SE Mirueira II. Também é considerada a implantação do 3º e 4º transformadores 230/69 kV na SE Mirueira II.

A Figura 7-5 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa D, com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

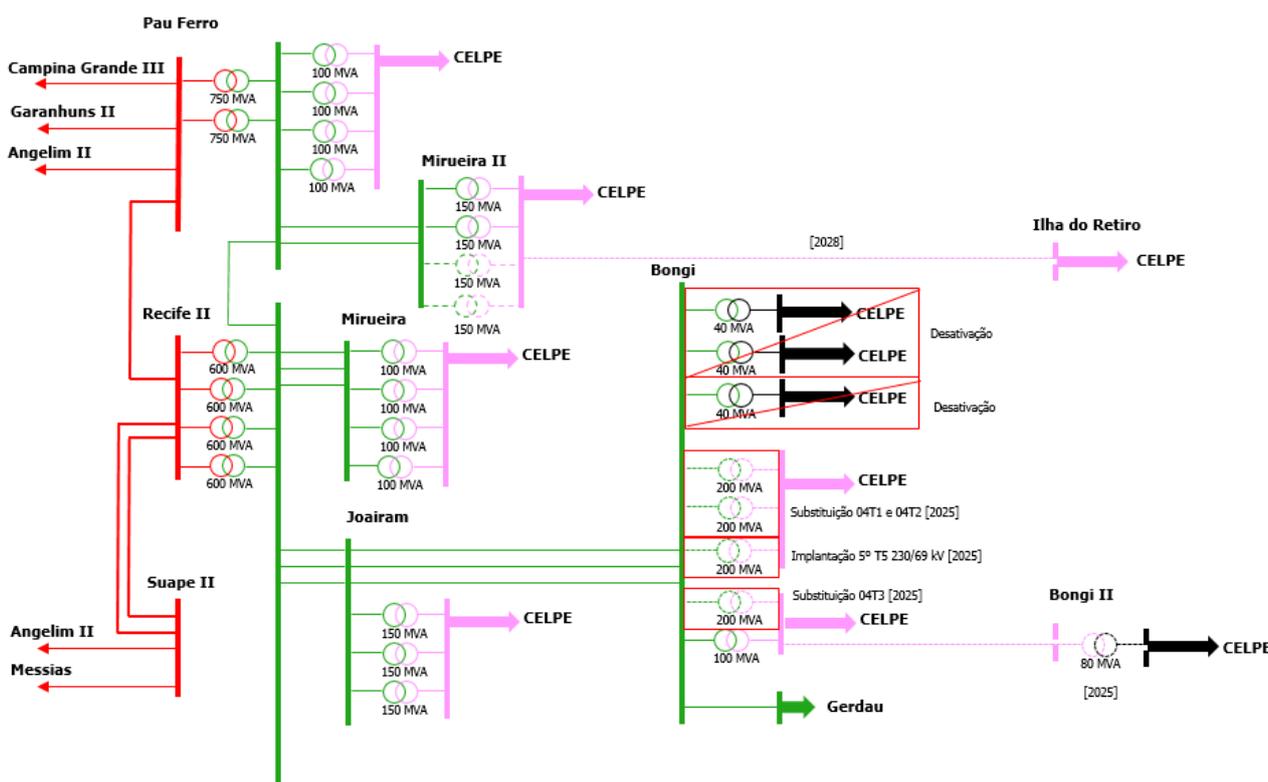


Figura 7-5 – Diagrama Esquemático da Alternativa D

8 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas, em regime normal e durante as principais contingências, para os anos 2025 a 2034, são apresentados neste item. Para essas simulações foram considerados os cenários mais críticos de geração e de carga.

Do item 8.1 ao item 8.5 são apresentados o desempenho e a sequência de obras de cada uma das 5 alternativas.

8.1 Alternativa A1

A Alternativa A1 considera a implantação do 5º transformador 230/69 kV na SE Bongí e a substituição dos transformadores 230/69 kV dessa subestação que estão operando fora da vida útil (04T1, 04T2 e 04T3) por novas unidades de 200 MVA. Os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Essas obras, recomendadas para o ano de 2025, são suficientes para atender a Região Metropolitana de Recife até o ano de 2027.

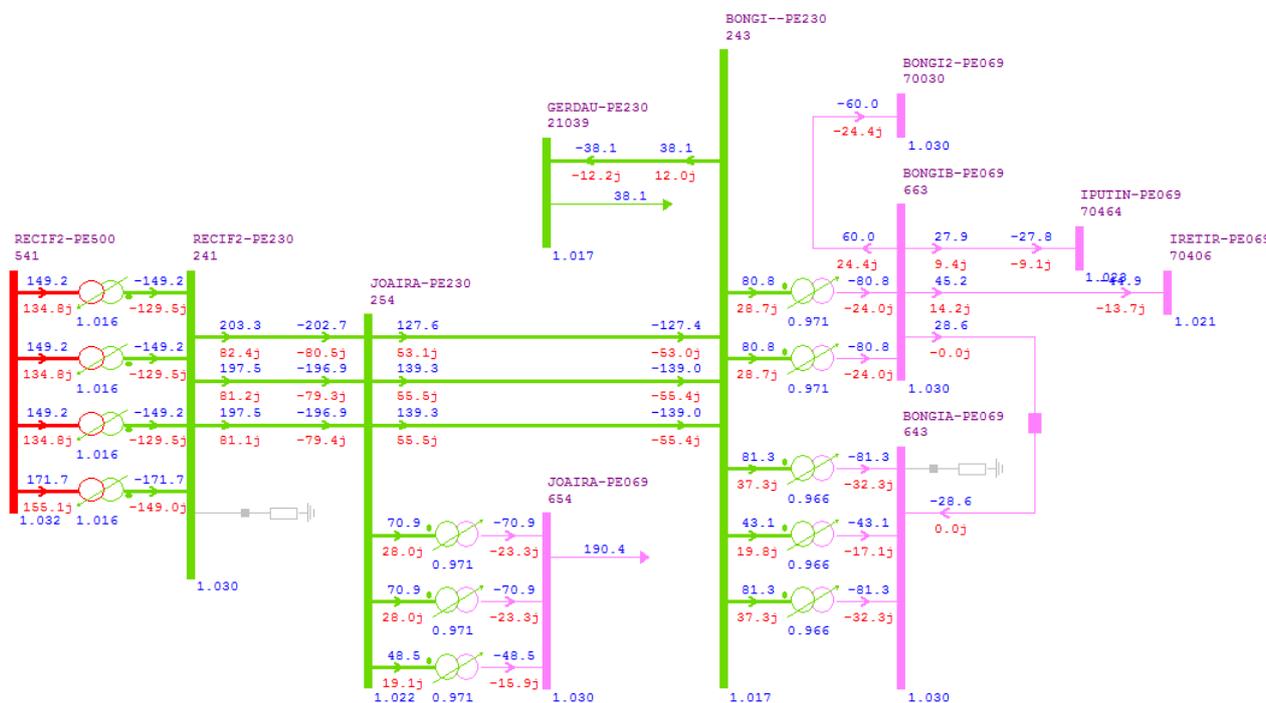


Figura 8-1 – Alternativa A1 – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025

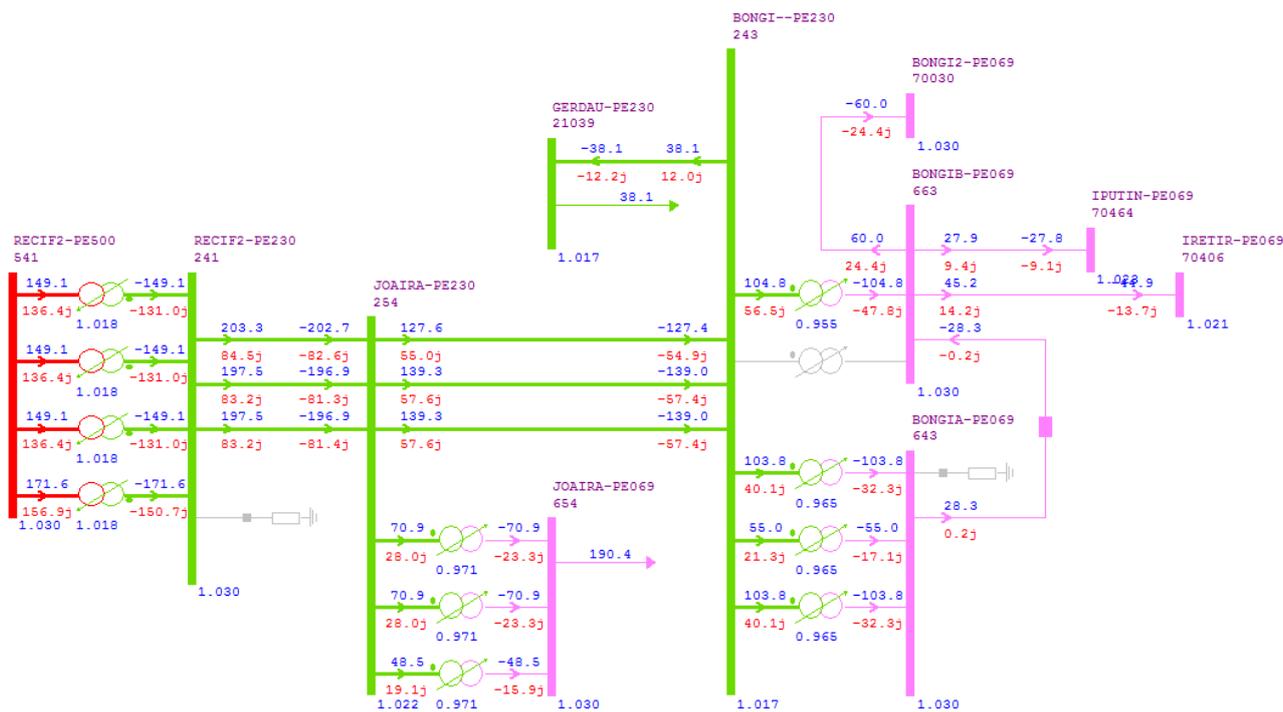


Figura 8-2 – Alternativa A1 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongi – 2025

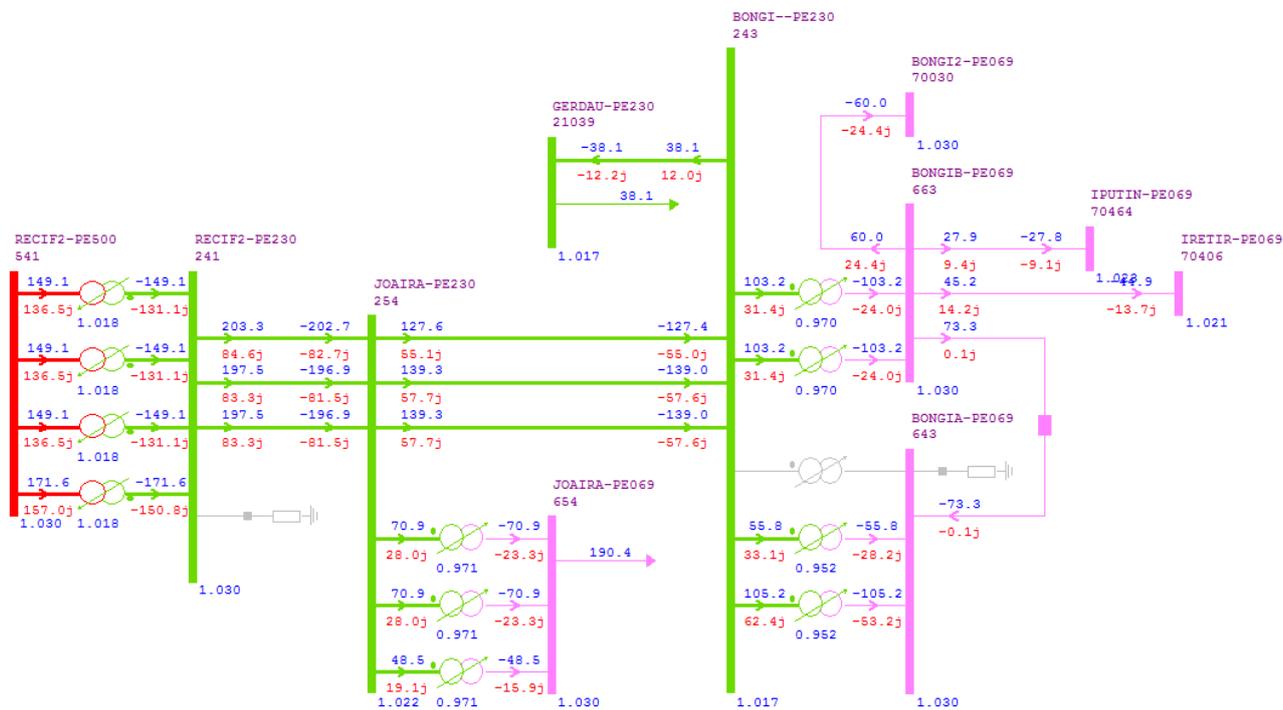


Figura 8-3 – Alternativa A1 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongi – 2025

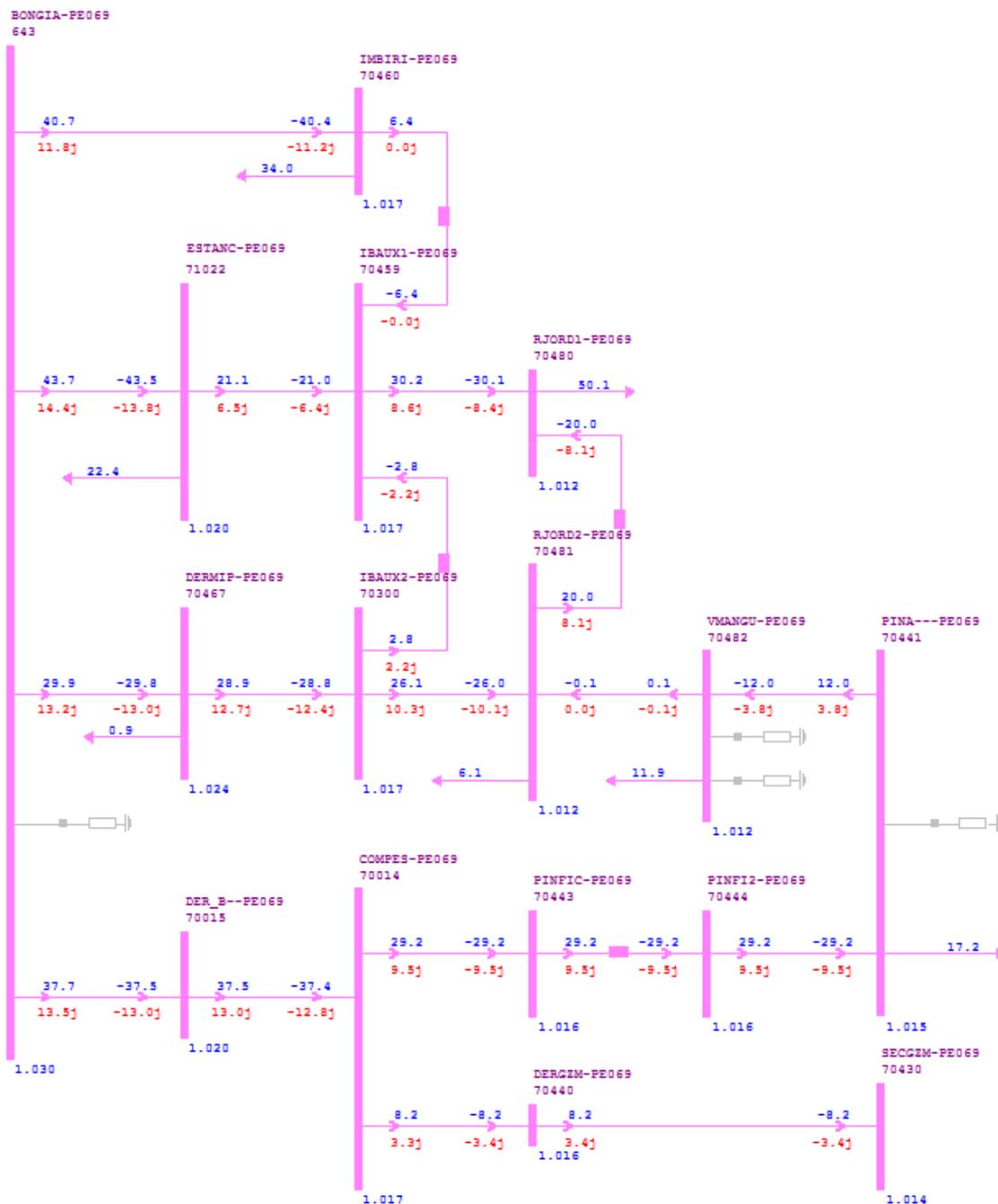


Figura 8-4 – Alternativa A1 – CELPE – Carga Média - Eixo I - Regime Normal – 2025

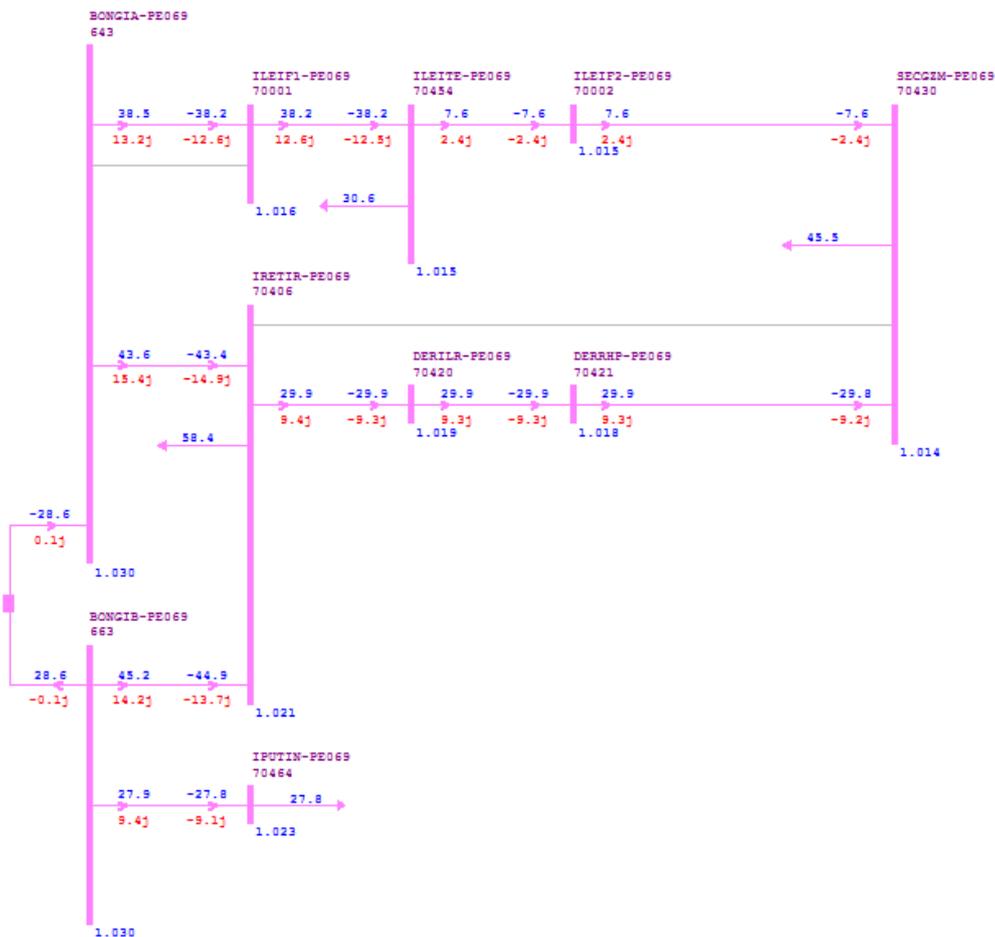


Figura 8-5 – Alternativa A1 – CELPE – Carga Média - Eixo II - Regime Normal – 2025

Em 2028, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Recife II - Joairam, na contingência de um dos circuitos, no cenário de Carga Média. Como solução, é recomendada a implantação da LT 230 kV Recife II – Bongji C1.

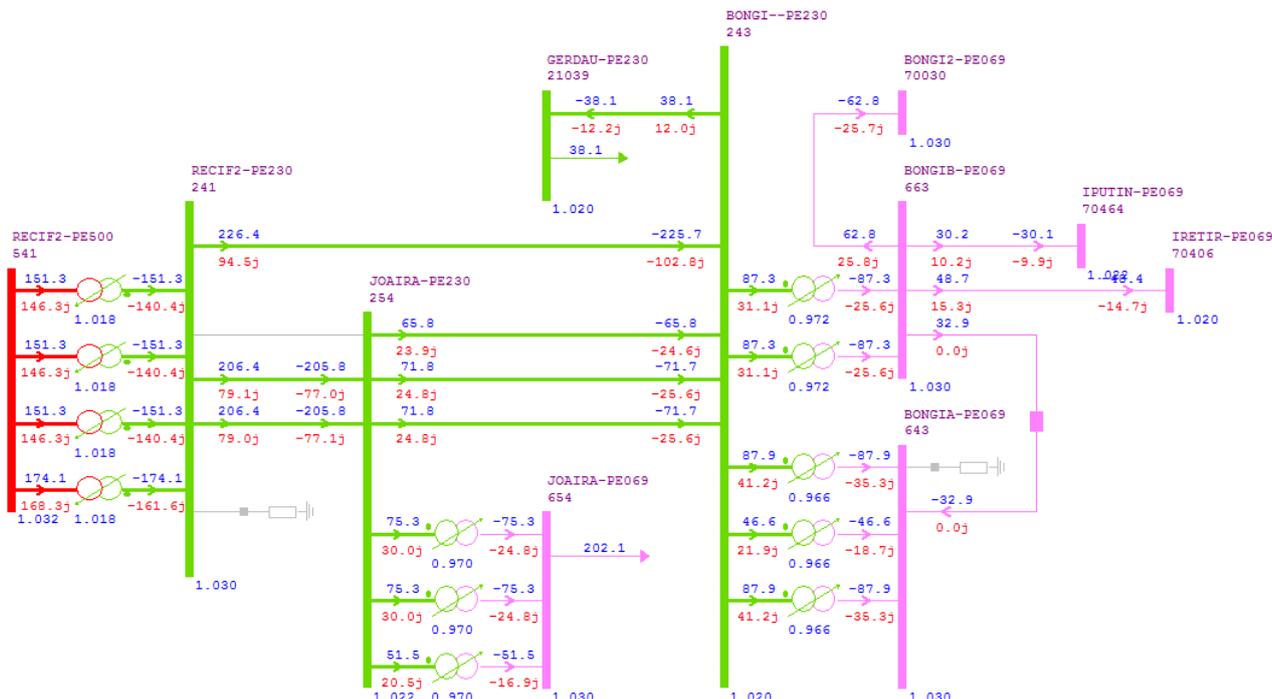


Figura 8-6 – Alternativa A1 – Rede Básica – Carga Média - Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C1 – 2028

As principais obras referentes à Alternativa A1 são descritas em detalhes na Tabela 8-1, Tabela 8-2, Tabela 8-3 e Tabela 8-4.

Tabela 8-1 – Alternativa A1 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2028	230 kV	LT 230 kV Recife II - Bongji C1	Al 1600 mm ²	14,3 km

Tabela 8-2 – Alternativa A1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi	230 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-
		230/69 kV	Implantação do 5º TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	5º
			Substituição do 1º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T1) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	1º
			Substituição do 2º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T2) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	2º
			Substituição do 3º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T3) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	3º
		230/13,8 kV	Desativação do 5º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T5).	-
			Desativação do 6º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T6).	-
			Desativação do 7º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T7).	-
		69 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-

Tabela 8-3 – Alternativa A1 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2025	69 kV	LD 69 kV Bongi – Bongi II C1	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km

Tabela 8-4 – Alternativa A1 - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi II	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	1 TR 69/13,8 kV – 3Φ – 1 x 80 MVA	1º

8.2 Alternativa A2

A Alternativa A2 considera a implantação do 5º transformador 230/69 kV na SE Bongi e a substituição dos transformadores 230/69 kV dessa subestação que estão operando fora da vida útil (04T1, 04T2 e 04T3) por novas unidades de 200 MVA. Os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Essas obras, recomendadas para o ano de 2025, são suficientes para atender a Região Metropolitana de Recife até o ano de 2027.

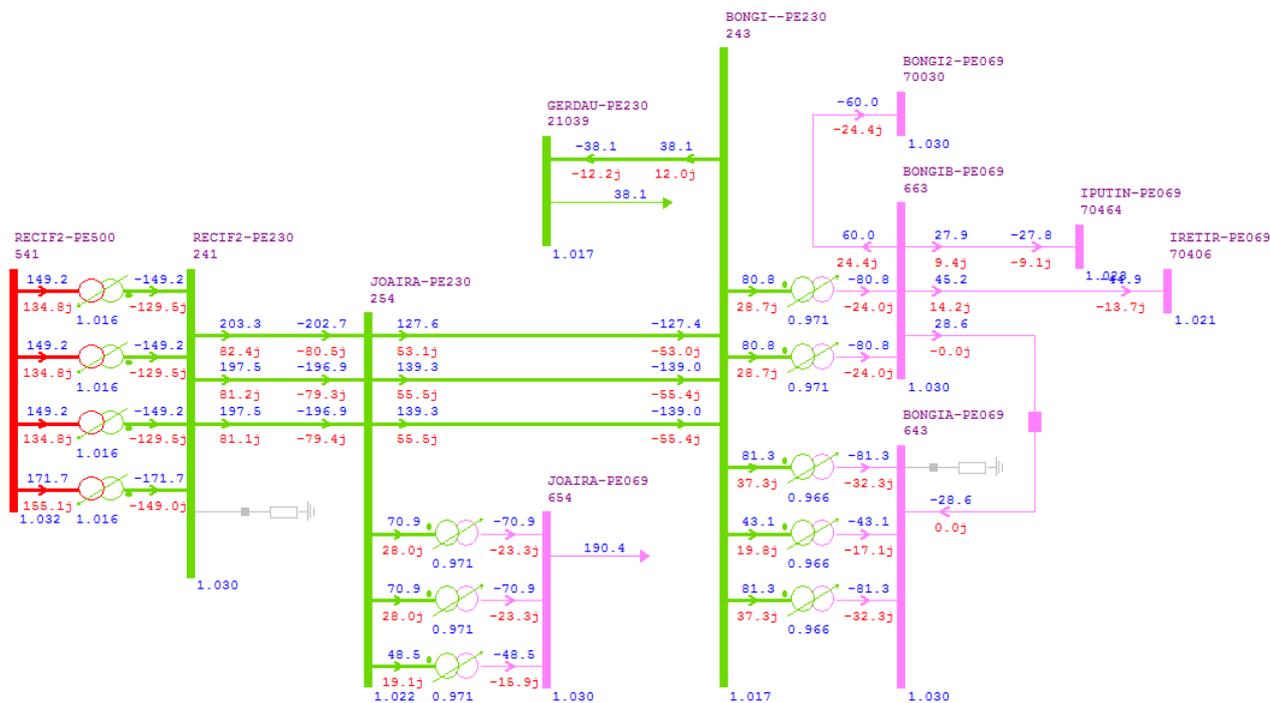


Figura 8-7 – Alternativa A2 – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025

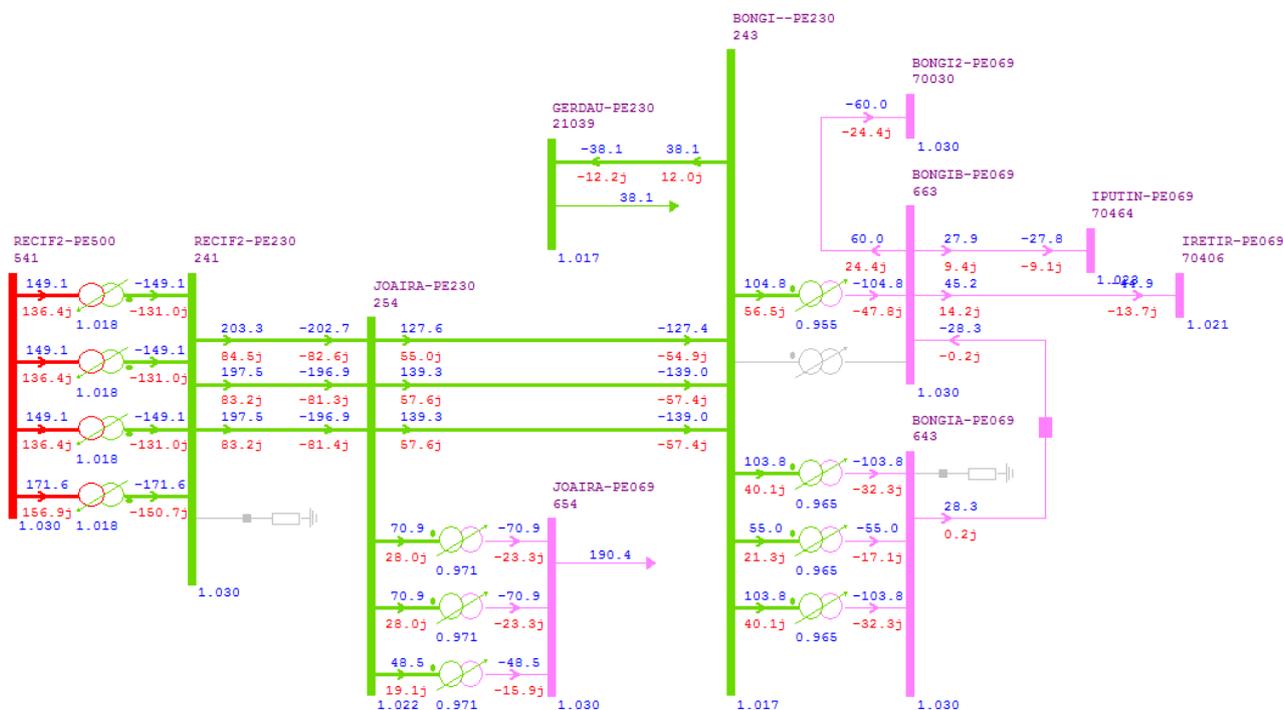


Figura 8-8 – Alternativa A2 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongi – 2025

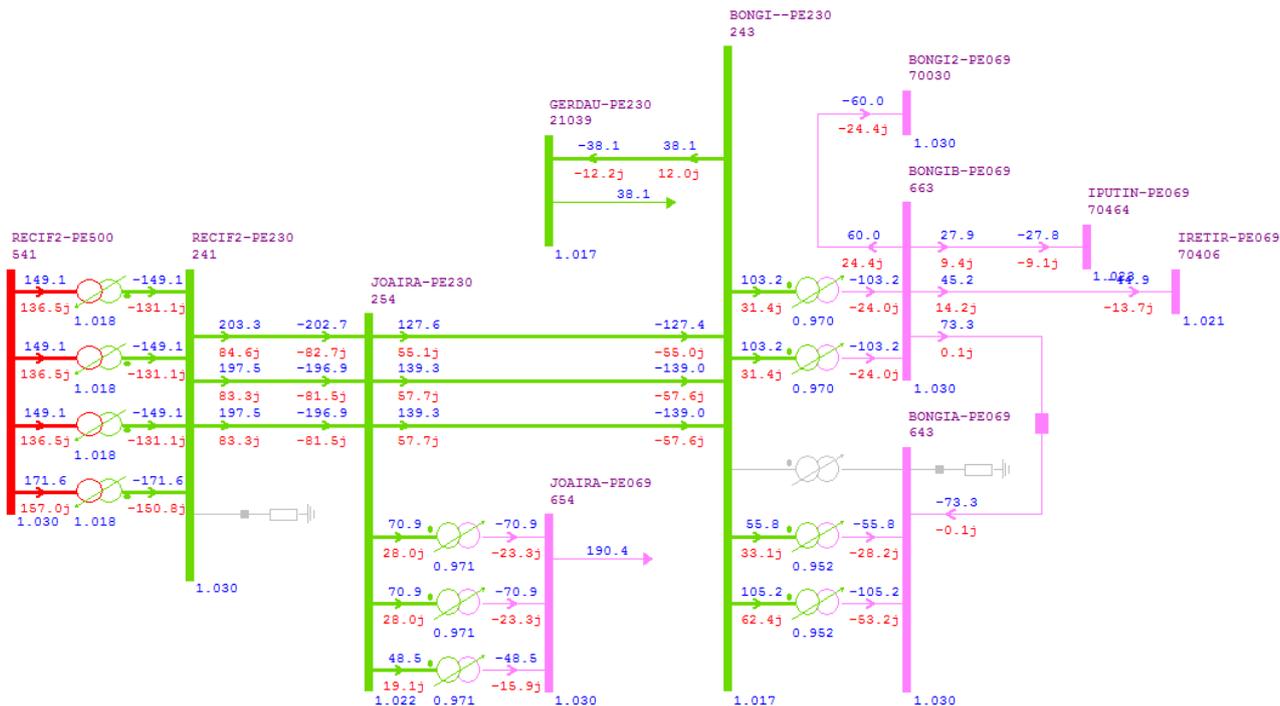


Figura 8-9 – Alternativa A2 – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongi – 2025

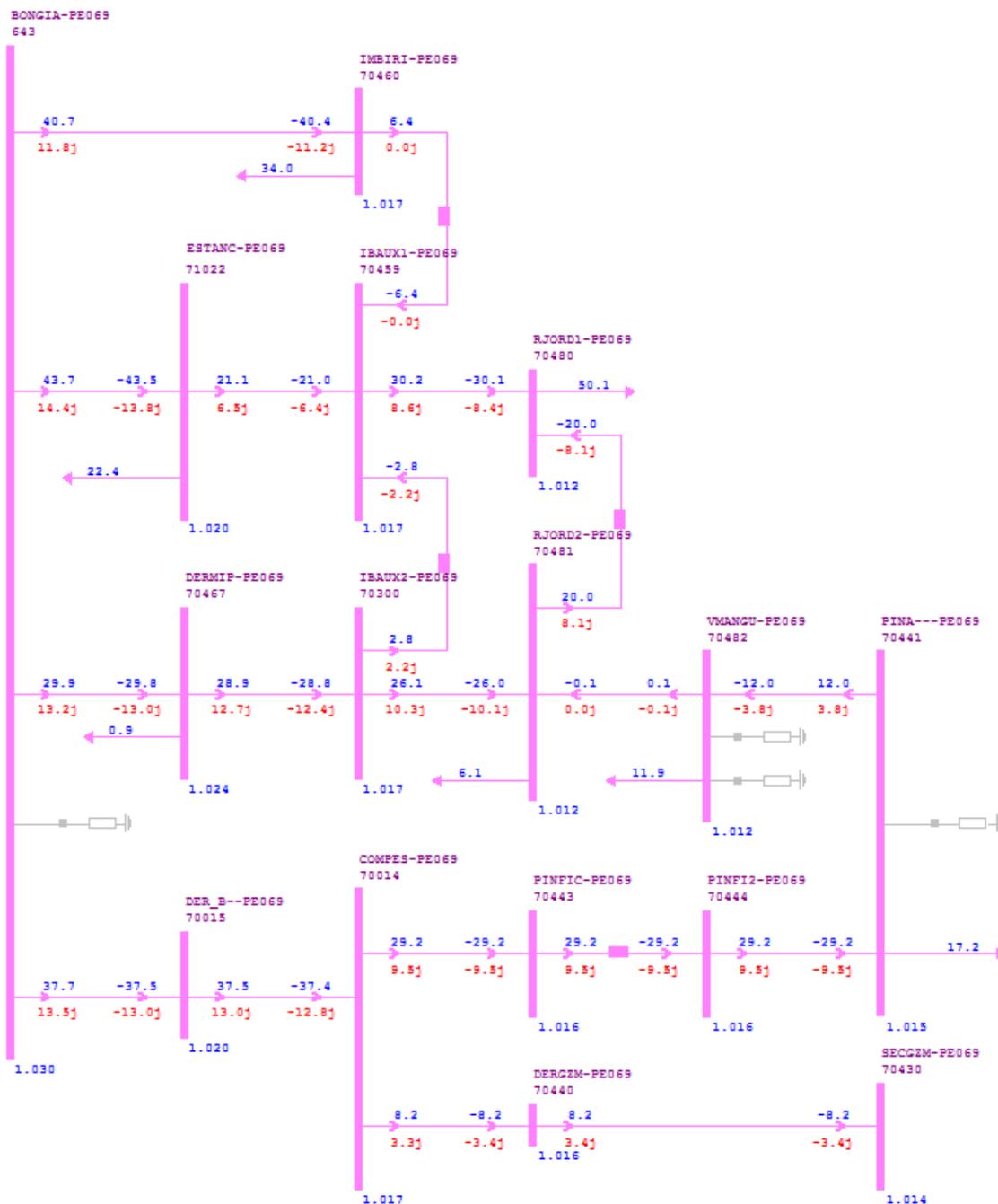


Figura 8-10 – Alternativa A2 – CELPE – Carga Média - Eixo I - Regime Normal – 2025

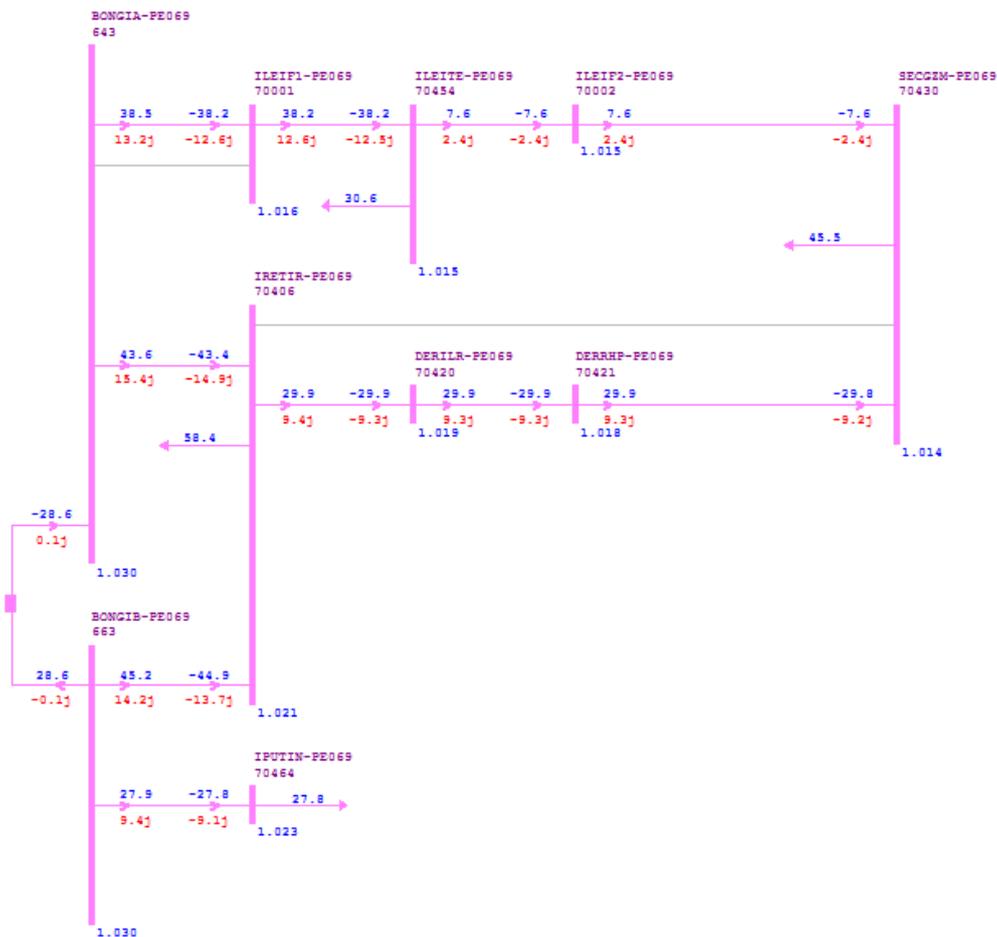


Figura 8-11 – Alternativa A2 – CELPE – Carga Média - Eixo II - Regime Normal – 2025

Em 2028, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Recife II - Joairam, na contingência de um dos circuitos, no cenário de Carga Média. Como solução, é recomendada a recapacitação da LT 230 kV Recife II – Joairam – Bongi C1, C2 e C3.

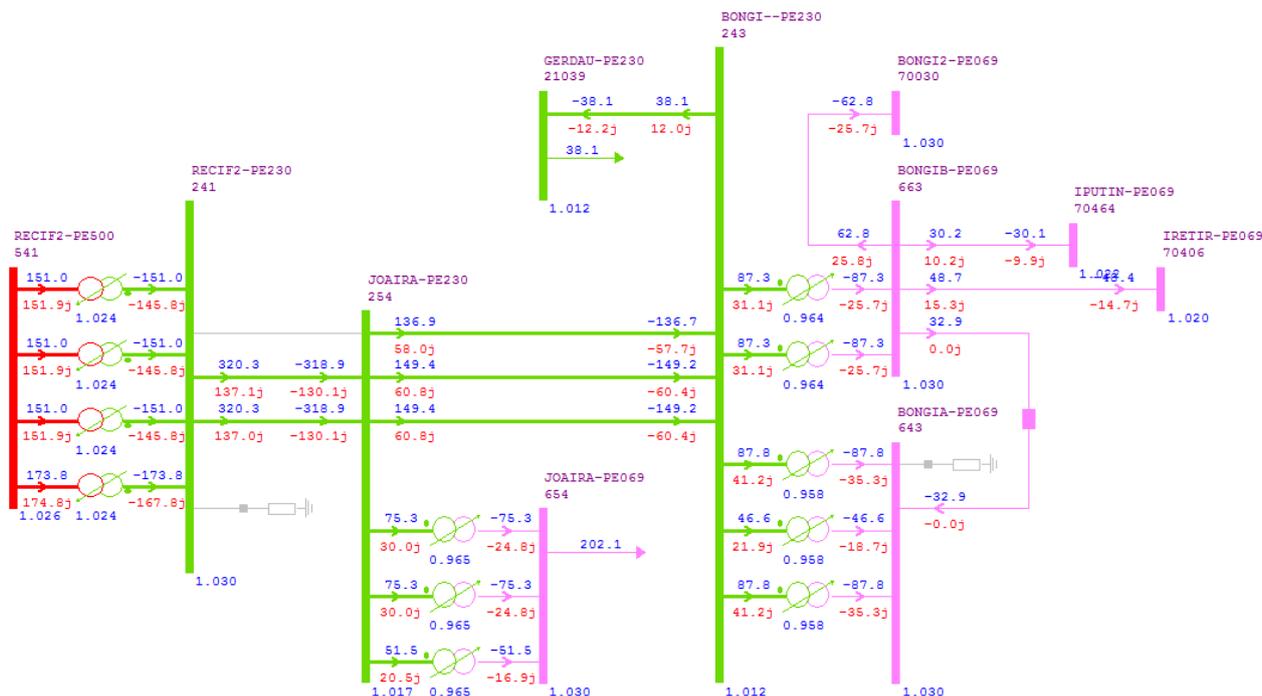


Figura 8-12 – Alternativa A2 – Rede Básica – Carga Média - Contingência da LT 230 kV Recife II – Joairam C1 – 2028

As principais obras referentes à Alternativa A2 são descritas em detalhes na Tabela 8-5, Tabela 8-6, Tabela 8-7 e Tabela 8-8.

Tabela 8-5 – Alternativa A2 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2028	230 kV	Recapitação da LT 230 kV Recife II – Joairam C1, C2 e C3	ACCC Stockholm 3L	7,4 km
2028	230 kV	Recapitação da LT 230 kV Joairam – Bongí C1, C2 e C3	ACCC Stockholm 3L	6,3 km

Tabela 8-6 – Alternativa A2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi	230 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-
		230/69 kV	Implantação do 5º TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	5º
			Substituição do 1º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T1) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	1º
			Substituição do 2º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T2) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	2º
			Substituição do 3º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T3) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	3º
		230/13,8 kV	Desativação do 5º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T5).	-
			Desativação do 6º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T6).	-
			Desativação do 7º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T7).	-
		69 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-

Tabela 8-7 – Alternativa A2 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2025	69 kV	LD 69 kV Bongi – Bongi II C1	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km

Tabela 8-8 – Alternativa A2 - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi II	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	1 TR 69/13,8 kV – 3Φ – 1 x 80 MVA	1º

8.3 Alternativa B

A Alternativa B considera a implantação da SE Joana Bezerra 230/69 kV, com 2 transformadores trifásicos 230/69 kV de 200 MVA. Além disso, é prevista a implantação da LT 230 kV Recife II – Joana Bezerra C1 e C2.

Também deverão ser implantadas as LT 69 kV Joana Bezerra – Compesa C1 e C2, Joana Bezerra – Gasômetro C1 e Compesa – Ilha do Retiro C1.

Na SE Bongi, os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Essas obras, recomendadas para o ano de 2025, são suficientes para atender o mercado da CELPE até o ano de 2031.

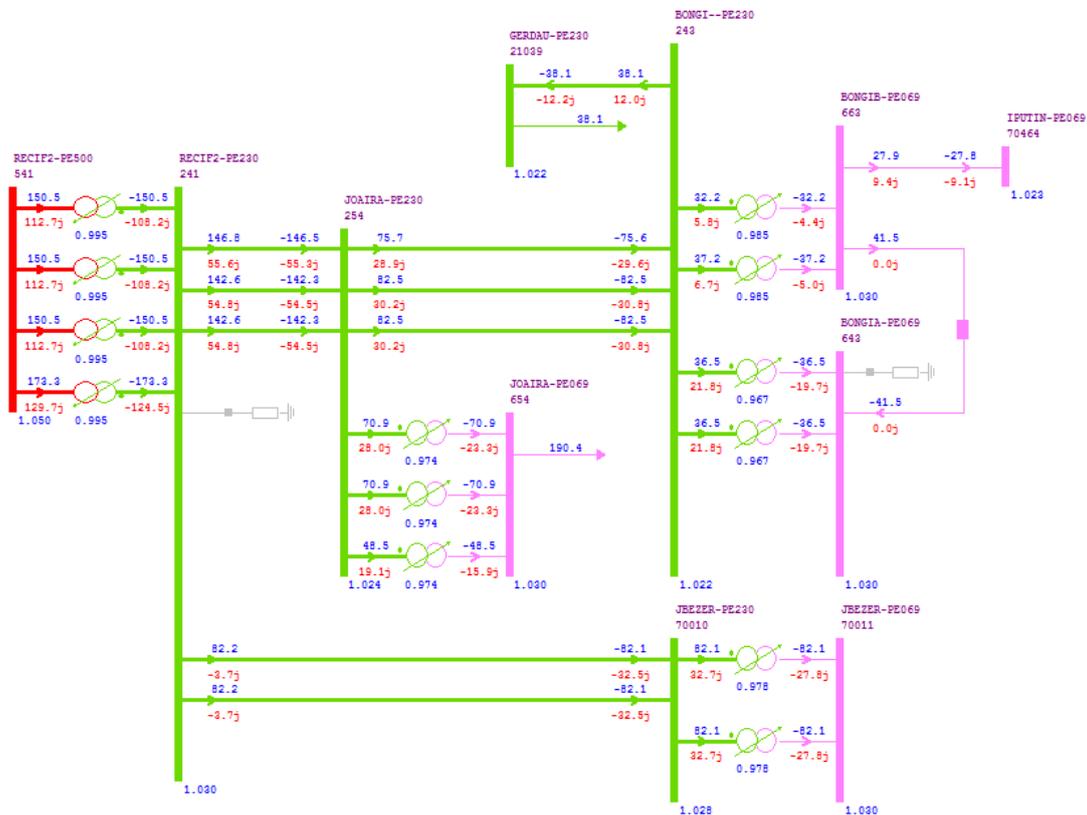


Figura 8-13 – Alternativa B – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025

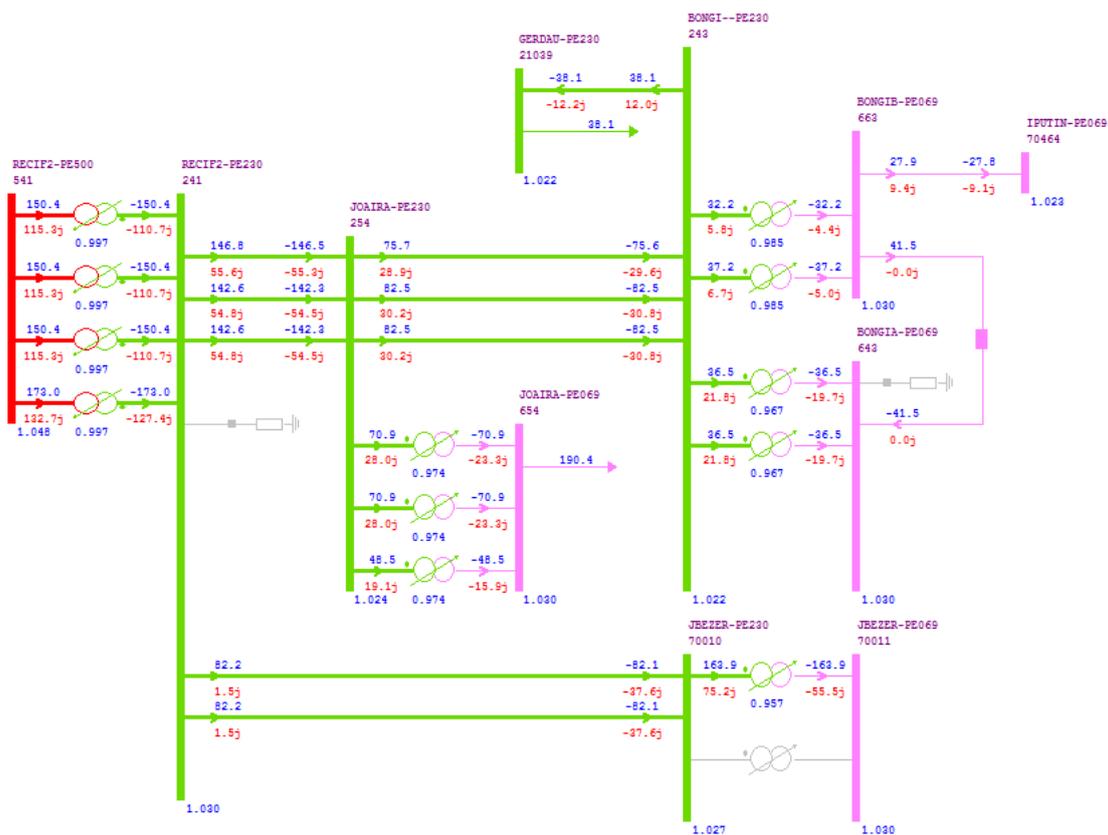


Figura 8-14 – Alternativa B – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Joana Bezerra – 2025

Em 2031, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 69 kV Joana Bezerra – Gasômetro C1, em regime permanente, no cenário de Carga Pesada. Como solução, é recomendada a implantação da LT 69 kV Joana Bezerra – Gasômetro C2.

As principais obras referentes à Alternativa B são descritas em detalhes na Tabela 8-9, Tabela 8-10 e Tabela 8-11.

Tabela 8-9 – Alternativa B - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2025	230 kV	LT 230 kV Recife II – Joana Bezerra C1 e C2	Al 1600 mm ²	18,7 km

Tabela 8-10 – Alternativa B - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Joana Bezerra	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/69 kV	1º e 2º TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
2025	Bongi	230/13,8 kV	Desativação do 5º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T5).	-
			Desativação do 6º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T6).	-
			Desativação do 7º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T7).	-

Tabela 8-11 – Alternativa B - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2025	69 kV	LT 69 kV Joana Bezerra - Compesa C1 e C2	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km
2025	69 kV	LT 69 kV Joana Bezerra - Gasômetro C1	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	1,7 km
2025	69 kV	LT 69 kV Compesa – Ilha do Retiro C1	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	2,9 km
2031	69 kV	LT 69 kV Joana Bezerra - Gasômetro C2	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	1,7 km

8.4 Alternativa C

A Alternativa C considera a implantação da SE Rio Jordão II 230/69 kV, com 2 transformadores trifásicos 230/69 kV de 150 MVA. Além disso, é prevista a implantação da LT 230 kV Recife II – Rio Jordão II C1 e C2.

Também deverá ser implantada a LT 69 kV Rio Jordão II – Rio Jordão C1 e C2 (CD).

Na SE Bongí, os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Essas obras, recomendadas para o ano de 2025, são suficientes para atender o mercado da CELPE até o ano de 2032.

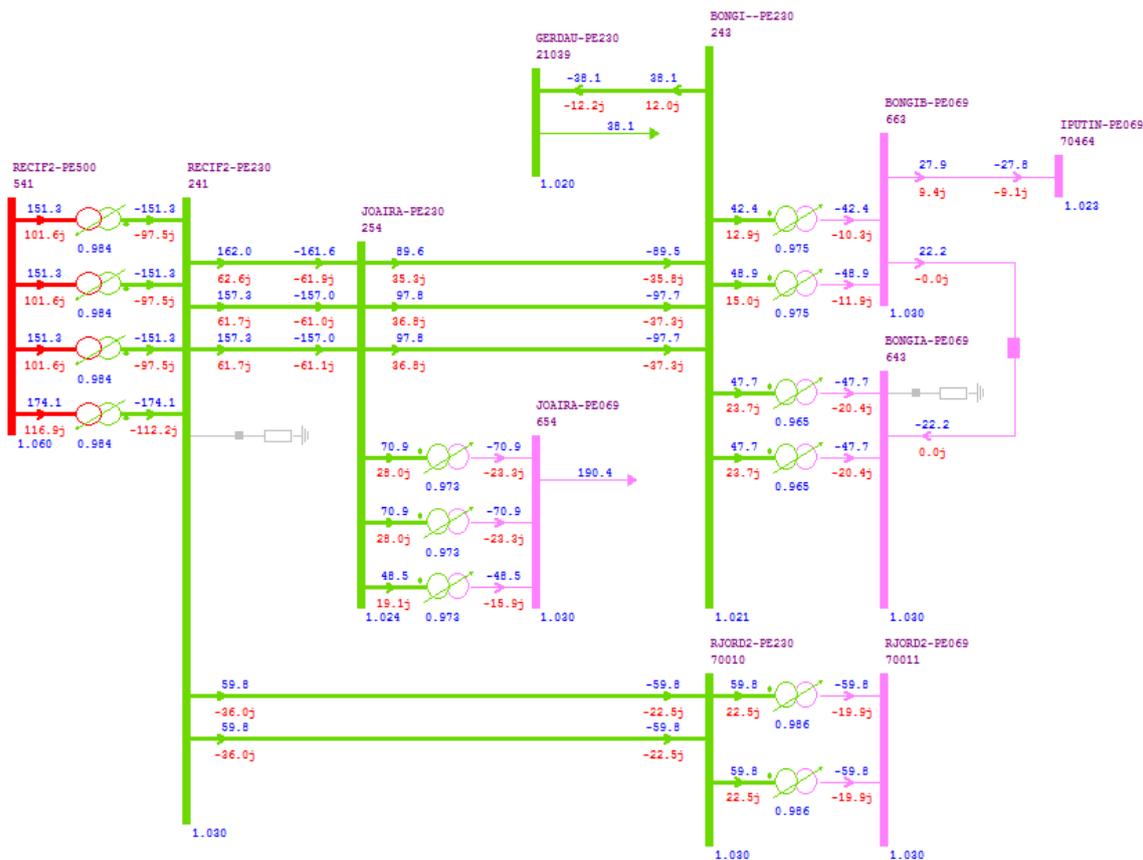


Figura 8-15 – Alternativa C – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025

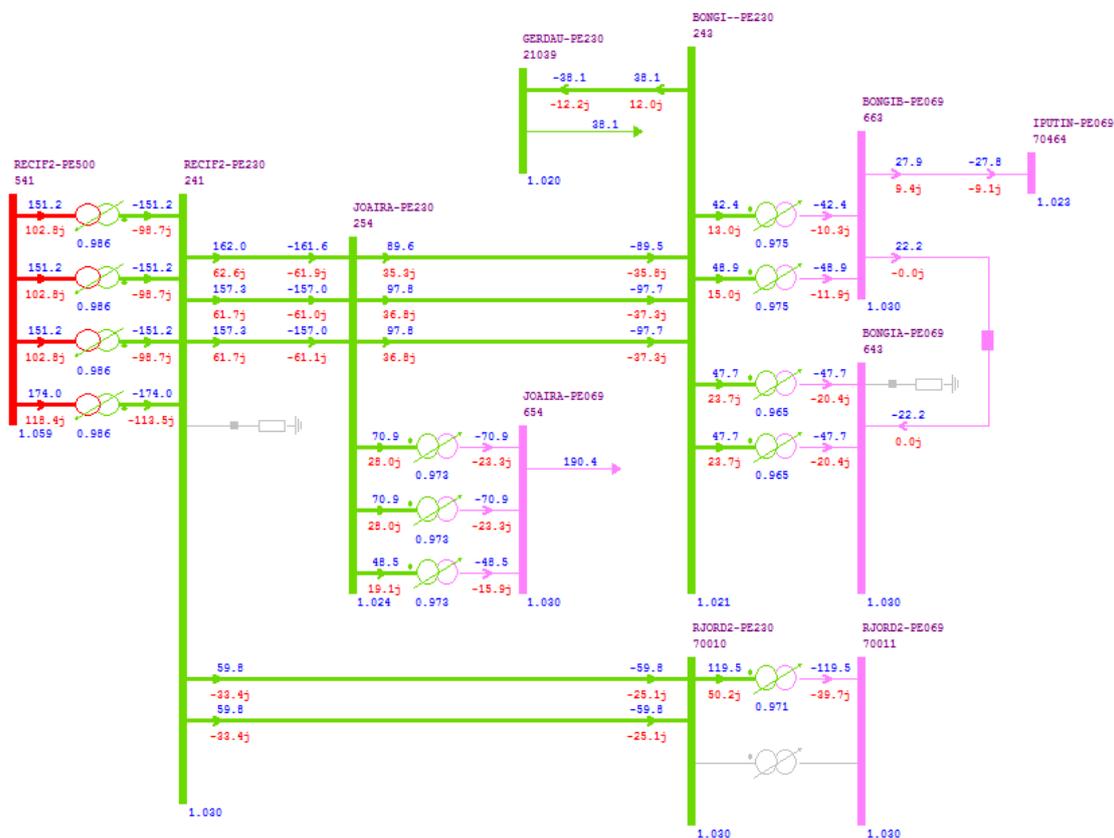


Figura 8-16 – Alternativa C – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Rio Jordão II – 2025

Em 2032, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 69 kV Rio Jordão II – Rio Jordão C1 e C2, em regime permanente, no cenário de Carga Pesada. Como solução, é recomendada a implantação da LT 69 kV Rio Jordão II – Rio Jordão C3.

As principais obras referentes à Alternativa C são descritas em detalhes na Tabela 8-12, Tabela 8-13 e Tabela 8-14.

Tabela 8-12 – Alternativa C - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2025	230 kV	LT 230 kV Recife II – Rio Jordão II C1 e C2	Al 1600 mm ²	19,95 km

Tabela 8-13 – Alternativa C - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Rio Jordão II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/69 kV	1º e 2º TR 230/69 kV – 150 MVA – 3Φ	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
2025	Bongi	230/13,8 kV	Desativação do 5º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T5).	-
			Desativação do 6º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T6).	-
			Desativação do 7º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T7).	-

Tabela 8-14 – Alternativa C - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2025	69 kV	LT 69 kV Rio Jordão II - Rio Jordão C1 e C2	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km
2032	69 kV	LT 69 kV Rio Jordão II - Rio Jordão C3	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km

8.5 Alternativa D

A Alternativa D considera a implantação do 5º transformador 230/69 kV na SE Bongi e a substituição dos transformadores 230/69 kV dessa subestação que estão operando fora da vida útil (04T1, 04T2 e 04T3) por novas unidades de 200 MVA. Os transformadores 230/13,8 kV (04T5, 04T6 e 04T7) deverão ser desativados e suas cargas transferidas, pela Celpe, para uma nova subestação 69/13,8 kV ou outros regionais.

Essas obras, recomendadas para o ano de 2025, são suficientes para atender a Região Metropolitana de Recife até o ano de 2027.

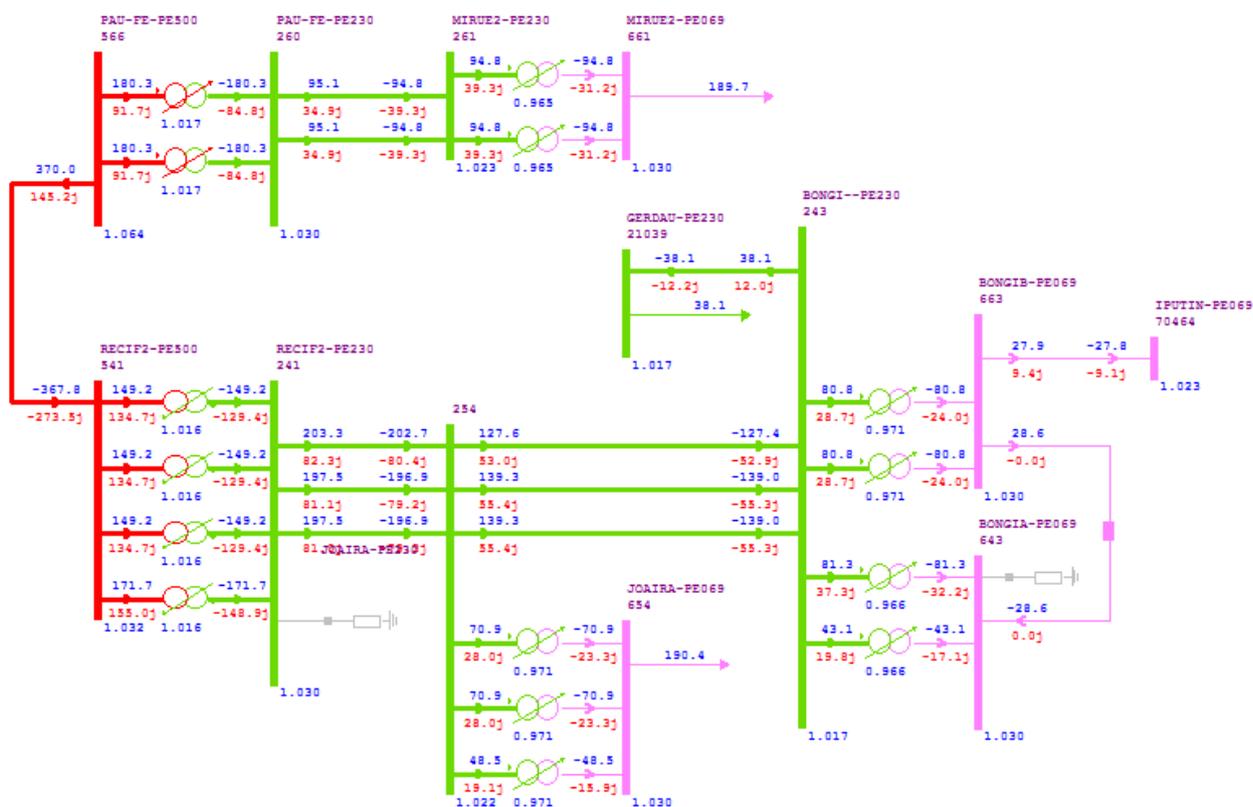


Figura 8-17 – Alternativa D – Rede básica – Carga Média - Regime Normal – 2025

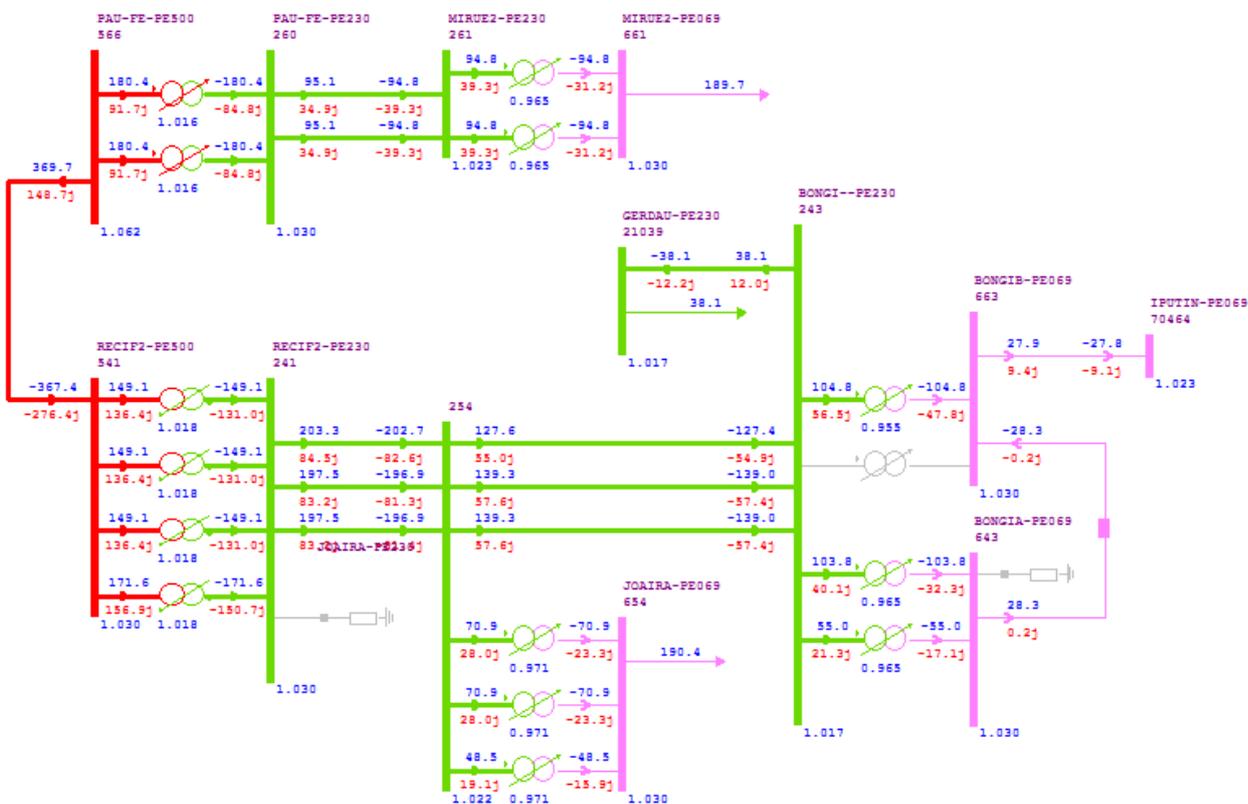


Figura 8-18 – Alternativa D – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Bongi – 2025

Em 2028, verifica-se a ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Recife II - Joairam, na contingência de um dos circuitos, no cenário de Carga Média. Como solução, é recomendada a implantação da LT 69 kV Mirueira II – Ilha do Retiro C1 e C2, com transferência de cargas alocadas no regional da SE Bongiri para a SE Mirueira II. Para comportar essa transferência de cargas, é necessária a implantação do 3º e 4º transformadores 230/69 kV na SE Mirueira II.

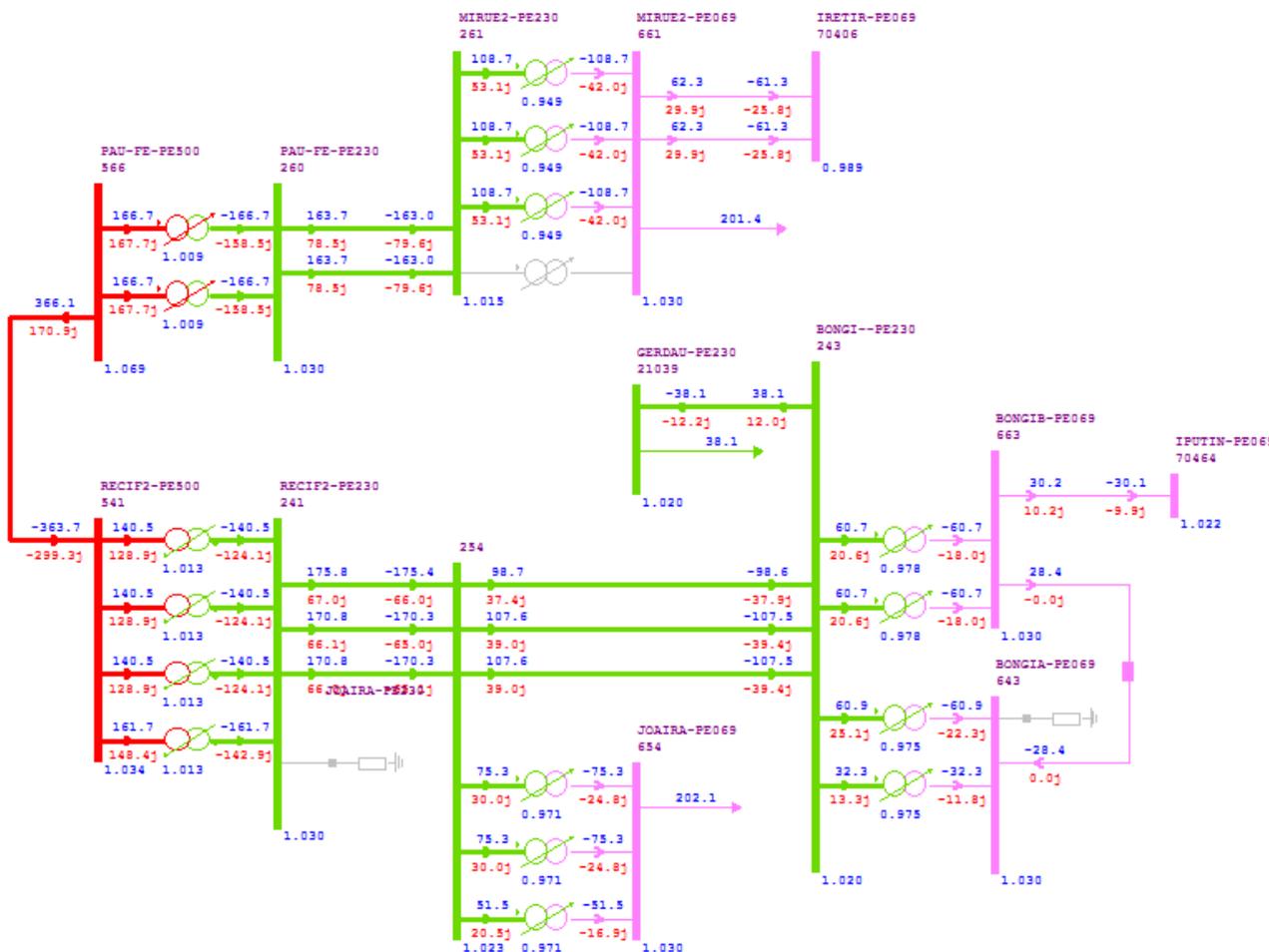


Figura 8-19 – Alternativa D – Rede Básica – Carga Média - Contingência na transformação 230/69 kV da SE Mirueira II – 2028

As principais obras referentes à Alternativa D são descritas em detalhes na Tabela 8-15, Tabela 8-16 e Tabela 8-17.

Tabela 8-15 – Alternativa D - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi	230 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-
		230/69 kV	Implantação do 5º TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	5º
			Substituição do 1º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T1) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	1º
			Substituição do 2º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T2) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	2º
			Substituição do 3º TR 230/69 kV – 100 MVA – 3Φ (04T3) por uma unidade TR 230/69 kV – 200 MVA – 3Φ.	3º
		230/13,8 kV	Desativação do 5º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T5).	-
			Desativação do 6º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T6).	-
			Desativação do 7º TR 230/13,8 kV – 40 MVA – 3Φ (04T7).	-
		69 kV	Substituições de equipamentos, conforme recomendações apresentadas em BGI-ESTD-03-MD-R1[1] e BGI-ESTD-04-LE R1[2].	-

Tabela 8-16 – Alternativa D - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2025	69 kV	LD 69 kV Bongi – Bongi II C1	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	0,5 km
2028	69 kV	LT 69 kV Mirueira II – Ilha do Retiro C1 e C2	ACSR 636 MCM (Grosbeak)	15,2 km

Tabela 8-17 – Alternativa D - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bongi II	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	1 TR 69/13,8 kV – 3Φ – 1 x 80 MVA	1º

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Custos de Investimento

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam na “Base de Referência de Preços” Ref.[5].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2025 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 do estudo.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas foram estimados considerando:

- Cenários: Carga Pesada, Carga Média e Carga Leve;
- Custo de perdas R\$ 233,95 / MWh;
- Taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2025;
- Cotação do dólar americano (USD): R\$ 3,85;

Os custos de investimentos em linhas de transmissão de 230 kV são preliminares, e serão detalhados no Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife. Não se considerou, para a Alternativa A2, custos com a recomposição da faixa de servidão das LT 230 kV Recife II – Joairam – Bongí C1, C2 e C3, objeto de intensa ocupação irregular.

Os valores considerados para a expansão da SE Bongí são orientativos. Para a contratação, será necessária a elaboração de orçamento detalhado com base no escopo definido pela transmissora.

A Tabela 9-1 resume os valores referidos ao ano 2025, obtidos para os custos de investimento de cada uma das alternativas analisadas, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no Anexo 13.3 - Plano de Obras e Estimativa de Custos.

Tabela 9-1 – Custo do Investimento (R\$ x 1000)

Alternativa	Rendimentos Necessários (R\$ x 1000)	Ordem
A1	85.799,43	2º
A2	53.157,56	1º
B	131.046,66	4º
C	144.592,64	5º
D	96.972,47	3º

9.2 Custos de Perdas Elétricas

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa são apresentados na Tabela 9-2.

Tabela 9-2 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativa	Δ Perdas (R\$ x 1000)	Ordem
A1	20.730,91	3º
A2	25.881,93	4º
B	1.906,75	2º
C	0,00	1º
D	34.107,69	5º

9.3 Custos de Investimento e Perdas Elétricas

A Tabela 9-3 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

Tabela 9-3 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)

Comparação Econômica (R\$ x 1000)					
Alternativa	Rendimentos Necessários (R\$ x 1000)	Δ Perdas (R\$ x 1000)	Rendimentos Necessários + Perdas (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A1	85.799,43	20.730,91	106.530,34	134,8%	2º
A2	53.157,56	25.881,93	79.039,49	100,0%	1º
B	131.046,66	1.906,75	132.953,41	168,2%	4º
C	144.592,64	0,00	144.592,64	182,9%	5º
D	96.972,47	34.107,69	131.080,16	165,8%	3º

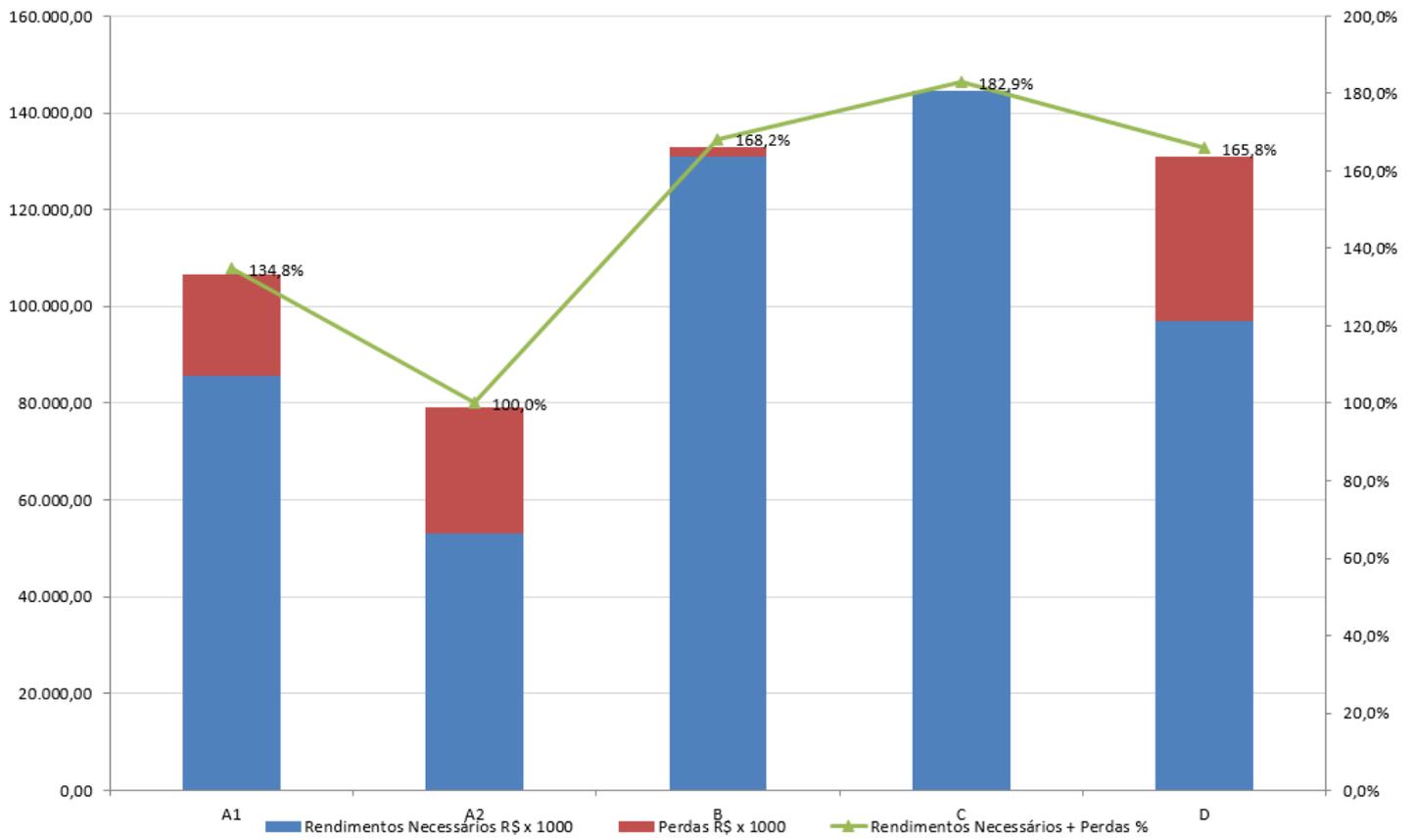


Figura 9-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

9.4 Modulação dos transformadores

Realizou-se a análise da modulação dos transformadores 230/69 kV, considerando a substituição de equipamentos e implantação de novos transformadores, com possibilidade de diferentes potências.

Conforme apresentado no capítulo 6.2, os transformadores 04T1, 04T2 e 04T3 da SE Bongi estão em operação fora da vida útil especificada pelo fabricante. Dessa forma, esses equipamentos deverão ser substituídos por novos transformadores. Uma nova unidade transformadora deverá ser implantada antes da substituição dos transformadores existentes, de forma a minimizar o impacto das obras sobre o atendimento às cargas.

A modulação de 200 MVA foi escolhida para a ampliação da SE Bongi, de forma a proporcionar a adequada expansão futura dessa subestação para atendimento às cargas da Região Metropolitana de Recife.

A subestação Bongi, com essa configuração, possuirá possibilidade de expansão até o máximo de 6 transformadores 230/69 kV de 200 MVA.

Tabela 9-4 – Modulação 230/69 kV – Alternativas A1 e A2

Modulação	Transformadores existentes				Transformadores novos	
	04T1	04T2	04T3	04T4	04T5	04T6
#1	[2025] Substituir por 1 unidade de 200 MVA	[2025] Substituir por 1 unidade de 200 MVA	[2025] Substituir por 1 unidade de 200 MVA	[FUTURO] Substituir por 1 unidade de 200 MVA	[2025] Nova unidade de 200 MVA	[FUTURO] Nova unidade de 200 MVA
Data de Fabricação	01/01/1976	01/01/1974	01/01/1976	01/01/1985	N/A	N/A
Fim da Vida Útil	01/01/2011	01/01/2009	01/01/2011	01/01/2020	N/A	N/A

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando a implantação das obras comuns às alternativas A1 e A2, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2020-2029.

O impacto nos níveis de curto-circuito das principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira estão apresentados na Tabela 10-1 e Tabela 10-2.

Tabela 10-1 – Correntes de curto circuito máximas (2025)

Subestação	Ano 2025				Capacidade de interrupção simétrica (kA)
	Curto Circuito Máximo				
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	
Recife II - 500 kV	15.63	11.40	16.78	8.13	40 kA
Recife II - 230 kV	31.85	11.14	36.37	8.06	40 kA ⁽¹⁾
Pau Ferro - 230 kV	30.43	11.18	36.07	9.97	40 kA ⁽¹⁾
Mirueira - 230 kV	16.72	6.69	16.54	6.41	23,5 kA
Mirueira II - 230 kV	18.70	8.41	19.23	7.78	40 kA
Joairam - 230 kV	26.30	9.17	30.68	7.60	50 kA
Bongi - 230 kV	23.00	8.21	26.99	7.56	50 kA
Jaboatão II - 230 kV	8.96	6.81	9.77	7.14	40 kA
Pirapama II - 230 kV	15.86	11.20	16.80	9.94	40 kA
Pau Ferro - 69 kV	27.64	19.73	-	-	31,5 kA
Mirueira - 69 kV	20.89	11.33	-	-	20 kA
Mirueira II - 69 kV	19.46	16.25	-	-	40 kA
Joairam - 69 kV	25.75	17.10	-	-	31,5 kA
Bongi - 69 kV (Barra A)	38.74	12.26	-	-	31,5 kA
Bongi - 69 kV (Barra B)	38.73	12.26	-	-	31,5 kA
Bongi II - 69 kV	38.12	12.37	-	-	Planejado
Jaboatão II - 69 kV	14.02	11.86	-	-	40 kA
Pirapama II - 69 kV	22.33	19.47	-	-	20 kA

(1) Conforme DPL-0019/2017 – ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2017-2020 - VOLUME 2[6], emitido pelo ONS em Fevereiro/2018.

Tabela 10-2 – Correntes de curto circuito máximas (2034), considerando a máxima expansão futura nas subestações da região

Subestação	Ano 2034 ⁽²⁾ Subestações expandidas até a máxima capacidade de transformação				Capacidade de interrupção simétrica (kA)
	Curto Circuito Máximo				
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	
Recife II - 500 kV	15.62	11.42	17.13	8.55	40 kA
Recife II - 230 kV	31.83	11.15	37.37	8.47	40 kA ⁽¹⁾
Pau Ferro - 230 kV	30.41	11.20	36.38	9.91	40 kA ⁽¹⁾
Mirueira - 230 kV	16.70	6.69	16.56	6.39	23,5 kA
Mirueira II - 230 kV	18.68	8.42	21.17	8.38	40 kA
Joairam - 230 kV	27.18	9.55	32.35	7.97	50 kA
Bongi - 230 kV	25.42	9.17	30.74	8.48	50 kA
Jaboatão II - 230 kV	8.95	6.82	10.94	7.36	40 kA
Pirapama II - 230 kV	15.85	11.22	16.99	9.59	40 kA
Pau Ferro - 69 kV	27.61	19.80	-	-	31,5 kA
Mirueira - 69 kV	20.88	11.35	-	-	20 kA
Mirueira II - 69 kV	29.69	13.13	-	-	40 kA
Joairam - 69 kV	32.23	16.18	-	-	31,5 kA
Bongi - 69 kV (Barra A)	44.88	13.01	-	-	31,5 kA
Bongi - 69 kV (Barra B)	44.88	13.01	-	-	31,5 kA
Bongi II - 69 kV	44.06	13.13	-	-	Planejado
Jaboatão II - 69 kV	19.05	9.59	-	-	40 kA
Pirapama II - 69 kV	22.31	19.52	-	-	20 kA

(1) Conforme DPL-0019/2017 – ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2017-2020 - VOLUME 2[6], emitido pelo ONS em Fevereiro/2018.

(2) O cálculo dos níveis de curto circuito para o ano de 2034 considerou solução referencial de expansão da transmissão entre as SE Recife II e Bongi.

Verifica-se que, com as obras recomendadas, ocorrerá superação da capacidade de interrupção dos equipamentos das barras de 69 kV da SE Bongi. É necessário, portanto, realizar a substituição dos equipamentos por unidades compatíveis com os níveis de curto circuito verificados.

Independentemente das recomendações deste estudo, com a expansão da transformação nas subestações da região, poderá ocorrer superação da capacidade de interrupção dos equipamentos das barras de 69 kV das SE Mirueira, Joairam e Pirapama II, que deverão ser substituídos.

11 REFERÊNCIAS

- [1]. “Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação do Bongí 230/69 kV”, BGI-ESTD-03-MD-R1, Chesf, 16/04/2019;
- [2]. “Lista de Equipamentos – Setores 230 e 69 kV”, BGI-ESTD-04-LE R1”, Chesf, 14/02/2019;
- [3]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Abril/2005;
- [4]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001;
- [5]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2017;
- [6]. “Estudos de Curto-Circuito período 2017-2020 – Volume 2”, ONS - DPL-REL-0019/2017 – Fevereiro/2018.
- [7]. “Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação do Bongí 230/69 kV”, BGI-ESTD-03-MD-R0, Chesf, 18/02/2019;

12 EQUIPE TÉCNICA

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Fernanda Dib da Silva de Almeida Ferreira – EPE/STE (estagiária)

Agradecemos a colaboração dos seguintes profissionais:

Laércio Guedes - ONS

Eduardo Alexandre Matos de Brito – Chesf

Fernando Rodrigues Alves – Chesf

Gustavo H. S. Vieira de Melo – Chesf

Aaron Debiasi - Chesf

Alberto Machado - Chesf

Fábio Nepomuceno - Chesf

Ivo Soares - Celpe

Emmanuel Figueiredo - Celpe

13 ANEXOS

13.1 Parâmetros dos Equipamentos

Transformadores e Autotransformadores Novos (TR)

Tabela 13-1 - Parâmetros dos Transformadores e Autotransformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Bongi	230/69 kV - 3 Φ - 200 MVA	TR5	200/240	7	Y- Δ	1,1/0,9
Bongi	230/69 kV - 3 Φ - 200 MVA	TR1	200/240	7	Y- Δ	1,1/0,9
Bongi	230/69 kV - 3 Φ - 200 MVA	TR2	200/240	7	Y- Δ	1,1/0,9
Bongi	230/69 kV - 3 Φ - 200 MVA	TR3	200/240	7	Y- Δ	1,1/0,9

13.2 Perdas das Alternativas

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizadas por ano, para cada um dos patamares de carga analisados.

Tabela 13-2 – Perdas Elétricas [MW] – Carga Leve

Ano	Δ Perdas (MW)				
	A1	A2	B	C	D
2025	0,97	0,97	0,09	0,00	0,97
2026	1,04	1,04	0,11	0,00	1,03
2027	1,19	1,19	0,22	0,00	1,18
2028	0,70	1,03	-0,17	0,00	1,49
2029	0,74	1,09	-0,17	0,00	1,57
2030	0,77	1,14	-0,17	0,00	1,63
2031	0,75	1,12	-0,22	0,00	1,58
2032	0,82	1,20	-0,22	0,00	1,69
2033	0,89	1,30	-0,22	0,00	1,84
2034	0,90	1,33	-0,25	0,00	1,91

Tabela 13-3 – Perdas Elétricas [MW] – Carga Média

Ano	Δ Perdas (MW)				
	A1	A2	B	C	D
2025	2,07	2,07	0,10	0,00	2,05
2026	2,21	2,21	0,14	0,00	2,19
2027	2,33	2,33	0,17	0,00	2,31
2028	1,64	2,36	0,21	0,00	3,62
2029	2,17	2,92	0,66	0,00	4,43
2030	2,36	3,16	0,74	0,00	4,73
2031	1,66	2,47	0,00	0,00	4,02
2032	1,83	2,68	0,26	0,00	4,33
2033	2,05	2,95	0,24	0,00	4,79
2034	2,07	3,05	0,13	0,00	4,98

Tabela 13-4 – Perdas Elétricas [MW] – Carga Pesada

Ano	Δ Perdas (MW)				
	A1	A2	B	C	D
2025	1,64	1,64	0,39	0,00	1,63
2026	1,77	1,77	0,42	0,00	1,76
2027	1,85	1,85	0,45	0,00	1,83
2028	1,10	1,60	0,52	0,00	2,02
2029	1,18	1,71	0,58	0,00	2,19
2030	1,26	1,82	0,63	0,00	2,35
2031	1,22	1,77	0,60	0,00	2,29
2032	1,32	1,91	0,68	0,00	2,44
2033	1,37	2,00	0,66	0,00	2,60
2034	1,45	2,11	0,61	0,00	2,75

13.3 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 13-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A1 (R\$ x 1000) – 1/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						202.869,57	178.758,20	18.020,38	85.799,43
SE 230/69 kV BONGI (Ampliação/Adequação)						64.407,06	64.407,06	5.721,11	35.739,16
5ª TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ (Novo)		2025	1,0	1,0	10075,19	10.075,19	10.075,19	894,95	5.590,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4985,74	4.985,74	4.985,74	442,87	2.766,56
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1836,76	1.836,76	1.836,76	163,15	1.019,21
1ª, 2ª e 3ª TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ (Substituição)		2025	3,0	1,0	10075,19	30.225,57	30.225,57	2.684,86	16.772,02
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,0	1,0	1836,76	5.510,28	5.510,28	489,46	3.057,63
230 kV Recapitação das barras principal e de transferência		2025	1,0	1,0	349,31	349,31	349,31	31,03	193,83
230 kV Substituição dos seccionadores da barra principal (x2)		2025	1,0	1,0	151,65	151,65	151,65	13,47	84,15
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4191,43	4.191,43	4.191,43	372,31	2.325,80
69 kV Recapitação das barras principal e auxiliar		2025	1,0	1,0	431,62	431,62	431,62	38,34	239,50
69 kV Substituição dos seccionadores das barras principal e auxiliar		2025	1,0	1,0	72,28	72,28	72,28	6,42	40,11
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	1,0	1460,62	2.921,24	2.921,24	259,49	1.620,98
Transformador de Aterramento 69 kV, 2 x 20 MVA (Substituição)		2025	2,0	1,0	1385,56	2.771,12	2.771,12	246,15	1.537,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2,0					
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				6,0					
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	884,87	884,87	884,87	78,60	491,01
LT 230 kV RECIFE II - BONGI, C1 Subterrâneo (Nova)						116.950,21	92.838,84	10.388,39	38.123,21
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 14,3 km		2028	14,3	10,0	736,93	105.380,85	83.654,71	9.360,71	34.351,85
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Recife II	2028	1,0	1,0	5398,50	5.398,50	4.285,50	479,53	1.759,79
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Bongi	2028	1,0	1,0	5398,50	5.398,50	4.285,50	479,53	1.759,79
MIM - 230 kV	Recife II	2028	1,0	1,0	386,18	386,18	306,56	34,30	125,89
MIM - 230 kV	Bongi	2028	1,0	1,0	386,18	386,18	306,56	34,30	125,89

Tabela 13-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A1 (R\$ x 1000) – 2/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						202.869,57	178.758,20	18.020,38	85.799,43
SE 69/13,8 kV BONGI II (Nova)						15.447,83	15.447,83	1.372,19	8.571,92
1° TF 69/13,8 kV, 1 x 80 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	4406,75	4.406,75	4.406,75	391,44	2.445,28
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1836,76	1.836,76	1.836,76	163,15	1.019,21
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1532,09	1.532,09	1.532,09	136,09	850,15
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIG (Terreno Urbano)		2025	1,0	1,0	7082,31	7.082,31	7.082,31	629,10	3.929,94
LT 69 kV BONGI - BONGI II, C1 (Nova)						6.064,47	6.064,47	538,69	3.365,14
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2025	0,5	10,0	362,25	1.811,27	1.811,27	160,89	1.005,06
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Bongi	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Bongi II	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
MIM - 69 kV	Bongi	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
MIM - 69 kV	Bongi II	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84

Tabela 13-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A2 (R\$ x 1000) - 1/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						102.734,39	99.267,67	9.125,63	53.157,56
SE 230/69 kV BONGI (Ampliação/Adequação)						64.407,06	64.407,06	5.721,11	35.739,16
5ª TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ (Novo)		2025	1,0	1,0	10075,19	10.075,19	10.075,19	894,95	5.590,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4985,74	4.985,74	4.985,74	442,87	2.766,56
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1836,76	1.836,76	1.836,76	163,15	1.019,21
1ª, 2ª e 3ª TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ (Substituição)		2025	3,0	1,0	10075,19	30.225,57	30.225,57	2.684,86	16.772,02
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,0	1,0	1836,76	5.510,28	5.510,28	489,46	3.057,63
230 kV Recapacitação das barras principal e de transferência		2025	1,0	1,0	349,31	349,31	349,31	31,03	193,83
230 kV Substituição dos seccionadores da barra principal (x2)		2025	1,0	1,0	151,65	151,65	151,65	13,47	84,15
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4191,43	4.191,43	4.191,43	372,31	2.325,80
69 kV Recapacitação das barras principal e auxiliar		2025	1,0	1,0	431,62	431,62	431,62	38,34	239,50
69 kV Substituição dos seccionadores das barras principal e auxiliar		2025	1,0	1,0	72,28	72,28	72,28	6,42	40,11
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	1,0	1460,62	2.921,24	2.921,24	259,49	1.620,98
Transformador de Aterramento 69 kV, 2 x 20 MVA (Substituição)		2025	2,0	1,0	1385,56	2.771,12	2.771,12	246,15	1.537,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2,0					
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				6,0					
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	884,87	884,87	884,87	78,60	491,01
SE 69/13,8 kV BONGI II (Nova)						15.447,83	15.447,83	1.372,19	8.571,92
1ª TF 69/13,8 kV, 1 x 80 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	4406,75	4.406,75	4.406,75	391,44	2.445,28
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1836,76	1.836,76	1.836,76	163,15	1.019,21
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1532,09	1.532,09	1.532,09	136,09	850,15
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIG (Terreno Urbano)		2025	1,0	1,0	7082,31	7.082,31	7.082,31	629,10	3.929,94

Tabela 13-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A2 (R\$ x 1000) - 2/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
					102.734,39	99.267,67	9.125,63	53.157,56				
LT 230 kV RECIFE II - JOAIRAM, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						3.030,76	2.405,92	269,21	987,96			
Recapitação com troca do condutor para ACCC STOCKHOLM 3L					2028	1,0	1,0	3030,76	3.030,76	2.405,92	269,21	987,96
LT 230 kV RECIFE II - JOAIRAM, C2 e C3 (CD) Recapitação (Ampliação/Adequação)						6.051,81	4.804,12	537,57	1.972,76			
Recapitação com troca do condutor para ACCC STOCKHOLM 3L					2028	1,0	1,0	6051,81	6.051,81	4.804,12	537,57	1.972,76
LT 230 kV JOAIRAM - BONGI, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						2.580,24	2.048,28	229,20	841,10			
Recapitação com troca do condutor para ACCC STOCKHOLM 3L					2028	1,0	1,0	2580,24	2.580,24	2.048,28	229,20	841,10
LT 230 kV JOAIRAM - BONGI, C2 e C3 (CD) Recapitação (Ampliação/Adequação)						5.152,22	4.090,00	457,66	1.679,51			
Recapitação com troca do condutor para ACCC STOCKHOLM 3L					2028	1,0	1,0	5152,22	5.152,22	4.090,00	457,66	1.679,51
LT 69 kV BONGI - BONGI II, C1 (Nova)						6.064,47	6.064,47	538,69	3.365,14			
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km					2025	0,5	####	362,25	1.811,27	1.811,27	160,89	1.005,06
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT								1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT								1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
MIM - 69 kV								147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
MIM - 69 kV								147,48	147,48	147,48	13,10	81,84

Tabela 13-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B (R\$ x 1000) – 1/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						243.869,61	240.019,11	21.662,31	131.046,66
SE 230/69 kV JOANA BEZERRA (Nova)						68.953,44	68.953,44	6.124,96	38.261,92
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2025	2,0	1,0	11803,35	23.606,70	23.606,70	2.096,92	13.099,24
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4885,14	9.770,28	9.770,28	867,87	5.421,48
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	1,0	1788,96	3.577,92	3.577,92	317,82	1.985,37
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4105,77	4.105,77	4.105,77	364,71	2.278,27
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1422,40	1.422,40	1.422,40	126,35	789,28
Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 20 MVA		2025	1,0	1,0	1614,53	1.614,53	1.614,53	143,41	895,89
CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV		2025	1,0	1,0	1185,36	1.185,36	1.185,36	105,29	657,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				4,0					
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				6,0					
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,0	1158,55	1.158,55	1.158,55	102,91	642,87
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	536,67	536,67	536,67	47,67	297,80
MIG (Terreno Urbano)		2025	1,0	1,0	21975,26	21.975,26	21.975,26	1.952,01	12.193,96
LT 230 kV RECIFE II - JOANA BEZERRA, C1 e C2 (CD) (Nova)						127.921,00	127.921,00	11.362,89	70.982,73
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 12 km		2025	12,0	1,2	1287,25	18.536,40	18.536,40	1.646,54	10.285,76
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 6,7 km		2025	6,7	10,0	1287,25	86.245,88	86.245,88	7.661,00	47.857,41
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Recife II	2025	2,0	1,0	5398,50	10.797,00	10.797,00	959,07	5.991,20
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Joana Bezerra	2025	2,0	1,0	5398,50	10.797,00	10.797,00	959,07	5.991,20
MIM - 230 kV	Recife II	2025	1,0	1,0	772,36	772,36	772,36	68,61	428,58
MIM - 230 kV	Joana Bezerra	2025	1,0	1,0	772,36	772,36	772,36	68,61	428,58
LT 69 kV JOANA BEZERRA - COMPEA, C1 e C2 (CD) (Nova)						11.413,56	11.413,56	1.013,84	6.333,33
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2025	0,5	10,0	581,43	2.907,16	2.907,16	258,24	1.613,17
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Joana Bezerra	2025	2,0	1,0	1979,12	3.958,24	3.958,24	351,60	2.196,41
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Compesa	2025	2,0	1,0	1979,12	3.958,24	3.958,24	351,60	2.196,41
MIM - 69 kV	Joana Bezerra	2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIM - 69 kV	Compesa	2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67

Tabela 13-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B (R\$ x 1000) – 2/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						243.869,61	240.019,11	21.662,31	131.046,66
LT 69 kV JOANA BEZERRA - GASÔMETRO, C1 (Nova)						10.411,52	10.411,52	924,83	5.777,30
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2025	1,7	10,0	362,25	6.158,32	6.158,32	547,03	3.417,22
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Joana Bezerra	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Gasômetro	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
MIM - 69 kV	Joana Bezerra	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
MIM - 69 kV	Gasômetro	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
LT 69 kV COMPESA - ILHA DO RETIRO, C1 (Nova)						14.758,57	14.758,57	1.310,97	8.189,45
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,9 km		2025	2,9	10,0	362,25	10.505,37	10.505,37	933,16	5.829,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Compesa	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Ilha do Retiro	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
MIM - 69 kV	Compesa	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
MIM - 69 kV	Ilha do Retiro	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
LT 69 kV JOANA BEZERRA - GASÔMETRO, C2 (Nova)						10.411,52	6.561,02	924,83	1.501,93
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2031	1,7	10,0	362,25	6.158,32	3.880,78	547,03	888,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Joana Bezerra	2031	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.247,18	175,80	285,50
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Gasômetro	2031	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.247,18	175,80	285,50
MIM - 69 kV	Joana Bezerra	2031	1,0	1,0	147,48	147,48	92,94	13,10	21,27
MIM - 69 kV	Gasômetro	2031	1,0	1,0	147,48	147,48	92,94	13,10	21,27

Tabela 13-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa C (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem impostos)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					265.630,90	263.104,99	23.595,31	144.592,64	
SE 230/69 kV RIO JORDÃO II (Nova)					66.193,02	66.193,02	5.879,76	36.730,18	
1 e 2 TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3ø		2025	2,0	1,0	10423,14	20.846,28	20.846,28	1.851,72	11.567,50
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4885,14	9.770,28	9.770,28	867,87	5.421,48
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	1,0	1788,96	3.577,92	3.577,92	317,82	1.985,37
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4105,77	4.105,77	4.105,77	364,71	2.278,27
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1422,40	1.422,40	1.422,40	126,35	789,28
Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 20 MVA		2025	1,0	1,0	1614,53	1.614,53	1.614,53	143,41	895,89
CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV		2025	1,0	1,0	1185,36	1.185,36	1.185,36	105,29	657,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					4,0				
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT					6,0				
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,0	1158,55	1.158,55	1.158,55	102,91	642,87
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	536,67	536,67	536,67	47,67	297,80
MIG (Terreno Urbano)		2025	1,0	1,0	21975,26	21.975,26	21.975,26	1.952,01	12.193,96
LT 230 kV RECIFE II - RIO JORDÃO II, C1 e C2 (CD) (Nova)					181.959,85	181.959,85	16.163,03	100.968,62	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 8,65 km		2025	8,65	1,2	1287,25	13.361,66	13.361,66	1.186,88	7.414,32
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 11,3 km		2025	11,3	10,0	1287,25	145.459,48	145.459,48	12.920,79	80.714,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Recife II	2025	2,0	1,0	5398,50	10.797,00	10.797,00	959,07	5.991,20
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Jordão II	2025	2,0	1,0	5398,50	10.797,00	10.797,00	959,07	5.991,20
MIM - 230 kV	Recife II	2025	1,0	1,0	772,36	772,36	772,36	68,61	428,58
MIM - 230 kV	Rio Jordão II	2025	1,0	1,0	772,36	772,36	772,36	68,61	428,58
LT 69 kV RIO JORDÃO II - RIO JORDÃO, C1 e C2 (CD) (Nova)					11.413,56	11.413,56	1.013,84	6.333,33	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2025	0,5	10,0	581,43	2.907,16	2.907,16	258,24	1.613,17
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Rio Jordão II	2025	2,0	1,0	1979,12	3.958,24	3.958,24	351,60	2.196,41
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Rio Jordão	2025	2,0	1,0	1979,12	3.958,24	3.958,24	351,60	2.196,41
MIM - 69 kV	Rio Jordão II	2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIM - 69 kV	Rio Jordão	2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
LT 69 kV RIO JORDÃO II - RIO JORDÃO, C3 (Nova)					6.064,47	3.538,56	538,69	560,52	
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2032	0,5	10,0	362,25	1.811,27	1.056,86	160,89	167,41
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Rio Jordão II	2032	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.154,80	175,80	182,92
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Rio Jordão	2032	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.154,80	175,80	182,92
MIM - 69 kV	Rio Jordão II	2032	1,0	1,0	147,48	147,48	86,05	13,10	13,63
MIM - 69 kV	Rio Jordão	2032	1,0	1,0	147,48	147,48	86,05	13,10	13,63

Tabela 13-12 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa D (R\$ x 1000) – 1/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						237.145,00	205.967,15	21.064,98	96.972,47
SE 230/69 kV BONGI (Ampliação/Adequação)						64.407,06	64.407,06	5.721,11	35.739,16
5° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ (Novo)		2025	1,0	1,0	10075,19	10.075,19	10.075,19	894,95	5.590,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4985,74	4.985,74	4.985,74	442,87	2.766,56
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1836,76	1.836,76	1.836,76	163,15	1.019,21
1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ (Substituição)		2025	3,0	1,0	10075,19	30.225,57	30.225,57	2.684,86	16.772,02
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,0	1,0	1836,76	5.510,28	5.510,28	489,46	3.057,63
230 kV Recapacitação das barras principal e de transferência		2025	1,0	1,0	349,31	349,31	349,31	31,03	193,83
230 kV Substituição dos seccionadores da barra principal (x2)		2025	1,0	1,0	151,65	151,65	151,65	13,47	84,15
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4191,43	4.191,43	4.191,43	372,31	2.325,80
69 kV Recapacitação das barras principal e auxiliar		2025	1,0	1,0	431,62	431,62	431,62	38,34	239,50
69 kV Substituição dos seccionadores das barras principal e auxilia		2025	1,0	1,0	72,28	72,28	72,28	6,42	40,11
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	1,0	1460,62	2.921,24	2.921,24	259,49	1.620,98
Transformador de Aterramento 69 kV, 2 x 20 MVA (Substituição)		2025	2,0	1,0	1385,56	2.771,12	2.771,12	246,15	1.537,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2,0					
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				6,0					
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	884,87	884,87	884,87	78,60	491,01
SE 69/13,8 kV BONGI II (Nova)						15.447,83	15.447,83	1.372,19	8.571,92
1° TF 69/13,8 kV, 1 x 80 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	4406,75	4.406,75	4.406,75	391,44	2.445,28
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1836,76	1.836,76	1.836,76	163,15	1.019,21
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	1532,09	1.532,09	1.532,09	136,09	850,15
MIM - 69 kV		2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	294,96	294,96	294,96	26,20	163,67
MIG (Terreno Urbano)		2025	1,0	1,0	7082,31	7.082,31	7.082,31	629,10	3.929,94

Tabela 13-13 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa D (R\$ x 1000) – 2/2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						237.145,00	205.967,15	21.064,98	96.972,47
LT 69 kV MIRUEIRA II - ILHA DO RETIRO, C1 e C2 (CS) Subterrâneo (Nova)						118.631,62	94.173,60	10.537,74	38.671,31
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 15,2 km		2028	15,2	10,0	362,25	55.062,61	43.710,47	4.891,07	17.949,20
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 15,2 km		2028	15,2	10,0	362,25	55.062,61	43.710,47	4.891,07	17.949,20
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Mirueira II	2028	2,0	1,0	1979,12	3.958,24	3.142,18	351,60	1.290,30
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Ilha do Retiro	2028	2,0	1,0	1979,12	3.958,24	3.142,18	351,60	1.290,30
MIM - 69 kV	Mirueira II	2028	1,0	1,0	294,96	294,96	234,15	26,20	96,15
MIM - 69 kV	Ilha do Retiro	2028	1,0	1,0	294,96	294,96	234,15	26,20	96,15
SE 230/69 kV MIRUEIRA II (Ampliação/Adequação)						32.594,02	25.874,18	2.895,24	10.624,94
3° e 4° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	8901,88	17.803,76	14.133,20	1.581,46	5.803,64
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	4985,74	9.971,48	7.915,68	885,74	3.250,48
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	1836,76	3.673,52	2.916,16	326,31	1.197,49
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	850,30	850,30	675,00	75,53	277,18
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	294,96	294,96	234,15	26,20	96,15
LT 69 kV BONGI - BONGI II, C1 (Nova)						6.064,47	6.064,47	538,69	3.365,14
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2025	0,5	10,0	362,25	1.811,27	1.811,27	160,89	1.005,06
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Bongi	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Bongi II	2025	1,0	1,0	1979,12	1.979,12	1.979,12	175,80	1.098,20
MIM - 69 kV	Bongi	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84
MIM - 69 kV	Bongi II	2025	1,0	1,0	147,48	147,48	147,48	13,10	81,84

13.4 Consultas de viabilidade, diagramas e arranjos

13.4.1 Ofício recebido em 27/12/2018



Empresa de Pesquisa Energética

48002.000032/2019 – 30

CE-Chesf-SET-111/2018

Recife, 27 de dezembro de 2018.

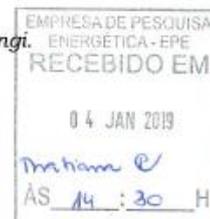
A
 Empresa de Pesquisa Energética – EPE
 At.: Maria de Fátima de Carvalho Gama
 Superintendente Adjunto

*Anexo (Arranjo físico e Diagrama
 Unifilar Simplificado) entregues
 ao Igoe Cronus*

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Bongí.

Ref.: Ofício 1019/EPE/2018, de 23/11/18

Senhor Superintendente,



Conforme solicitado no Ofício em referência, estamos encaminhando, anexos, o formulário de Consulta sobre a viabilidade de expansão, o Diagrama Unifilar e a Planta de Situação da subestação Bongí, onde informamos que na SE Bongí **não existe espaço** disponível para expansão no terreno atual. Destacamos que a Chesf possui uma área contígua a SE Bongí onde poderemos desenvolver um estudo para verificação da viabilidade de atendimento. Para a verificação e realização deste estudo a Chesf necessita de mais 30 (trinta) dias a partir da afirmativa da EPE sobre esta possibilidade.

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

1. Estão referenciados como à 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 aqueles 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;

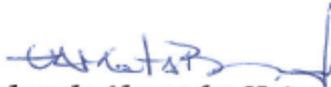
**CE-Chesf-SET-111/2018**

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 superação de equipamentos elétricos e componentes como barramento e malha de terra ou até mesmo a 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 Sistema Interligado Nacional (SIN).

Aproveitamos a oportunidade para renovar os nossos protestos de consideração e respeito.

Atenciosamente,



Eduardo Alexandre Matos de Brito
Superintendente de Engenharia de Transmissão

CC: DETS; SOR; Adjunto DE (Engº Ricardo Melo).

Rua Delmiro Gouveia, nº 333 – Bongi – Recife – PE CEP: 50761-901
ematos@chesf.gov.br
(81) 3229-2501



Ofício n. 1019 /2018/DEE/EPE

Rio de Janeiro, 23 de novembro de 2018.

À Sua Senhoria o Senhor
ROBERTO PORDEUS NÓBREGA
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 subestação Bongí**

Senhor Diretor,

1. Estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para a Região Metropolitana de Recife estão sendo desenvolvidos com coordenação da EPE. Para a definição das alternativas a serem analisadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Bongí.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da CHESF, quanto à viabilidade da implantação das alternativas.
3. Juntamente com o formulário anexo preenchido, aproveito para solicitar o encaminhamento do diagrama unifilar e da planta da subestação, indicando os espaços físicos a serem ocupados pelas novas instalações e o terreno que já integra a subestação.
4. 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.
5. 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.

Av. Rio Branco, n. 1, 11º andar – Centro
CEP 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100



Ofício n. 1019 /2018/DEE/EPE

6. 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,



MARIA DE FÁTIMA DE CARVALHO GAMA
Superintendente Adjunta
Empresa de Pesquisa Energética

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/11/2018
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: SE Bongi 230/69 kV **Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>69</u> Arranjo: <u>BPT</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: <u>3</u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>230/69</u> Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter: <u> </u>
<input checked="" type="checkbox"/>	IB	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	IB	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>69</u> Arranjo: <u>BPT</u>
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
<input type="checkbox"/>	CCP	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>

2. Módulos de Equipamentos

<input checked="" type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade: <u>3</u> Potência (MVA): <u>200</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/69</u> Fase: <u>3φ</u>
<input type="checkbox"/>	Autotransformadores	Quantidade: <u> </u> Potência (MVA): <u> </u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u> </u> Fase: <u> </u>
<input type="checkbox"/>	Autotransformadores	Quantidade: <u> </u> Potência (MVA): <u> </u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u> </u> Fase: <u> </u>
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

4. Observações:

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

	<h3>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h3>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Data: 22/11/2018</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Revisão:</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Página: 2 - 5</td> </tr> </table>	Data: 22/11/2018	Revisão:	Página: 2 - 5
Data: 22/11/2018					
Revisão:					
Página: 2 - 5					

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CT Quantidade: ___ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___
- IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CCP Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CCS Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Reator 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 _____

Não é possível atender a nenhum dos eventos indicados no ofício na área disponível na Subestação do Bongí. Existe uma área da Chesf contígua à subestação do bongí (antiga térmica) onde podemos fazer um estudo de viabilidade. Entretanto, necessitamos de mais 30 dias para possibilitar esta avaliação devido a ser complexa a solução de interligação entre os barramentos.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/11/2018
		Revisão:
		Página: 3- 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Consulta-se a possibilidade de expansão da SE Bongí através das seguintes obras:

- Implantação de novos setores de 230 kV e 69 kV;
- Construção de 2 entradas de linha em 230 kV;
- Construção de 2 entradas de linha em 69 kV;
- Instalação do 5º e 6º transformador 230/69 kV, 200 MVA (2025);
- Instalação do 7º transformador 230/69 kV, 200 MVA (2030);

Solicita-se a apresentação das informações sobre os equipamentos existentes, conforme abaixo:

- Capacidade de corrente e nível de curto-circuito dos barramentos de 230 kV e 69 kV;
230 kV: capacidade de corrente de 790 A, curto-circuito 50 kA / 69 kV: capacidade de corrente de 1120 A, curto-circuito 31,5 kA
- Capacidade normal e de emergência dos transformadores 230/69 kV existentes;
- Os transformadores são de 100 MVA com sobrecarga máxima de 20% por 0,5 horas

Finalmente, solicita-se a apresentação dos diagramas unifilares e layouts disponíveis para a SE Bongí. Não é possível atender a nenhum dos eventos indicados no ofício na área disponível na Subestação do Bongí. Existe uma área da Chesf contígua à subestação do bongí (antiga térmica) onde podemos fazer um estudo de viabilidade. Entretanto, necessitamos de mais 30 dias para possibilitar esta avaliação devido a ser complexa a solução de interligação entre os barramentos.

Liv de Janeiro 23/11/18

Data da Solicitação

Recife, 12 de dezembro 2018

Data da Entrega do Formulário

[Handwritten Signature]

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Superintendente Adjunta de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

[Handwritten Signature]

Fabio Nepomuceno Fraga

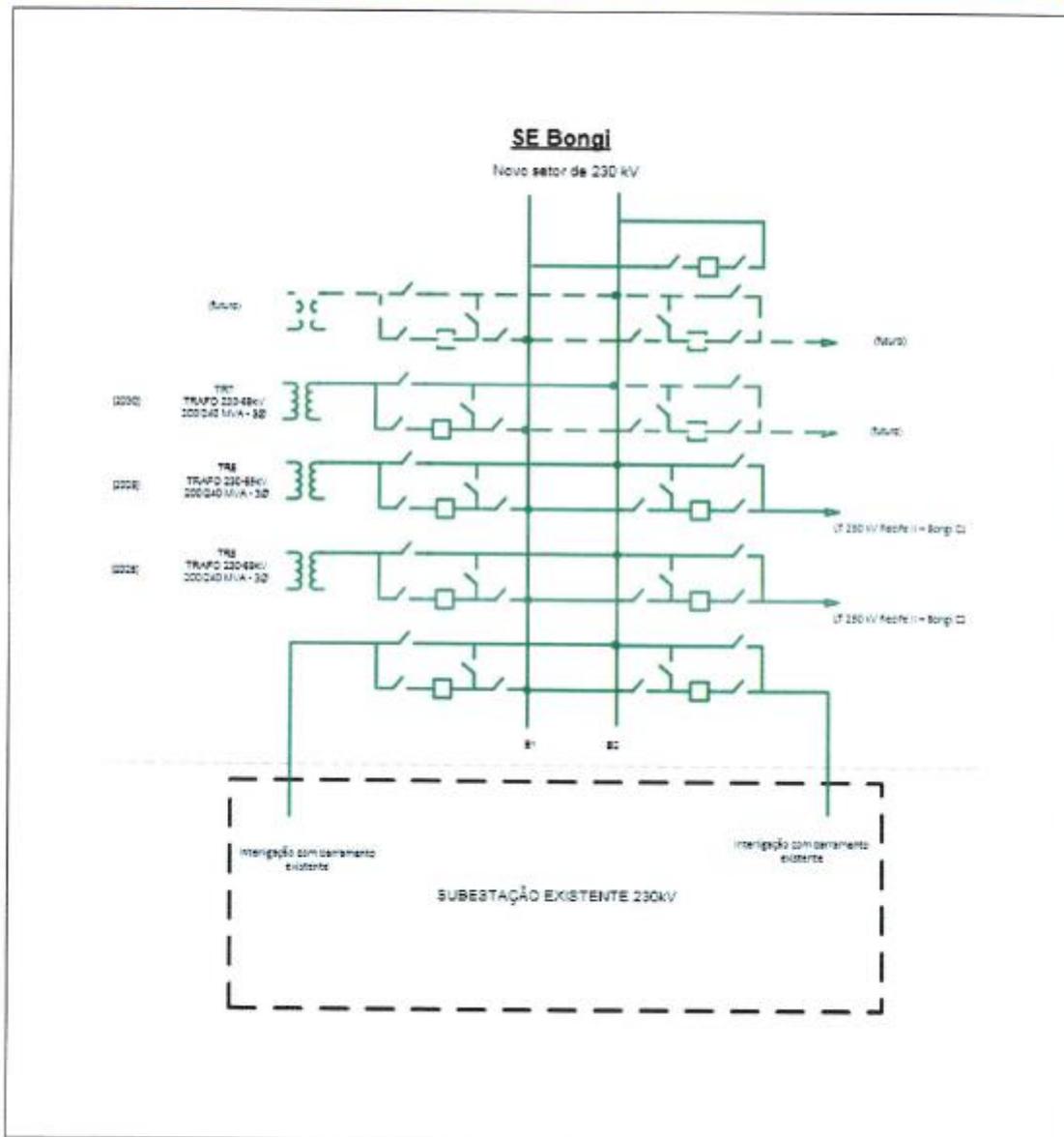
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Fabio Nepomuceno Fraga

Cargo: Assessor da SET

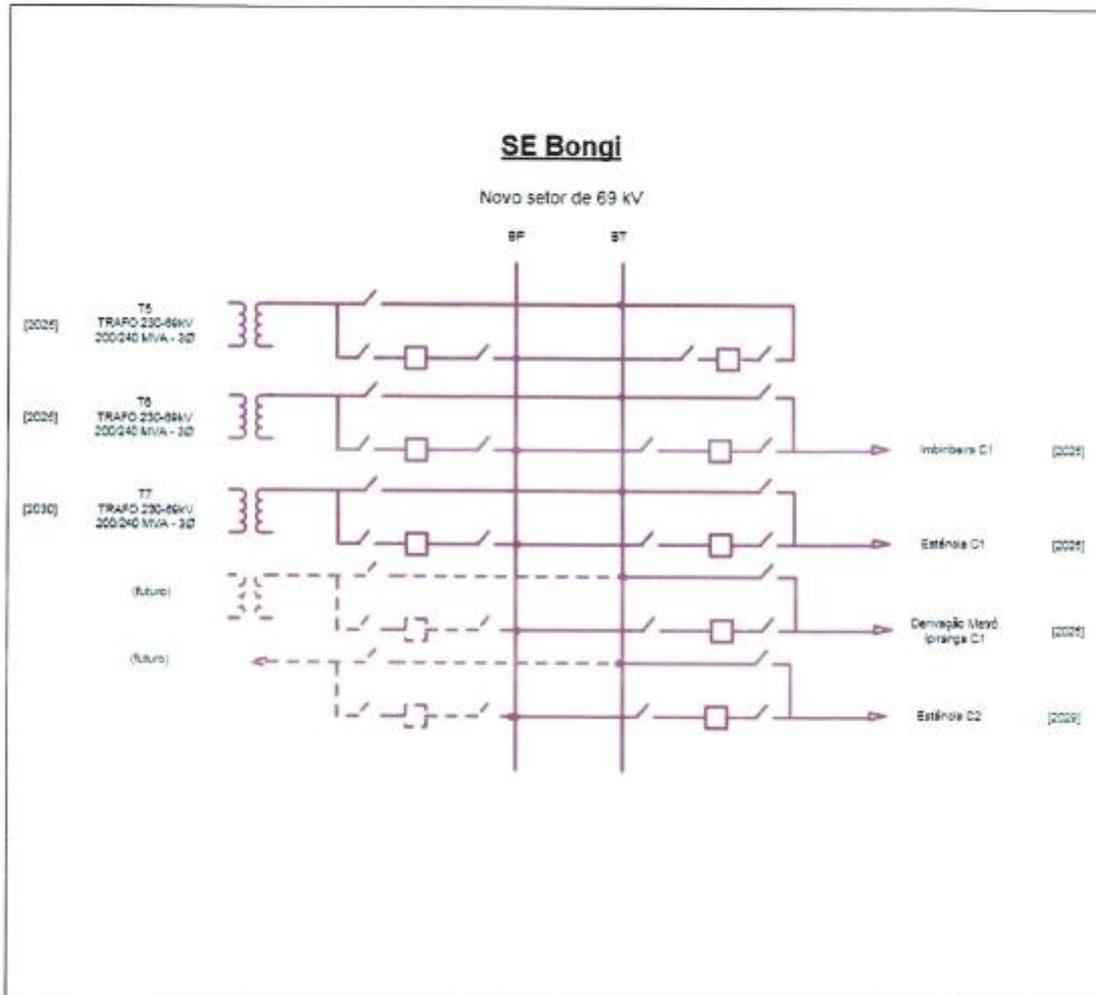
	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/11/2018
		Revisão:
		Página: 4- 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	Data: 22/11/2018
		Revisão:
		Página: 5- 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



13.4.1 Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação Bongoi 230/69 kV Rev.0

0	18/02/19	Resposta ao ofício 0030/2019/DEE/EPE	Bruno/ Priscylla	Luclano		
Rev.	Data	Descrição	Elab.	Verif.		
		SE BONGI 230/69/13,8 kV				
		Título: MEMORIAL DESCRITIVO Setores 230, 69 kV				
		Desc. Proj.: Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação do Bongoi 230/69 kV				
		Cod. Proj.	BIG-ESTD-02	N°:	BIG-ESTD-03-MD	Rev.: 0
		Form.:	A4	Class.:	Básico	FL.: 1/11

SUMÁRIO

1. OBJETIVO	3
2. DESCRIÇÃO GERAL	3
3. CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO EXISTENTE	3
4. ESCOPO DO EMPREENDIMENTO	4
4.1. Setor 230kV	4
4.2. Setor 69 kV	4
4.3. Estudo de Viabilidade do terreno da UTE Bongí.....	5
4.4. Recapitação das LT's 230 kV que interligam a SE Bongí.....	10
5. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	11

1. OBJETIVO

Em resposta ao ofício 0030/2019/DEE/EPE, de 18/01/2019, este documento tem por objetivo promover a descrição das principais características da SE BONGI 230/69/13,8 kV, visando consolidar as informações necessárias à instalação do 5º e 6º transformadores 230/69 kV 200 MVA e conexões associadas (horizonte 2025), bem como prever a instalação do 7º transformador 230/69 kV 200 MVA e conexões associadas (horizonte 2030). Em sequência, justificamos a viabilidade de implantar o empreendimento dentro da subestação existente.

2. DESCRIÇÃO GERAL

A subestação BONGI está localizada na Av. General San Martin, 1450, bairro Bongí, município de Recife – PE, CEP 50.761-901, definida pelas coordenadas georreferenciadas:

Latitude	08° 03' 47" S
Longitude	34° 55' 36" O

A subestação é do tipo convencional não abrigada e construída conforme as normas ABNT. Atualmente opera nos níveis de tensão de 230, 69 e 13,8 kV.

Atualmente a subestação possui uma capacidade instalada de 520 MVA, através de quatro transformadores de 100 MVA e três transformadores de 40 MVA instalados.

3. CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO EXISTENTE

SETOR 230 kV	
Configuração	Barra principal e transferência
Tensão nominal entre fases	230 kV
Tensão máxima de operação entre fases	242 kV
Tensão suportável de impulso atmosférico, a seco	950 kV
Nível de curto-circuito	40 kA
SETOR 69 kV	
Configuração	Barra principal e transferência
Tensão nominal entre fases	69 kV
Tensão máxima de operação entre fases	72,5 kV
Tensão suportável de impulso atmosférico, a seco	350 kV
Nível de curto-circuito	31,5 kA
Nº: BGI-ESTD-03-MD-R0	3/11

SERVIÇOS AUXILIARES	
Serviços Auxiliares CA	220/127 Vca
Serviços Auxiliares CC	250 Vcc

4. ESCOPO DO EMPREENDIMENTO

O empreendimento consiste na instalação do 5º e 6º transformadores 230-69 kV, 200 MVA (horizonte 2025), 7º transformador (horizonte 2030) e conexões associadas, em espaço já disponível no interior da subestação operante (SE BONGI). O empreendimento consiste também na recapacitação das linhas de transmissão de 230 kV que alimentam a SE Bongí, que passarão a ter uma ampacidade de 1600 A.

4.1. Setor 230 kV

Para o setor 230 kV serão necessárias as seguintes alterações para implantação do 5º e 6º transformadores 230/69kV, adequação dos equipamentos das entradas de linha de 230 kV e atendimento aos Procedimentos de Rede ONS vigente.

- Quinto transformador 230/69 – 200MVA (5º. TR 230/69 kV);
- Sexto transformador 230/69 – 200MVA (6º. TR 230/69 kV);
- Novos equipamentos e estruturas para as duas conexões 230 kV dos novos transformadores;
- Substituição dos seccionadores e TCs das 03 entradas de linhas 230 kV devido a recapacitação das LTs para 1600 A;
- Substituição dos cabos e equipamentos do bay de transferência para suportar os 1600 A no caso da necessidade de transferência de uma das linhas recapacitadas, e para que o disjuntor possa manobrar transformador e LT, em atendimento aos Procedimentos de Rede ONS vigente.
- Recapacitação do barramento principal e trecho do barramento de transferência devido aos novos eventos.
- Substituição dos seccionadores do barramento principal de 1200 A devido ao aumento da corrente no barramento.

No pátio existente da subestação ainda existe espaço disponível para a instalação do 7º transformador 230/69 kV 200 MVA no horizonte de 2030.

4.2. Setor 69 kV

Para o setor 69 kV serão necessárias as seguintes alterações para implantação do 5º e 6º transformadores 230/69 kV:

- Novos equipamentos e estruturas para conexão 69 kV dos novos transformadores;
- Recapacitação de trecho do barramento principal com 1 cabo 1192,5 MCM com uma capacidade de 1.140 A e de todo o barramento auxiliar para que os mesmos suportem a inclusão dos novos transformadores e consequente elevação da corrente;

Nº: BGI-ESTD-03-MD-R0

4/11

- Substituição da seccionadora do barramento principal e da seccionadora do barramento de transferência de 1200A devido ao aumento da corrente no barramento com a inclusão dos novos transformadores.
- Para transferência do transformador 04T5 e 04T6 na situação de sobrecarga de 40% acima da nominal (corrente de sobrecarga 2.343 A) serão necessárias as substituições dos cabos e equipamentos dos dois bays de transferência 69 kV para atendimento do item 8.1.4.5.(b) do submódulo 2.3 do Procedimento de Rede ONS.
- Devido a inclusão dos novos transformadores se faz necessária a substituição dos reatores de aterramento 02A1 e 02A2, que hoje possuem 21,88 Ω cada, por reatores de 10 Ω .

No pátio existente da subestação ainda existe espaço disponível para a instalação de mais 5 entradas de linhas de 69 kV.

4.3. Estudo de Viabilidade do terreno da UTE Bongoi

A área sugerida inicialmente no Ofício EPE 30/2019, para implantação de novos pátios 230/69 kV, é o terreno onde funcionava a antiga UTE BONGI (Usina Termo Elétrica do Bongoi), hoje desativada. A análise de viabilidade técnica eletromecânica e civil visa demonstrar que o empreendimento será mais eficiente e econômico se for executado no pátio da subestação existente, e não no terreno da antiga UTE.

A UTE BONGI foi construída em terreno pertencente à CHESF e localizado em um dos principais corredores rodoviários da Cidade do Recife, a Av. Eng. Abdias de Carvalho, cuja classificação funcional é "arterial principal" e tem por função atender ao tráfego de âmbito regional e metropolitano. O entorno do terreno é densamente povoado (Figura 1).



Figura 1 – Localização da antiga UTE BONGI e onde hoje opera a SE Bongoi (Imagem do Google capturada em 14/02/2019).

Atualmente o terreno é utilizado como depósito de equipamentos em final de vida útil. Após a desativação da usina houve a desmontagem da superestrutura, mas não a demolição de suas fundações – incluindo os grandes blocos em concreto das estacas metálicas que suportavam a carga das unidades geradoras (Figura 2).

As estacas metálicas têm comprimento estimado em mais de 40 m, considerando as sondagens documentadas e que mostram um terreno com baixíssima capacidade de carga, devido à grande profundidade de argila orgânica. O solo resistente começa a aparecer em torno de 44 m de profundidade (Figura 3). Estimamos um volume de concreto armado em torno de 8.000 m³ (referentes a blocos de estacas, fundações diretas, bacias de contenção de óleo, canaletas de drenagem, etc).

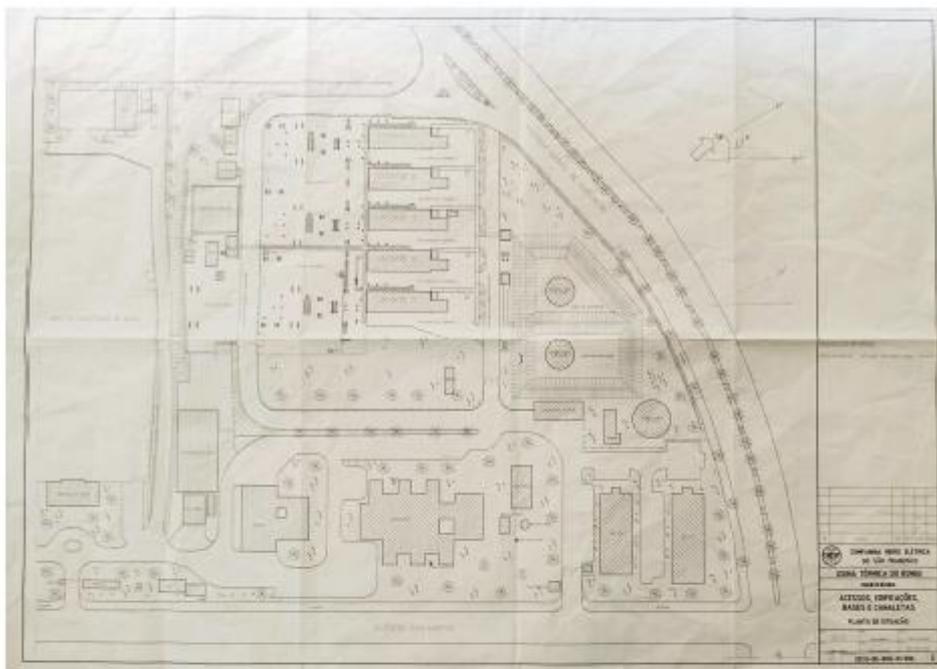


Figura 2 – Planta de situação da UTE Bongi, evidenciando as bases das unidades geradoras e dos equipamentos (Fonte: CDOC/Chest)

MESONDA

BOLETIM DE SONDAEM A PERCUSAO

Local: BONGI - 11/05/18

Projeto: UTE BONGI

Profundidade: 44 m

Qualificação: Argila orgânica

Profundidade (m)	Diâmetro (cm)	Tipo de Solo	Observações	Qualificação
0,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
0,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
1,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
1,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
2,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
2,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
3,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
3,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
4,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
4,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
5,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
5,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
6,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
6,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
7,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
7,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
8,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
8,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
9,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
9,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
10,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
10,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
11,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
11,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
12,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
12,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
13,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
13,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
14,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
14,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
15,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
15,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
16,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
16,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
17,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
17,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
18,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
18,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
19,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
19,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
20,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
20,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
21,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
21,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
22,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
22,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
23,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
23,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
24,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
24,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
25,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
25,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
26,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
26,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
27,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
27,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
28,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
28,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
29,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
29,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
30,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
30,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
31,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
31,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
32,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
32,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
33,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
33,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
34,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
34,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
35,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
35,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
36,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
36,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
37,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
37,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
38,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
38,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
39,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
39,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
40,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
40,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
41,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
41,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
42,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
42,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
43,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
43,50	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica
44,00	10,00	Argila orgânica		Argila orgânica

Figura 3 – Furo de sondagem localizado no terreno da UTE, mostrando grande faixa de argila orgânica e solo resistente a aproximadamente 44 m de profundidade (Fonte: DEG/Chest).

A opção de implantar o empreendimento na UTE precisaria, então, considerar as seguintes implicações:

1. Visualizamos a chegada das linhas através do canteiro central da Av. Eng. Abdias de Carvalho, via cabo isolado subterrâneo. Por cabos aéreos teríamos uma faixa de servidão passando dentro da cidade, deixando o empreendimento com os custos – financeiro e social – extremamente altos, dadas as desapropriações em terrenos de elevado valor comercial. E mesmo em cabo isolado, a metodologia de implantação seria muito difícil pela importância da avenida na malha rodoviária da cidade, conforme descrito anteriormente;
2. É conhecido que um dos motivos que levaram à desativação da UTE foi o recalque que o terreno vinha sofrendo, resultado da baixíssima capacidade de carga caracterizada pela grande faixa de argila orgânica. O recalque provocou movimentações nas estacas metálicas, transmitidas às unidades geradoras, que começaram a apresentar problemas de funcionamento.

3. O terreno da UTE contém todas as fundações, tanques, canaletas e reservatórios da antiga usina desativada (Figuras 4 e 5). Não conhecemos a integridade estrutural das fundações, resistência do concreto ou das estacas metálicas. Também não conhecemos a atual situação dos tanques de óleo, se estão vazios, com óleo armazenado ou vapores inflamáveis. É necessária uma perícia detalhada para documentar e mapear os possíveis riscos. Ainda em relação às fundações, ressalte-se que:

- Demolir o volume de concreto armado talvez seja financeiramente inviável (estima-se um valor de R\$ 3.000.000,00), atentando ao fato de que é necessário avaliar também o destino final do material demolido;
- Construir com as bases existentes implica modificar o nível do pátio, ensaios para avaliar a condição estrutural dos blocos e estacas, compatibilização com o arranjo escolhido e solução para instalação da malha de terra, etc.



Figura 4 – Terreno da UTE Bongl, em fotografia de 07/02/2019 (Foto: DETS/CHESF)



Figura 5 – Terreno da UTE Bongl, em fotografia de 07/02/2019 (Foto: DETS/CHESF)

Foram feitas simulações de implantação de um pátio convencional, com equipamentos isolados a ar, no terreno da UTE Bongoi (Figura 6). A forma do terreno é um dificultador, mas não é impeditiva. Existe a alternativa de utilizar módulos híbridos para reduzir o espaço, mas o custo seria mais elevado do que a solução convencional. Esse foi mais um fator que, aliado aos demais, culminou na decisão de ampliar a subestação no pátio existente.



Figura 6 – Simulação de pátio convencional no terreno da UTE BONGOI

Diante destas informações, e após análise prévia dos requisitos da subestação em funcionamento, decidiu-se fazer o estudo da ampliação dentro do pátio existente.

4.4. Recapacitação das LT's 230 kV que interligam a SE Bongí

A subestação Bongí é interligada ao sistema elétrico por meio de 3 linhas de transmissão em 230 kV oriundas da SE Recife II, e seccionadas na SE Joairam:

- LT 230 kV Recife II – Joairam 04V1 7,4 km (circuito simples) e 04V2 e 04V3 7,4km (circuito duplo);
- LT 230 kV Joairam – Bongí 04V4 6,3km (circuito simples) e 04V5 e 04V6 6,4km (circuito duplo).

Estas LT's são caracterizadas por condutores grosbeak, cabos singelos, com capacidades de 300 MVA no trecho entre a SE Recife II e a SE Joairam, e de 250 MVA entre a SE Joairam e a SE Bongí.

Para a expansão da capacidade da SE Bongí, com a instalação de 2 transformadores, a alternativa com menor impacto socioambiental e menores custos de implantação é a recapacitação das 3 linhas de 230 kV, elevando suas potências nominais para 636 MVA, individualmente.

Dentre as opções de recapacitação, propõe-se o recondutoramento das linhas supracitadas, substituindo-se os condutores grosbeak para, por exemplo, o cabo ACCC Stockholm 3L, cujas características eletromecânicas são suficientes para a potência requerida e sua corrente associada.

E ainda, com o recondutoramento para o cabo sugerido, mantêm-se as condições de carregamento mecânico das estruturas existentes, devido à pequena variação do peso específico e do diâmetro dos cabos (da ordem de 5%), conforme quadro comparativo abaixo.

Comparativo Técnico			
Condutor	Unidade	ACSR Grosbeak	ACCC*Stockholm
Seção de Alumínio	mm ²	322,3	453,7
Diâmetro do Condutor	mm	25,146	26,391
Valor RMC	kN	112,1	155,7
Massa do Condutor por 1000 m	kg	1300,7	1367,8
Resistência Máxima CC (@ 20°C)	ohm/km	0,0877	0,0666
Corrente Máxima de Trabalho à 75°C	A	708	853
Corrente Máxima de Trabalho à 90°C	A	838	1.011
Corrente Máxima de Trabalho à 180°C	A	---	1.591
Corrente Máxima de Trabalho à 200°C	A	---	1.596
Condutores por Circuito		1	1
Número de Circuitos		1	1
Análise das Flechas - Vão de 500 m			
RTS na temperatura de estiramento (25°C)	%	20,0	15,0
Esforço inicial na estrutura temperatura de tensionamento	kN	22,4	23,4
Esforço na estrutura @ 20°C, Vel. Vento 120 km/hr, Pressão 680,6 Pa	kN	35,1	34,9
Flecha atual Grosbeak 300 MVA - 753 A	m	20,3	---
Flecha para a corrente de operação 1.591 A	m	---	20,8
Flecha para a corrente de emergência 200 °C	m	---	20,8

Para o recondutoramento, considerando a especificidade do novo condutor, é necessária a troca das cadeias de isoladores e do sistema de amortecimento dos condutores.

De acordo com os estudos sistêmicos realizados pela CHESF, não há necessidade de reforço nos para-raios das linhas envolvidas, uma vez que o nível de curto-circuito na barra da SE Bongí será mantido conforme condição atual, em 40 kA.

Para garantir a recapacitação e segurança da operação das linhas nas novas condições operativas, a faixa de servidão das LT's deverá ser recomposta na área de adensamento urbano, evitando-se interferências, limitações operativas devido à variações nas distâncias de segurança cabo-solo e cabo-obstáculos.

Obs.: A cotação do Conductor IMALUM HE ACCC STOCKHOLM 3L 453,70/8,76 mm² foi fornecida pela empresa I.M.S.A. em 14/02/2019, com a cotação do dólar a R\$ 3,74.

5. Análise preliminar dos custos

Considerando o banco de preços da ANEEL foram levantados os custos para instalação de dois transformadores, duas conexões 230 kV, duas conexões 69 kV e recondutoramento das linhas consideradas. O valor total do empreendimento descrito, com data base de 14/02/2019, é de:

- Subestação ~ R\$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais)
- Linhas de Transmissão ~ R\$ 16.000.000,00 (dezesesseis milhões de reais)

Obs.: Na composição de preços, não foram consideradas desapropriações na faixa de servidão das linhas de transmissão.

6. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- | | |
|--|-------------------|
| - Diagrama Unifilar Simplificado 230-69 kV | BGI-ESTD-01-02-R0 |
| - Arranjo Físico – Planta Geral | BGI-ESTD-02-02-R0 |

Nº: BGI-ESTD-03-MD-R0

11/11

13.4.1 Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação Bongí 230/69 kV Rev.1

Rev.	Data	Descrição	Elab.	Verif.
1	16/04/19	Resposta ao ofício 0138/2019/DEE/EPE	Bruno/ Priscylla	Luciano
0	18/02/19	Resposta ao ofício 0030/2019/DEE/EPE	Bruno/ Priscylla	Luciano

	SE BONGI 230/69/13,8 kV				
	Título: MEMORIAL DESCRITIVO Setores 230, 69 kV				
	Desc. Proj.: Estudo de Viabilidade para Expansão da Subestação do Bongí 230/69 kV				
	Cod. Proj.	BGI-ESTD-02	Nº:	BGI-ESTD-03-MD	Rev.: 1
	Form.:	A4	Class.:	Básico	FL: 1/5

SUMÁRIO

1. OBJETIVO	3
2. DESCRIÇÃO GERAL	3
3. CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO EXISTENTE	3
4. ESCOPO DO EMPREENDIMENTO	4
4.1. Setor 230 kV	4
4.2. Setor 69 kV	5
4.3. Setor 13,8 kV	5
5. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	5

1. OBJETIVO

Em resposta ao ofício 0138/2019/DEE/EPE, de 26/03/2019, este documento tem por objetivo promover a descrição das principais características da SE BONGI 230/69/13,8 kV, visando consolidar as informações necessárias à instalação do 5º transformador 230/69 kV 200 MVA e conexões associadas, bem como prever a futura substituição dos transformadores 04T1, 04T2 e 04T3 existentes por novos transformadores 230/69 kV 200 MVA além da desativação dos transformadores 230/13,8 kV e identificação de área disponível para implantação de novo pátio 69/13,8 kV pela Celpe. Em sequência, descrevemos a viabilidade de implantação das obras solicitadas no ofício.

2. DESCRIÇÃO GERAL

A subestação BONGI está localizada na Av. General San Martin, 1450, bairro Bongi, município de Recife – PE, CEP 50.761-901, definida pelas coordenadas georreferenciadas:

Latitude	08° 03' 47" S
Longitude	34° 55' 36" O

A subestação é do tipo convencional não abrigada e construída conforme as normas ABNT. Atualmente opera nos níveis de tensão de 230, 69 e 13,8 kV.

Atualmente a subestação possui uma capacidade instalada de 520 MVA, através de quatro transformadores de 100 MVA e três transformadores de 40 MVA instalados.

3. CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO EXISTENTE

SETOR 230 kV	
Configuração	Barra principal e transferência
Tensão nominal entre fases	230 kV
Tensão máxima de operação entre fases	242 kV
Tensão suportável de impulso atmosférico, a seco	950 kV
Nível de curto-circuito	40 kA
SETOR 69 kV	
Configuração	Barra principal e transferência
Tensão nominal entre fases	69 kV
Tensão máxima de operação entre fases	72,5 kV
Tensão suportável de impulso atmosférico, a seco	350 kV

Nº: BGI-ESTD-03-MD-R1

3/5

Nível de curto-circuito	31,5 kA
SERVIÇOS AUXILIARES	
Serviços Auxiliares CA	220/127 Vca
Serviços Auxiliares CC	250 Vcc

4. ESCOPO DO EMPREENDIMENTO

O empreendimento consiste na instalação do 5º transformador 230/69 kV, 200 MVA, e posterior substituição dos transformadores 04T1, 04T2 e 04T3 de 40 MVA por transformadores 230/69 kV de 200 MVA. Também é proposta a transferência de carga do barramento de 13,8 kV para que os transformadores 230/13,8 kV sejam desativados e seja construído um novo pátio 69/13,8 kV pela Celpe, em possível terreno disponível na subestação do Bongü.

4.1. Setor 230 kV

Para o setor 230 kV serão necessárias as seguintes alterações para implantação do 5º transformador 230/69 kV, e substituição dos transformadores 04T1, 04T2 e 04T3, conforme solicitado nos índices a a d' do item 2 do ofício 0138/2019/DEE/EPE.

- Quinto transformador 230/69 – 200MVA (5º TR 230/69 kV);
- Substituição dos transformadores 04T1, 04T2 e 04T3 por novos transformadores de 200 MVA;
- Recapitação do barramento principal e do barramento de transferência devido aos novos eventos.
- Substituição dos seccionadores do barramento principal de 1200 A devido ao aumento da corrente no barramento.
- Considerando-se que ocorrerá a recapitação das LT's, conforme proposto no memorial descritivo BGI-ESTD-03-MD-R0, será necessária a substituição dos cabos e equipamentos do bay de transferência para suportar os 1600 A no caso da necessidade de transferência de uma das linhas recapitadas, e para que o disjuntor possa manobrar transformador e LT, em atendimento aos Procedimentos de Rede ONS vigentes.
- Será necessária a substituição dos equipamentos associados às EL's recapitadas devido à superação de corrente, tanto na subestação do Bongü quanto nas subestações de Recife II e Joairam.
- Serão necessárias adequações/reforços nas estruturas metálicas dos pórticos existentes.
- Por se tratarem de equipamentos com grande volume de óleo (GVO), será necessária adequação/construção de paredes corta-fogo, bacias de contenção de óleo e caixas separadoras de óleo para atendimento aos requisitos da NBR 13.231/2015, bem como adequação do sistema de drenagem existente.

4.2. Setor 69 kV

Para o setor 69 kV serão necessárias as seguintes alterações para implantação do 5º transformador 230/69 kV e substituição dos transformadores 04T1, 04T2 e 04T3:

- Novos equipamentos e estruturas para conexão 69 kV dos novos transformadores, bem como análise da capacidade de carga das estruturas existentes;
- Recapitação de trecho do barramento principal com 1 cabo 1192,5 MCM com uma capacidade de 1.140 A e de todo o barramento auxiliar para que os mesmos suportem a inclusão dos novos transformadores e consequente elevação da corrente;
- Substituição da seccionadora do barramento principal e da seccionadora do barramento de transferência de 1200A devido ao aumento da corrente no barramento com a inclusão dos novos transformadores.
- Para transferência de algum dos novos transformadores na situação de sobrecarga de 40% acima da nominal (corrente de sobrecarga 2.343 A) serão necessárias as substituições dos cabos e equipamentos dos dois bays de transferência 69 kV para atendimento do item 8.1.4.5.(b) do submódulo 2.3 do Procedimento de Rede ONS.
- Devido à inclusão dos novos transformadores se faz necessária a substituição dos reatores de aterramento 02A1 e 02A2, que hoje possuem 21,88 Ω cada, por reatores de 10 Ω . Por se tratarem de equipamentos com grande volume de óleo (GVO), será necessária adequação/construção de bacias de contenção de óleo e caixas separadoras de óleo para atendimento aos requisitos da NBR 13.231/2015, bem como adequação do sistema de drenagem existente.

4.3. Setor 13,8 kV

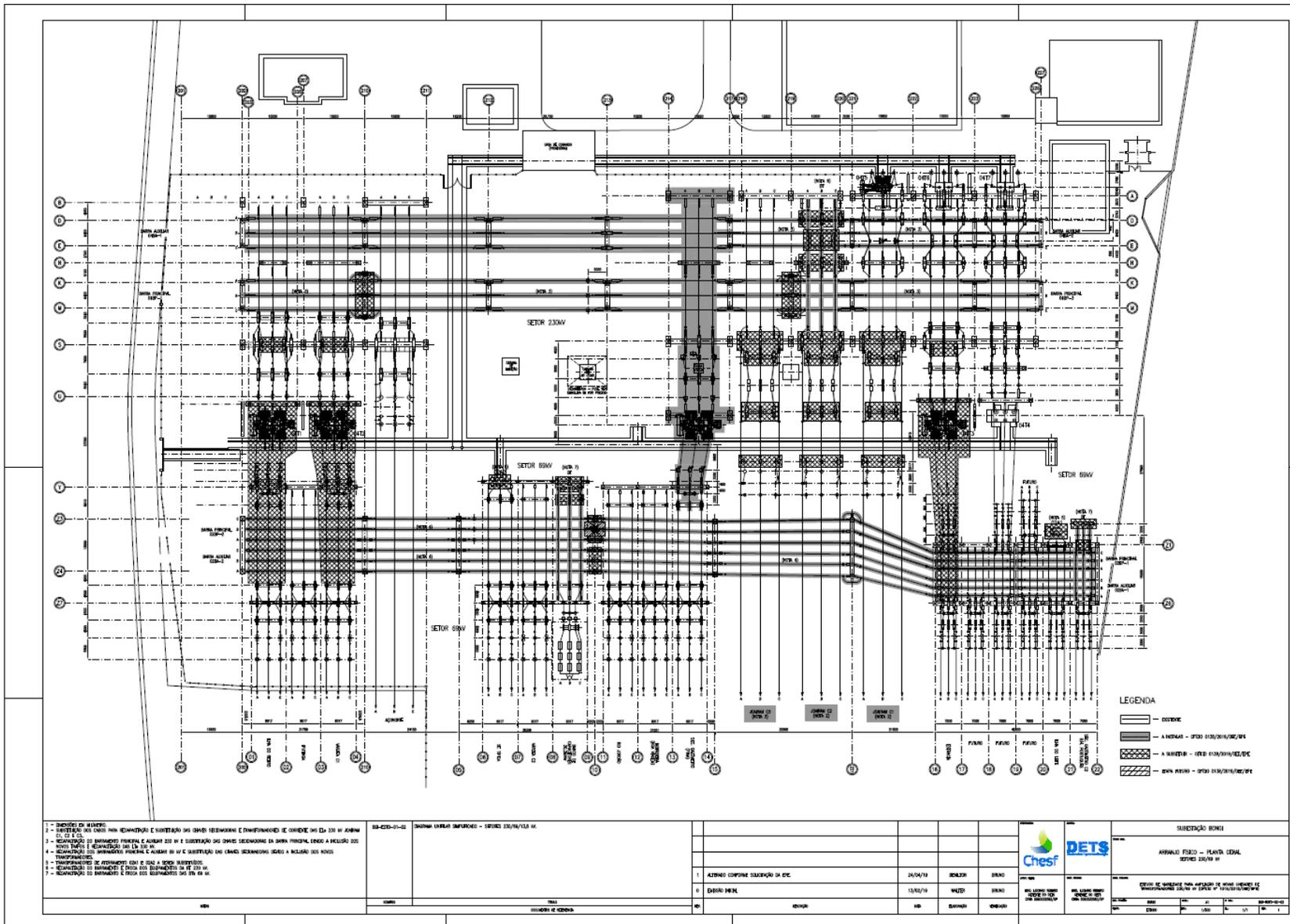
Em resposta aos índices *e* e *f* do item 2 do ofício 0138/2019/DEE/EPE informamos que, no pátio existente da subestação, ainda há espaço disponível para a instalação de mais 4 entradas de linhas de 69 kV, porém a transferência de carga do barramento de 13,8 kV para o de 69 kV e consequente desativação dos transformadores 230/13,8 kV, deve ser avaliado pela empresa distribuidora do estado (Celpe).

Em resposta ao item 4 do ofício 0138/2019/DEE/EPE, informamos que não existe espaço físico suficiente no pátio da subestação para a implantação de um novo pátio 69/13,8 kV a ser operado pela distribuidora Celpe.

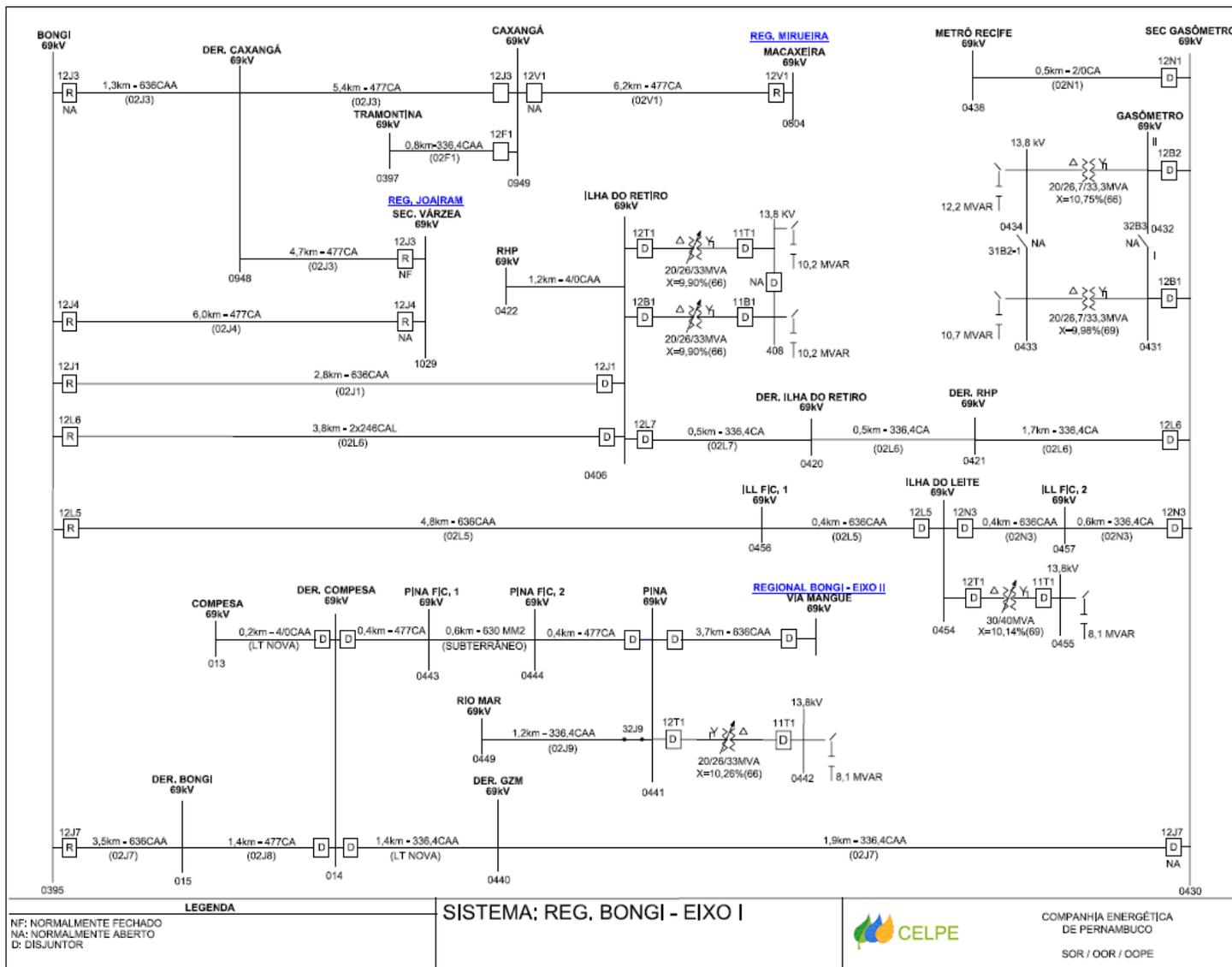
5. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

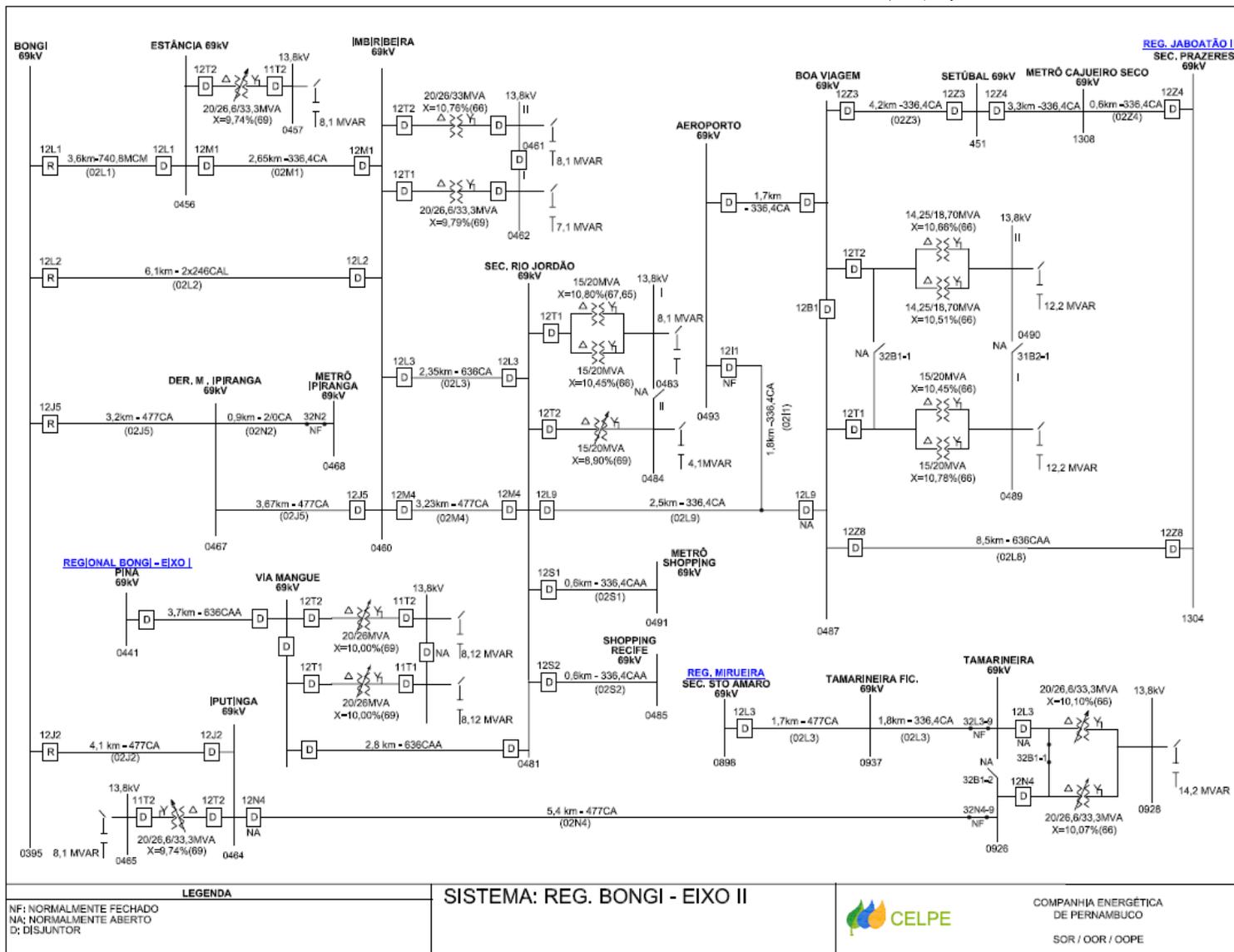
- | | |
|--|-------------------|
| - Diagrama Unifilar Simplificado 230-69 kV | BGI-ESTD-01-02-R1 |
| - Arranjo Físico – Planta Geral | BGI-ESTD-02-02-R1 |
| - Lista de Equipamentos | BGI-ESTD-04-LE R1 |

13.4.3 Arranjo da Subestação Bongi



13.4.4 Diagrama unifilar da rede de distribuição (CELPE)





13.5 Fichas PET

Sistema Interligado da Região Nordeste

Empreendimento:	UF: PE
SE 230/69 kV BONGI	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atendimento às cargas da Região Metropolitana de Recife

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

5° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ (Novo)	10.075,19
1,0 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	4.985,74
1,0 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	1.836,76
1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ (Substituição)	30.225,57
3,0 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	5.510,28
230 kV Recapacitação das barras principal e de transferência	349,31
230 kV Substituição dos seccionadores da barra principal (x2)	151,65
1,0 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	4.191,43
69 kV Recapacitação das barras principal e auxiliar	431,62
69 kV Substituição dos seccionadores das barras principal e auxiliar (x2)	72,28
2,0 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.921,24
2,0 Transformador de Aterramento 69 kV, 2 x 20 MVA (Substituição)	2.771,12
MIM - 69 kV	884,87

Total de Investimentos Previstos: 64.407,06

Situação atual:

Observações:

Os valores considerados para a expansão da SE Bongi são orientativos. Para a contratação, será necessária a elaboração de orçamento detalhado com base no escopo definido pela transmissora.

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] RELATÓRIO EPE-DEE-RE-055/2019-REV0 – AGOSTO DE 2019