



# ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS:RELATÓRIO R1

## ATENDIMENTO ÀS REGIÕES DE PORTO VELHO E ABUNÃ

**JULHO DE 2024**

## ■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-019/2024-REV0

### Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

### Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

### Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

### Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Davi Jose Alvarez Magalhaes

Joao Mauricio Caruso

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira

Tiago Veiga Madureira

Thiago Lima Soares Mourão (estagiário)

### Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



## VALOR PÚBLICO

COM ESTE RELATÓRIO A EPE RECOMENDA UM CONJUNTO DE OBRAS PARA REFORÇO SISTÊMICO NAS REGIÕES DE PORTO VELHO E ABUNÃ, NO ESTADO DE RONDÔNIA, VISANDO AUMENTAR A CONFIABILIDADE DAS REDES DE 69 E 138 KV LOCAIS, DE FORMA A ATENDER PLENAMENTE AO CRESCIMENTO DAS CARGAS NA REGIÃO.

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



**Presidente**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e  
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

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

## APRESENTAÇÃO

Porto Velho, capital do estado de Rondônia, é atualmente suprida por duas subestações de fronteira 230/69kV, Porto Velho e Coletora Porto Velho. A carga média da capital é de aproximadamente 340MVA a partir de 2024, enquanto as subestações de fronteira possuem 600 MVA de capacidade de transformação, dos quais SE Porto Velho conta com 400MVA e a SE Coletora Porto Velho com 200MVA. Abunã, distrito do município brasileiro de Porto Velho, possui uma subestação de fronteira 230/138kV com 110MVA de capacidade de transformação cujas cargas abrangem o distrito e o município de Guajará-Mirim somando uma estimativa de 33MVA de carga média para o ano de 2024.

Em função do penúltimo Diagnóstico Regional divulgado na 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste pela EPE [1], foi identificado o esgotamento das transformações de Porto Velho e Abunã em situações de condição normal e sob contingências simples (critério N-1) a partir de 2029, de tal forma que foi programado, junto ao MME, um estudo de atendimento às regiões em busca das soluções estruturais para garantir a segurança sistêmica e a confiabilidade no atendimento às cargas.

Este relatório envolve diversas obras no sistema elétrico de Porto Velho para manter o desempenho elétrico satisfatório e assegurar a energia nas regiões abastecidas pelas subestações de fronteira da capital, Abunã e suas adjacências. Além disso são incluídas algumas obras na distribuidora local a fim de assegurar o limite de capacidade das linhas de distribuição locais. Por fim o estudo endereça o arranjo da subestação de Abunã 230kV, barramento principal e transferência (BPT), que não atende ao que hoje é preconizado, barramento duplo a 4 chaves (BD4), nos Procedimentos de Rede do ONS.

# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO</b> .....	<b>7</b>
<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>8</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>10</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>12</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. Considerações Iniciais .....	1
1.2. Objetivos Gerais .....	2
1.3. Metodologia .....	3
<b>2. CONCLUSÕES</b> .....	<b>4</b>
<b>3. RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>6</b>
<b>4. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DE PORTO VELHO E ABUNÃ</b> .....	<b>9</b>
4.1. Sistema Elétrico de Interesse .....	9
1.1. Desempenho Elétrico das Linhas de Rede Básica .....	10
4.2. Desempenho Elétrico dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira .....	11
4.3. Desempenho Elétrico das Linhas de Distribuição .....	13
4.4. Restrições Físicas das Instalações .....	15
4.5. Vida Útil de Equipamentos .....	15
<b>5. PREMISSAS E CRITÉRIOS</b> .....	<b>16</b>
5.1. Critérios Básicos .....	16
5.2. Simplificação dos Casos de Trabalho .....	16
5.3. Topologia e Mercado .....	16
5.3.1. Nova subestação 69kV Guaporé .....	16
5.4. Níveis de Intercâmbio .....	16
5.5. Plano de Geração .....	17
5.6. Elaboração do Cenário .....	17
5.7. Limites Operativos .....	21
5.7.1. Tensão .....	21
5.7.2. Carregamento de novas Linhas de distribuição .....	21
5.7.3. Fator de Potência .....	22
5.8. Parâmetros Econômicos .....	22
5.9. Classificação do Horizonte das Obras .....	22
<b>6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS</b> .....	<b>24</b>
6.1. Região de Porto Velho .....	24
6.1.1. Alternativa 1 – 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora .....	24
6.1.2. Alternativa 2 – 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora .....	25
6.1.3. Alternativa 3 - 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA .....	26
6.1.4. Alternativa 4 - 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA .....	27
6.1.5. Alternativa 5 - Nova SE Caladinho 3x100MVA .....	29
6.1.6. Alternativa 6 – Antecipação do final de vida útil dos TR1 e TR3 em Porto Velho e Reforço Coletora .....	30
6.1.7. Alternativa 7 - Nova SE Caladinho 2x150MVA .....	31
6.2. Região de Abunã .....	32
6.2.1. Nova previsão de cargas Energisa PDE 2033 .....	32
6.2.2. Concretização da interligação de Guayaramerin – Bolívia .....	33
6.2.3. Configuração do barramento 230kV de Abunã .....	34
<b>7. ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE</b> .....	<b>37</b>
7.1. Alternativa 2 - 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora - vencedora .....	37
7.2. Níveis de Tensão em todas as alternativas .....	40
7.3. Fator de potência nas subestações de RB e RBF em todas as alternativas .....	40
7.4. Desempenho da LD 69kV Porto Velho - Guaporé .....	40

<b>8. ANÁLISE ECONÔMICA.....</b>	<b>43</b>
8.1. Comparação Econômica.....	43
8.2. Discussão dos Resultados .....	44
<b>9. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.....</b>	<b>46</b>
<b>10. REFERÊNCIAS.....</b>	<b>49</b>
<b>11. EQUIPE TÉCNICA.....</b>	<b>50</b>
<b>12. ANEXOS.....</b>	<b>51</b>
12.1. Fichas PET/PELP .....	51
12.2. Fichas de Consulta de Viabilidade de Expansão .....	56
12.2.1. Porto Velho .....	56
12.2.2. Abunã.....	63
12.3. Desempenho das Alternativas .....	70
12.3.1. Alternativa 1 - 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora .....	70
12.3.2. Alternativa 3 - 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA .....	72
12.3.3. Alternativa 4 - 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA .....	75
12.3.4. Alternativa 5 - Nova SE Caladinho 3x100MVA.....	76
12.3.5. Alternativa 6 - Antecipação do final de vida útil dos TR1 e TR3 em Porto Velho e Reforço Coletora .....	80
12.3.6. Alternativa 7 - Nova SE Caladinho 2x150MVA.....	82
12.4. Plano de Obras das Alternativas .....	85
12.4.1. Plano de Obras da Alternativa 1 .....	85
12.4.2. Plano de Obras da Alternativa 2 .....	86
12.4.3. Plano de Obras da Alternativa 3 .....	87
12.4.4. Plano de Obras da Alternativa 4 .....	88
12.4.5. Plano de Obras da Alternativa 5 .....	89
12.4.6. Plano de Obras da Alternativa 6 .....	91
12.4.7. Plano de Obras da Alternativa 7 .....	92

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Topologia elétrica da rede básica no Acre e Rondônia (Adaptado de ONS PARPEL) .....	1
Figura 1-2 - Topologia elétrica da área de estudo com indicações das sobrecargas diagnosticadas.....	2
Figura 3-1 – Topologia elétrica da alternativa 2 com todas as obras .....	8
Figura 4-1 – Rede Básica do estado de Rondônia.....	9
Figura 4-2 – área de estudo com indicações das sobrecargas diagnosticadas.....	10
Figura 4-3 - Linha de Transmissão 230 kV Caladinho / Porto Velho - Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Coletora 230 kV .....	10
Figura 4-4 - Linha de Transmissão 230 kV Coletora / Porto Velho – Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Caladinho 230 kV.....	11
Figura 4-5 - Abunã 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo .....	12
Figura 4-6 - Porto Velho 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo .....	12
Figura 4-7 – Coletora Porto Velho 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo .....	13
Figura 4-8 – Linha 69kV – Porto Velho – Areal .....	14
Figura 4-9 – Linha 69kV – Porto Velho – Tiradentes .....	14
Figura 5-1 – Horizonte de carga pesada regional do Acre e Rondônia adotados no PD2033 .....	17
Figura 5-2 – Horizonte de carga média regional do Acre e Rondônia adotados no PD2033 .....	18
Figura 5-3 – Horizonte de carga leve regional do Acre e Rondônia adotados no PD2033 .....	18
Figura 5-4 – MMGD a 50% em carga leve regional do Acre e Rondônia adotado .....	20
Figura 5-5 – MMGD a 50% em carga média regional do Acre e Rondônia adotado .....	20
Figura 5-6 - Cabo de alumínio com alma de aço - Tipo CAA.....	21
Figura 6-1 - Topologia elétrica da alternativa 1 em 2039.....	25
Figura 6-2 - Topologia elétrica da alternativa 2 em 2039.....	26
Figura 6-3 - Carregamento normal e sob contingência da subestação 230/138kV Abunã .....	32
Figura 6-4 – Carregamento SE Abunã fase 1 34,5kV Guayaramerin (BOL) – Guajara Mirim (BR) .....	33
Figura 6-5 - Diagrama unifilar SE 230kV Abunã.....	34
Figura 6-6 – Diagrama unifilar da SE Abunã – Arranjo Proposto do Barramento 230kV .....	36
Figura 7-1 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho (transformadores de 100MVA) em regime normal e sob contingência N-1.....	37
Figura 7-2 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1....	38
Figura 7-3 - Carregamento da LD 69kV Coletora Porto Velho – Centro em regime normal .....	39
Figura 7-4 - Carregamento da LD 69kV Porto Velho – Tiradentes em regime normal.....	39
Figura 7-5 – Carregamento do sistema elétrico de Porto Velho e adjacências ano de 2037 .....	41
Figura 7-6 - Carregamento da LD 69kV Porto Velho – Guaporé em regime normal .....	42
Figura 8-1 – Gráfico de comparação entre as 7 alternativas.....	45
Figura 9-1 – Diagrama unifilar da subestação Porto Velho 69kV .....	48
Figura 12-1 – Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 .....	70
Figura 12-2 – Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1 .	71
Figura 12-3 – Carregamento da LD 69kV Porto Velho – Centro em regime normal .....	71
Figura 12-4 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 .....	72
Figura 12-5 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1..	73
Figura 12-6 - Carregamento da SE 230/69kV Caladinho em regime normal e sob contingência N-1 .....	73
Figura 12-7 - Carregamento da LD 69kV Caladinho – Centro em regime normal .....	74
Figura 12-8 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 .....	75
Figura 12-9 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 .....	76
Figura 12-10 – Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 .....	76
Figura 12-11 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 a partir de 2032 .....	77
Figura 12-12 - Carregamento da SE 230/69kV Caladinho em regime normal e sob contingência N-1 a partir de 2032.....	78
Figura 12-13 - Carregamento da 2ª LD 69kV Areal – Centro em regime normal .....	78
Figura 12-14 – Carregamento da 1ª LD 69kV Areal – Centro em regime normal.....	79
Figura 12-15 - Carregamento da 1ª LD 69kV Caladinho – Centro em regime normal e N-1 da Rede Básica ..	79
Figura 12-16 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho 100MVA em regime normal e contingência N-1	80
Figura 12-17 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho 150MVA em regime normal e contingência N-1	81
Figura 12-18 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1	81
Figura 12-19 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e contingência N-1.....	82

Figura 12-20 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1	82
Figura 12-21 - Carregamento da SE 230/69kV Caladinho em regime normal e contingência N-1.....	83
Figura 12-22 - Carregamento da LD 69kV Centro – Caladinho em regime normal e contingência N-1 a partir de 2032.....	83
Figura 12-23 - Carregamento da LD 69kV Centro – Caladinho em regime normal e contingência N-1 a partir de 2032.....	84

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Plano de Obras - Subestações de Rede Básica de Fronteira .....	6
Tabela 3-2 – Plano de obras – Subestações de distribuição.....	6
Tabela 3-3 – Plano de obras – Linhas de distribuição .....	7
Tabela 3-4 – Plano de Obras – Ativos em final de vida útil, subestações de fronteira.....	7
Tabela 4-1 Vida útil dos transformadores .....	15
Tabela 5-1 - Carregamento Guaporé 69kV.....	16
Tabela 5-2 – Taxa de crescimento de carga regional do Acre e Rondônia adotado no PD2033 .....	19
Tabela 5-3 – Fator de potência regional do Acre e Rondônia adotado no PD2033 .....	19
Tabela 5-4 – Limites de tensão (pu) .....	21
Tabela 6-1 - Subestação de RBF de Abunã – Obras referenciais .....	34
Tabela 8-1 - Custo total das alternativas a valor presente .....	43
Tabela 8-2 – Rendimentos necessários das alternativas.....	43
Tabela 8-3 – Perdas elétricas das alternativas .....	43
Tabela 8-4 – Somatório dos rendimentos necessários e perdas das alternativas.....	44
Tabela 9-1 Comparação dos níveis de curto-circuito das alternativas, etapa inicial – ano 2027 .....	46
Tabela 9-2 Comparação dos níveis de curto-circuito das alternativas, etapa final - ano 2037.....	46
Tabela 9-3 – Relação de disjuntores - pátio 69kV - SE Porto Velho.....	47
Tabela 11-1 - Lista de participantes do estudo .....	50

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Considerações Iniciais

O sistema elétrico de atendimento ao estado de Rondônia é constituído por 3 linhas de Rede Básica na tensão de 230 kV a partir da subestação Jauru (MT) atravessando o estado até Rio Branco (AC), Figura 1-1. As UHEs Jirau e Santo Antônio, 5ª e 6ª maiores usinas de energia elétrica do Brasil respectivamente, se conectam à subestação Coletora Porto Velho através de Linhas 500 kV e o escoamento da maior parte da energia gerada segue desta subestação através do bipolo de 600kV findando em Araraquara (SP). O sistema elétrico de distribuição do estado contém linhas em 138 kV e 69 kV, a partir dos principais centros de carga, que se localizam nas subestações de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jaru, Ariquemes, Porto Velho e Abunã.

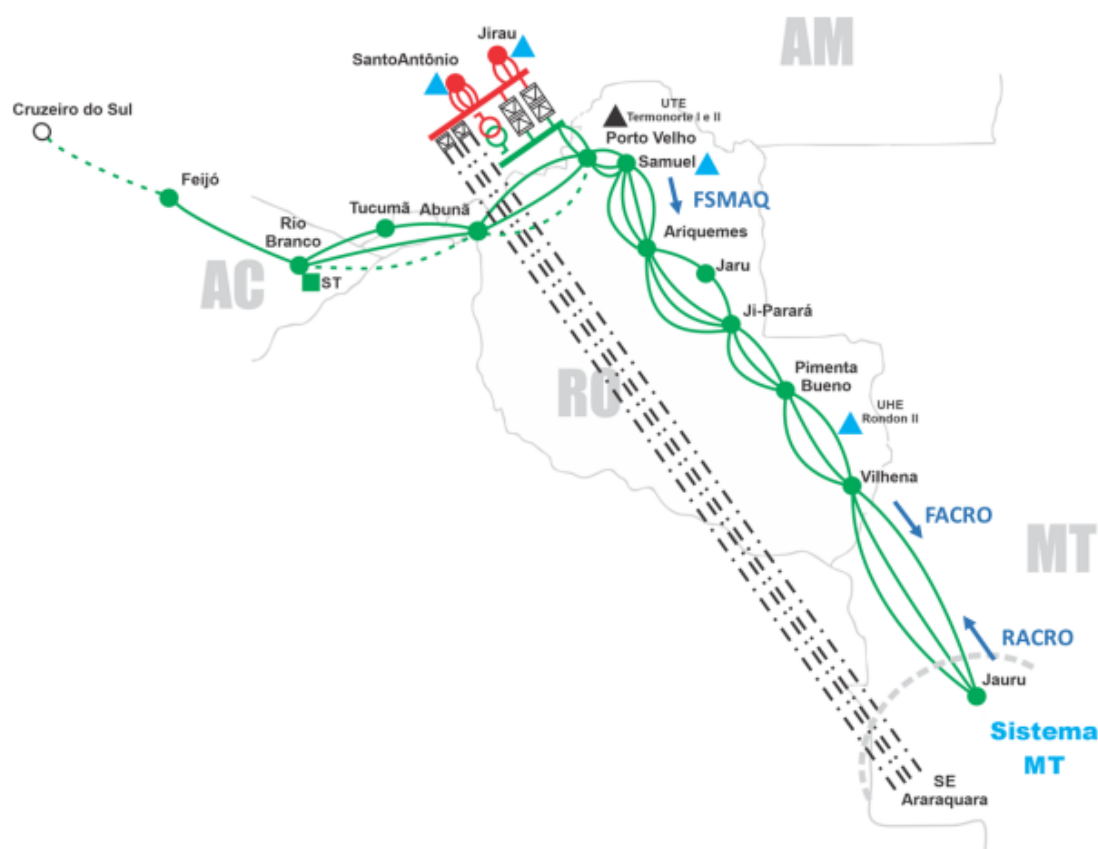


Figura 1-1 – Topologia elétrica da rede básica no Acre e Rondônia (Adaptado de ONS PARPEL)

A EPE também publicou em 2021 uma série de reforços na rede elétrica que atendem a região leste do estado de Rondônia [3], através das subestações de Ji-Paraná e Pimenta Bueno, a partir do ano de 2025. Em 2023 alguns reforços em subestações de fronteiras ao redor do centro do Estado de Rondônia - Ariquemes, Vilhena, Jaru e Nova Mutum [4], desenvolvida em conjunto com a Energisa Rondônia (ERO), e a Eletrobras Eletronorte, indicando a solução de mínimo custo global para as regiões.

No ano de 2023 o Ministério de Minas e Energia foi consultado pelo *Ministerio de Hidrocarburos y Energías* do Estado Plurinacional da Bolívia e da Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade (ENDE Energia) sobre estudos de potenciais interconexões elétricas entre o Brasil e a Bolívia [4]. Dentre os itens consultados, destaca-se o plano de conexão da cidade de Guayaramerin (BOL) localizada no norte da Bolívia, que hoje opera de forma isolada, com o sistema Brasileiro através da subestação Guajará-Mirim (RO). O plano contempla também duas fases, a primeira referente a conexão em média tensão (34,5 kV), e a segunda referente a conexão no nível de tensão em 138 kV.

Apesar da falta de previsão concreta, o presente estudo buscou caracterizar a capacidade de atendimento da subestação Abunã 230/138kV, que pode vir a suprir a referida interligação internacional, buscando antecipar eventuais reforços que se façam necessários com a concretização das cargas.

Próximo à capital, foi indicado pela EPE a nova SE 230/138kV Caladinho com atendimento ao município de Humaitá com capacidade de expansão para o 69kV e até 500kV vide o estudo [2], sendo estratégica para a capital rondoniense.

## 1.2. Objetivos Gerais

O objetivo do estudo foi definir o conjunto de obras de transmissão e/ou distribuição mais adequado, sob a ótica técnico-econômica-socioambiental, que permita o atendimento elétrico com qualidade ao sistema das regiões hoje atendidas por transformadores 230/69 kV das SEs Porto Velho e Coletora Porto Velho; 230/138kV Abunã, frente aos problemas atualmente identificados em [1], e sintetizados na Figura 1-2 e ao crescimento do mercado previsto para a área no horizonte de 2026 a 2037.

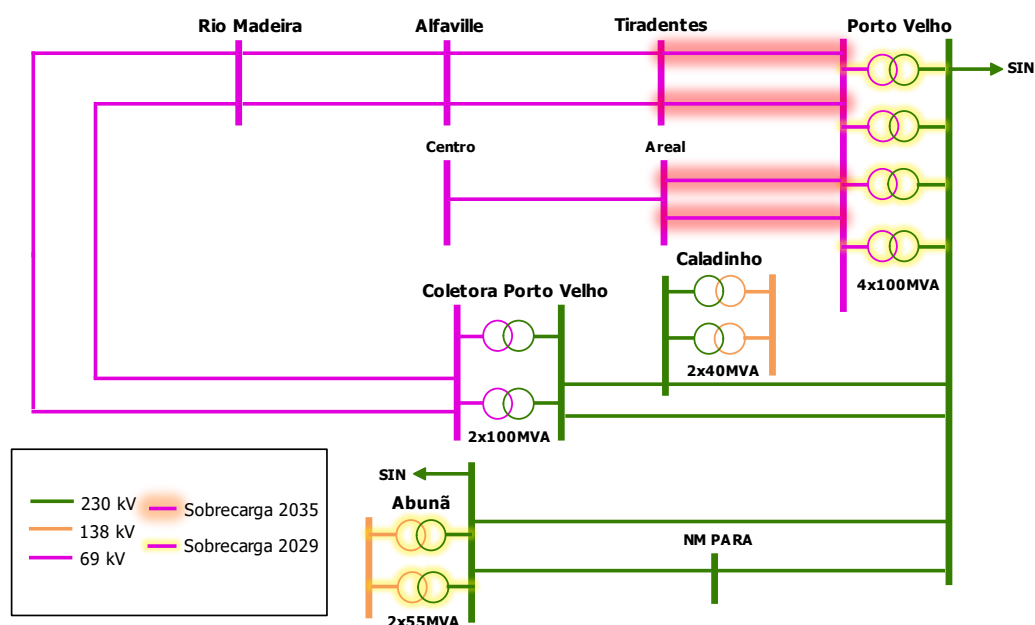


Figura 1-2 - Topologia elétrica da área de estudo com indicações das sobrecargas diagnosticadas

### 1.3. Metodologia

O estudo obedeceu a seguinte metodologia:

1. Contato com os agentes de transmissão e distribuição da região atualizando topologias, comendo alternativas e viabilidades estruturais em função do diagnóstico apresentado na 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste pela EPE [1];
2. Análises técnicas e econômicas das alternativas viáveis para a região baseadas em resultados de softwares computacionais;
3. Segundo contato com os agentes de transmissão e distribuição da região para averiguação e confirmação das soluções propostas;
4. Apresentação das alternativas vencedoras aos participantes do estudo;
5. Publicação.

## 2. CONCLUSÕES

---

O presente estudo buscou relacionar as obras necessárias para atender às cargas das regiões sob análise, envolvendo os diferentes períodos do ano, patamares de carga e contemplando sensibilidades sobre a influência da mini e microgeração distribuída (MMGD) de energia solar.

De modo a prover mais transparência, a seguir são elencadas todas as etapas do estudo:

- i. Foi feito um diagnóstico da região com base nos dados recebidos no preparo do PD 2032;
- ii. Foi considerado nos cenários simulados a influência da MMGD com **50% de fator de geração**;
- iii. Foi solicitado à distribuidora local, Energisa Distribuição Rondônia (ERO) a atualização da topologia elétrica de todas as subestações, cargas e equipamentos da região estudada, o que resultou em uma grande atualização de todos os cenários;
- iv. Foi feito um novo diagnóstico para indicar os problemas da região estudada, sendo problemas de contingência N-1 para a Rede Básica e N para a rede de distribuição;
- v. Foram concebidas **7 alternativas** envolvendo diferentes obras estruturantes para atender a necessidade do sistema elétrico respeitando os critérios de rede;
- vi. Foi realizado um novo diagnóstico com cada uma das alternativas a fim de compará-las em relação ao carregamento dos equipamentos estudados;
- vii. A alternativa vencedora foi eleita com base em análises técnico-econômicas e socioambientais envolvendo o mínimo custo global (MCG) da relação de obras elegíveis por alternativa;
- viii. Todas as alternativas foram apresentadas à distribuidora local e transmissora local que validaram os resultados;

A indicação da SE 69kV Guaporé no plano de obras da distribuidora ERO para o ano de 2027 solucionou a sobrecarga diagnosticada nas linhas de distribuição 69kV Porto Velho – Tiradentes e Porto Velho – Areal. Essa obra foi considerada em todos os casos de trabalho.

A alternativa recomendada, Alternativa 2, contempla um plano de obras novas com a adição de um 5º transformador trifásico 230/69kV, de 150 MVA na SE Porto Velho a partir de 2027, a inclusão de uma nova linha de distribuição 69kV entre as SEs Coletora Porto Velho – Centro a partir de 2032, a adição do 3º transformador trifásico 230/69kV, de 100 MVA na SE Coletora Porto Velho a partir de 2034, a substituição por final de vida útil do 3º transformador trifásico 230/69kV, de 100 MVA, por um novo de 150MVA na SE Porto Velho a partir de 2038 e a futura desmobilização, por final de vida útil, do 1º transformador trifásico 230/69kV, de 100MVA, na SE Porto Velho.

Para a subestação Abunã 230/138 kV, há espaço e previsão de uma terceira unidade de autotransformador 230/138kV, com capacidade de 55MVA. Embora no presente estudo não se tenha vislumbrado a necessidade de consolidação dessa unidade, a autorização poderá também ser antecipada em caso de interligação da região de Guajará-Mirim com *Guayaramerin*, na Bolívia. Faz parte, portanto, do plano de obras referenciais o acréscimo de um 3º autotransformador 230/138kV, de 55MVA, e a substituição por final de vida útil do 1º autotransformador trifásico 230/138kV, de 55MVA, por um novo de 55MVA na SE Abunã a partir de 2037. Esta indicação seguirá sendo acompanhada e reavaliada pela EPE em um prazo mais próximo da data de fim de vida útil.

Na subestação Abunã, também foram avaliadas possibilidades de melhorias no barramento em 230 kV da subestação, uma vez que o atual arranjo em BPT não atende os atuais requisitos dos Procedimentos de Rede. Para agregar maior confiabilidade um arranjo híbrido, em BPT e BD4 foi avaliado pela EPE e encontra-se em etapa de detalhamento e consolidação junto à transmissora as adequações e custos necessários para implantação da proposta, conforme detalhado no item 6.2.3.

Constatou-se que uma vez implantadas todas as ampliações recomendadas neste estudo, a subestação 230/69kV de Porto Velho se encontrará esgotada para novas entradas de linha 69 kV. Assim, futuramente, o pátio 69kV de Caladinho poderá tornar-se competitivo para novas expansões necessárias na região.

O quantitativo de investimentos totais previstos é de aproximadamente R\$110.977.110,00, dos quais R\$89.856.570,00 são para as obras de RB e R\$21.120.540,00 para as obras de distribuição.

### 3. RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se que seja seguido o plano de investimentos da Alternativa 2, que contempla as obras de Rede Básica e Distribuição conforme tabelas a seguir:

**Tabela 3-1 – Plano de Obras - Subestações de Rede Básica de Fronteira**

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Porto Velho	230/69	BD4/BD4	1	5º Transformador trifásico de 150 MVA	2027
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 69 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 69 kV	
Coletora Porto Velho	230/69	BD4/BPT	1	3º Transformador trifásico de 100 MVA	2034
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 69 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 69 kV	
Abunã	230/138	BPT/BPT	1	Instalação do 3º Autotransformador trifásico de 55 MVA	2038 Condicional a um aumento de demanda
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 138 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV	

A ERO informou que será instalada uma nova subestação, conforme Tabela 3-2, a partir de 2027 com o nome de Guaporé para solucionar as sobrecargas em linhas de distribuição oriundas da subestação Porto Velho. A nova SE Guaporé contemplará remanejamentos de cargas das subestações Areal e Tiradentes, após sua implantação o último bay 69kV disponível na subestação de Porto Velho será utilizado e, portanto, será uma **subestação esgotada de espaço para a inclusão de novas transformações e entradas de linhas a partir de 2027**. O cabo utilizado para alimentação da nova subestação Guaporé será um cabo reforçado conforme Tabela 3-3.

A subestação Coletora Porto Velho possui disponibilidade para novas entradas de linhas e a subestação Centro 69/13,8kV possui 2 bays livres a partir de 2032, sendo um destes dedicado para o 2º circuito 69kV Centro – Coletora e o outro para o 2º circuito 69kV Centro – Areal, ambos sob responsabilidade da ERO.

**Tabela 3-2 – Plano de obras – Subestações de distribuição**

Subestação ERO	Tensão (kV)	Ano
Guaporé	69/13,8	2027

**Tabela 3-3 – Plano de obras – Linhas de distribuição**

Linha de distribuição	Tensão (kV)	Configuração	Extensão (km)	Ano
Porto Velho - Guaporé	69	1x795 MCM Drake	9	2027
Coletora Porto Velho - Centro C1	69	1x556,5 MCM Dove	20	2032

Por sua vez, na Tabela 3-4 são indicadas as obras referentes a ativos em final de vida útil, que são dependentes de avaliações futuras quanto à vida útil física de ativos. Os transformadores em questão já foram objeto de análises simplificadas no presente estudo e estão harmonizadas com o planejamento futuro da região.

**Tabela 3-4 – Plano de Obras – Ativos em final de vida útil, subestações de fronteira.**

SE	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Abunã	230/138	BPT/BPT	1	Substituição do 1º Autotransformador trifásico de 55 MVA por final de vida útil por um idêntico	2037 Condicionado a uma futura avaliação de final de vida útil
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 138 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV	
Porto Velho	230/69	BD4/BD4	1	Substituição do 3º Transformador trifásico de 100 MVA por final de vida útil por um de 150 MVA	2038 Condicionado a uma futura avaliação de final de vida útil
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 69 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 69 kV	
Porto Velho	230/69	BD4/BD4	1	Substituição do 1º Transformador trifásico de 100 MVA por final de vida útil por um de 150 MVA	2039 Condicionado a uma futura avaliação de final de vida útil
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 69 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 69 kV	

As obras recomendadas no estudo são evidenciadas na Figura 3-1.

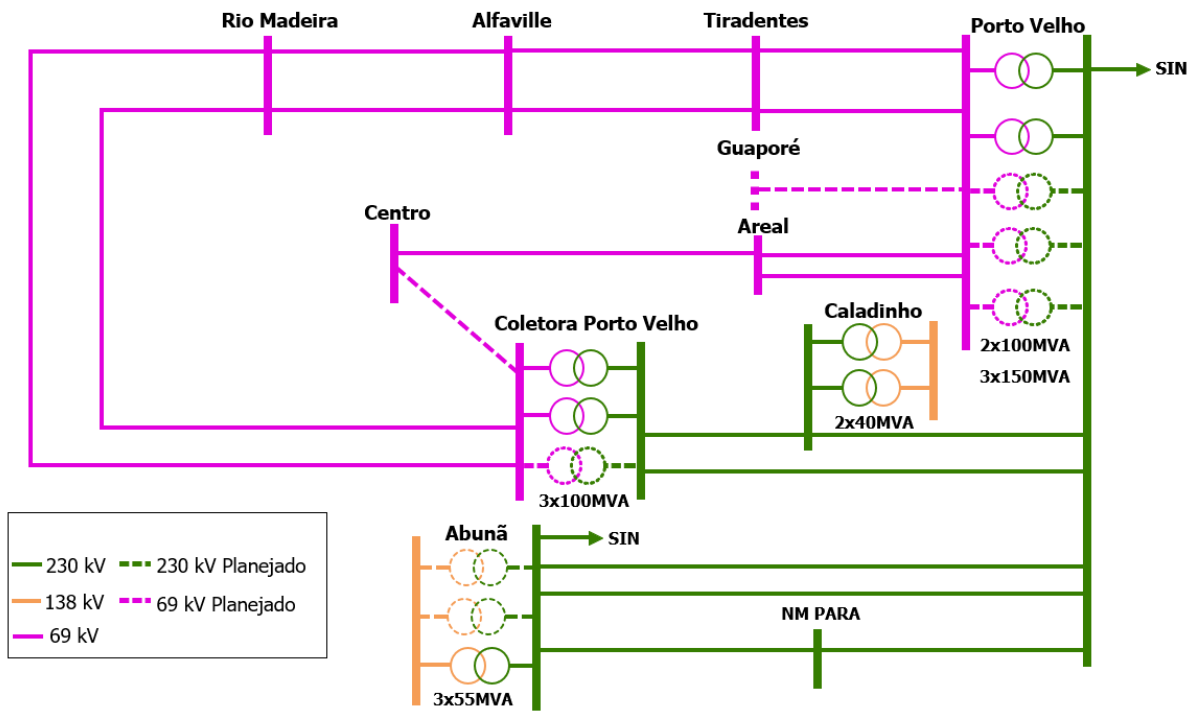


Figura 3-1 – Topologia elétrica da alternativa 2 com todas as obras

Tendo em vista que o presente estudo engloba apenas a instalação de novos transformadores em duas subestações de rede básica de fronteira já existentes, sem necessidade de aquisição de terreno e novas linhas de distribuição. Não se vislumbra a necessidade de elaboração de Relatórios R2, R3, R4 e R5, uma vez que todas as obras, a princípio, têm caráter autorizativo.

## 4. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DE PORTO VELHO E ABUNÃ

### 4.1. Sistema Elétrico de Interesse

A Figura 4-1 ilustra as principais subestações e linhas de transmissão de Rede Básica do estado rondoniense.

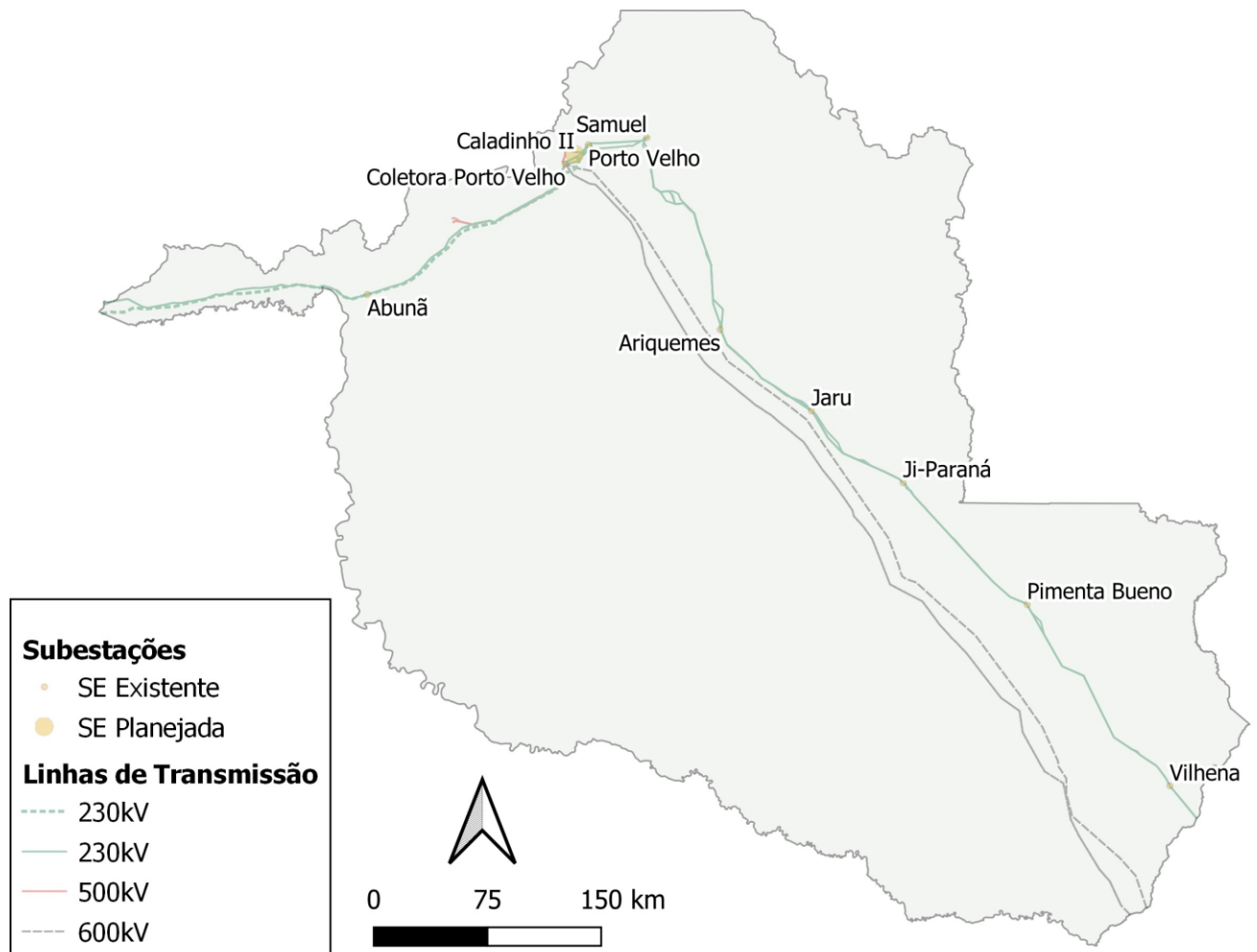


Figura 4-1 – Rede Básica do estado de Rondônia

O diagnóstico a seguir foi apresentado ao longo da 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste pela EPE [2] que detalhou os problemas apontados nas subestações da Figura 4-2.

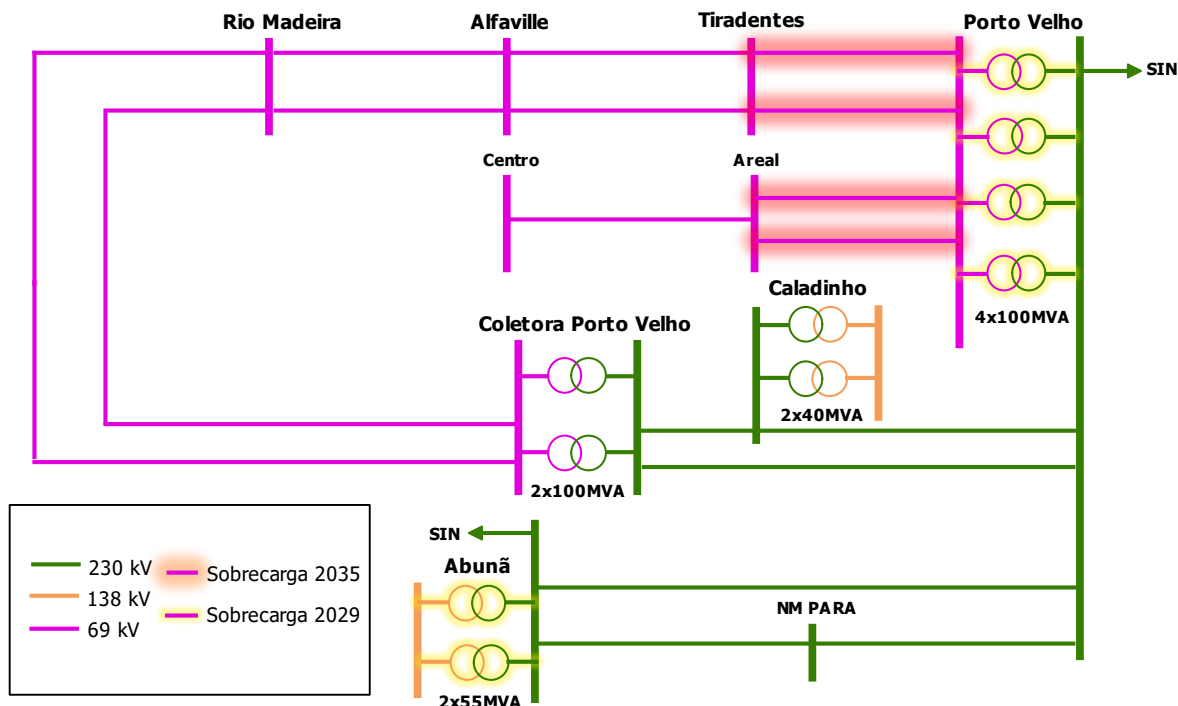


Figura 4-2 – área de estudo com indicações das sobrecargas diagnosticadas

### 1.1. Desempenho Elétrico das Linhas de Rede Básica

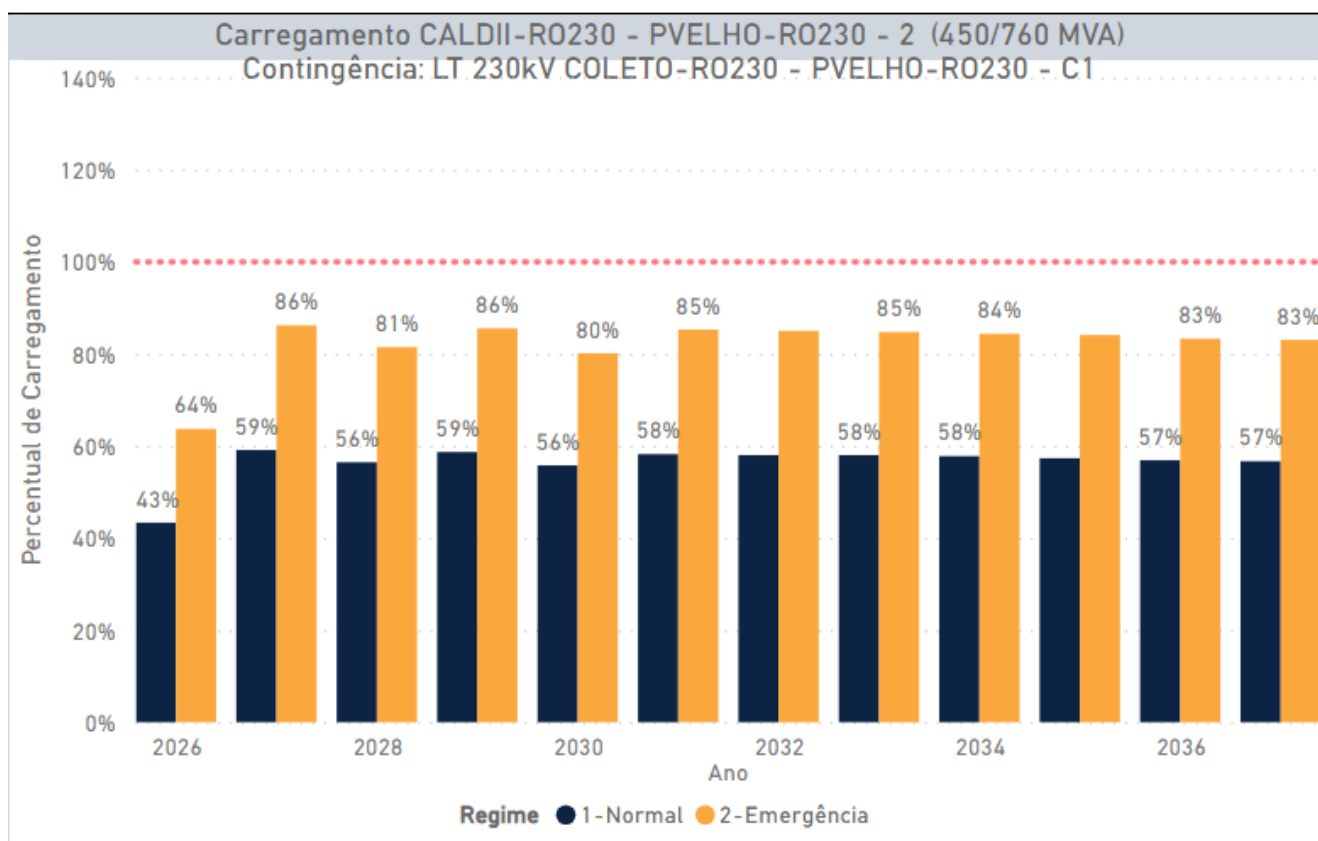


Figura 4-3 - Linha de Transmissão 230 kV Caladinho / Porto Velho - Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Coletora 230 kV

As perdas 230kV Caladinho – Porto Velho (Figura 4-3) e Coletora – Porto Velho (Figura 4-4) são críticas, mas não apresentam violações de carregamentos.

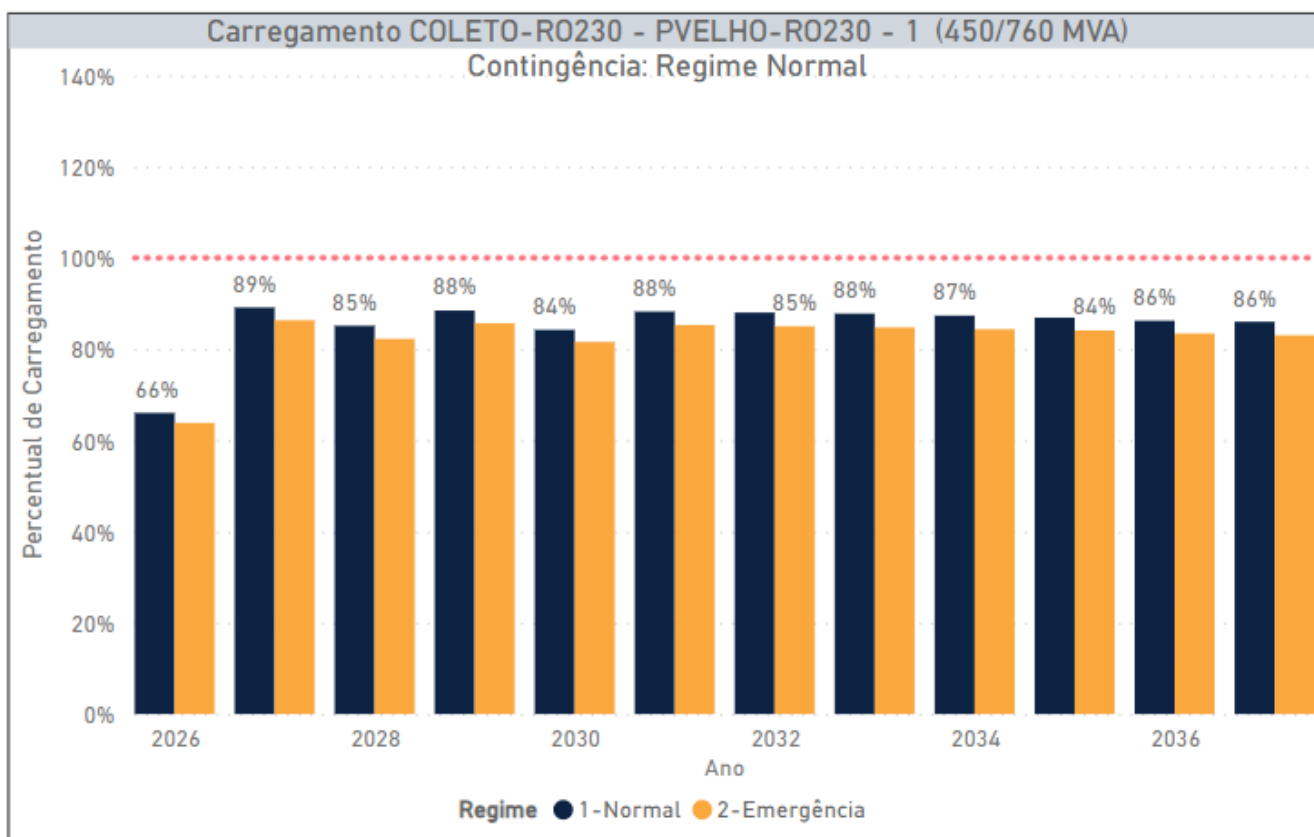


Figura 4-4 - Linha de Transmissão 230 kV Coletora / Porto Velho – Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Caladinho 230 kV

#### 4.2. Desempenho Elétrico dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira

Os maiores carregamentos nos transformadores de Rede Básica de Fronteira, em regime normal e na perda de bancos de transformadores, são mostrados a seguir de forma individualizada.

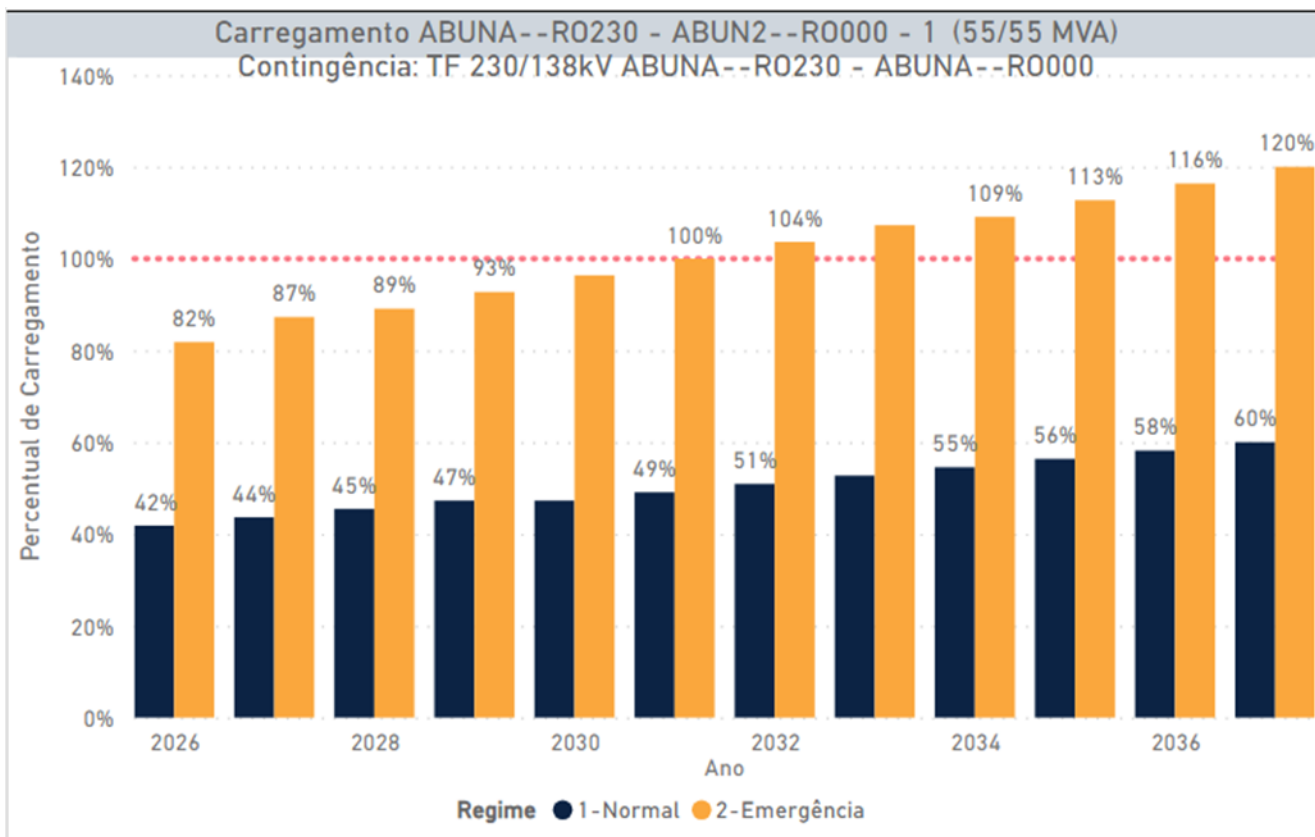


Figura 4-5 - Abunã 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo

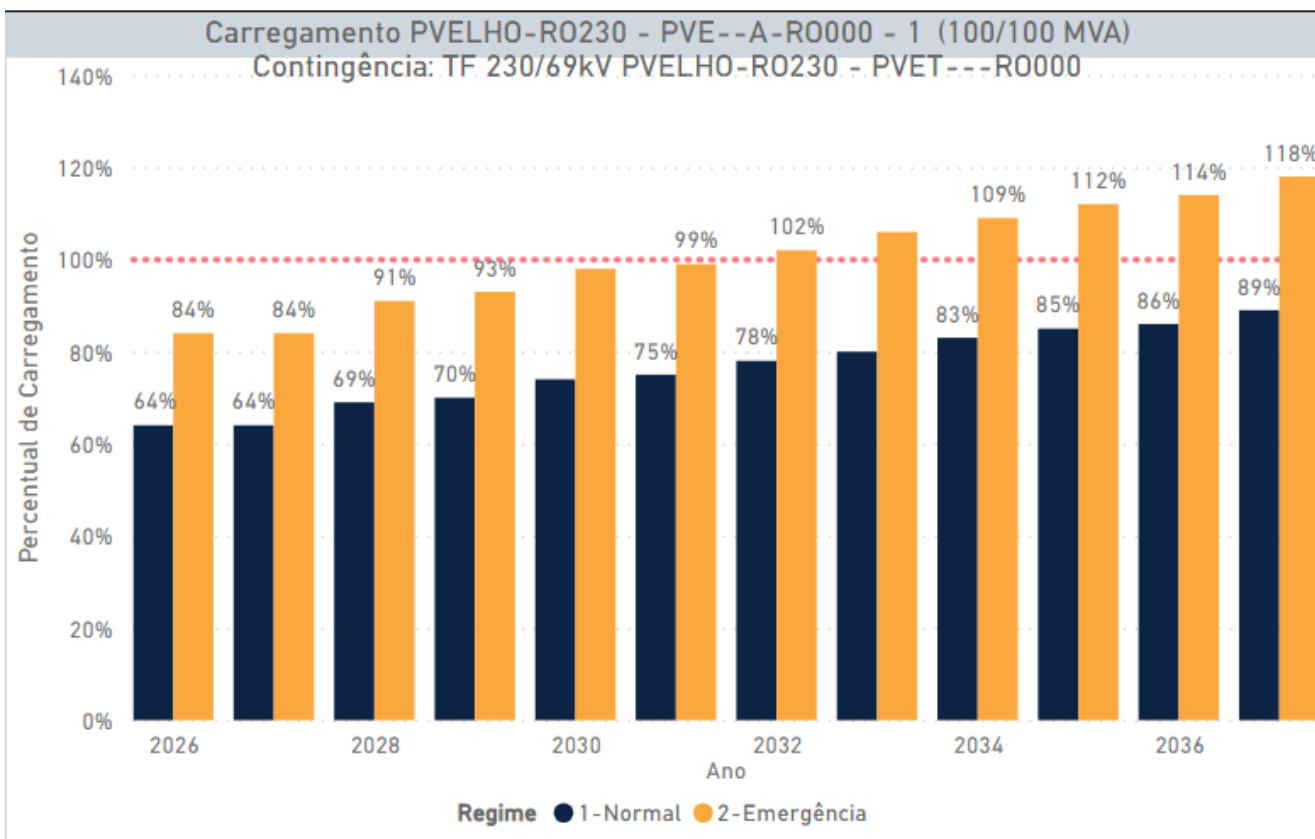


Figura 4-6 - Porto Velho 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo

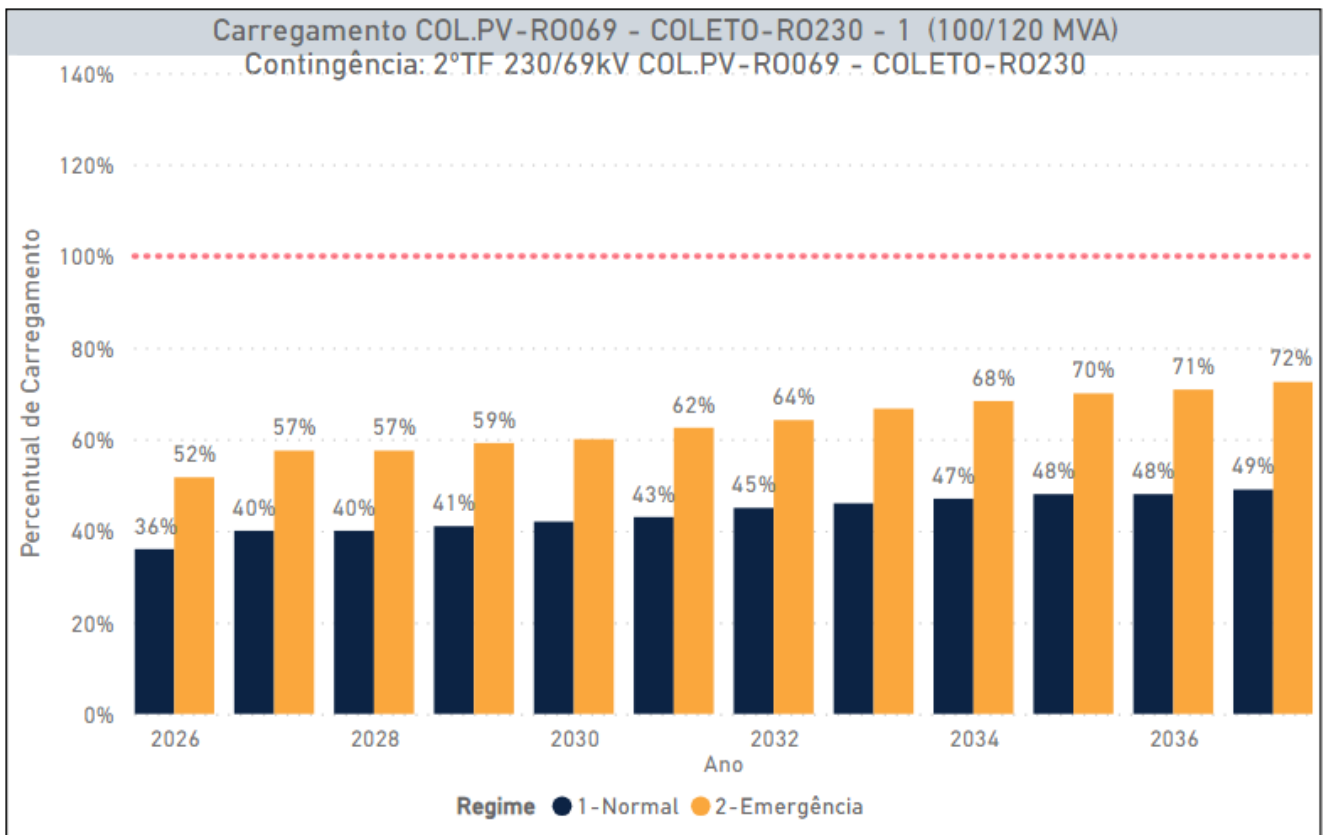


Figura 4-7 – Coletora Porto Velho 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo

Não há violações de carregamento desses transformadores causadas por perda de linhas de transmissão.

### 4.3. Desempenho Elétrico das Linhas de Distribuição

Os principais carregamentos das linhas de distribuição sob o foco do diagnóstico, em regime normal, são mostrados a seguir, sob carga média e durante o inverno (norte seco).

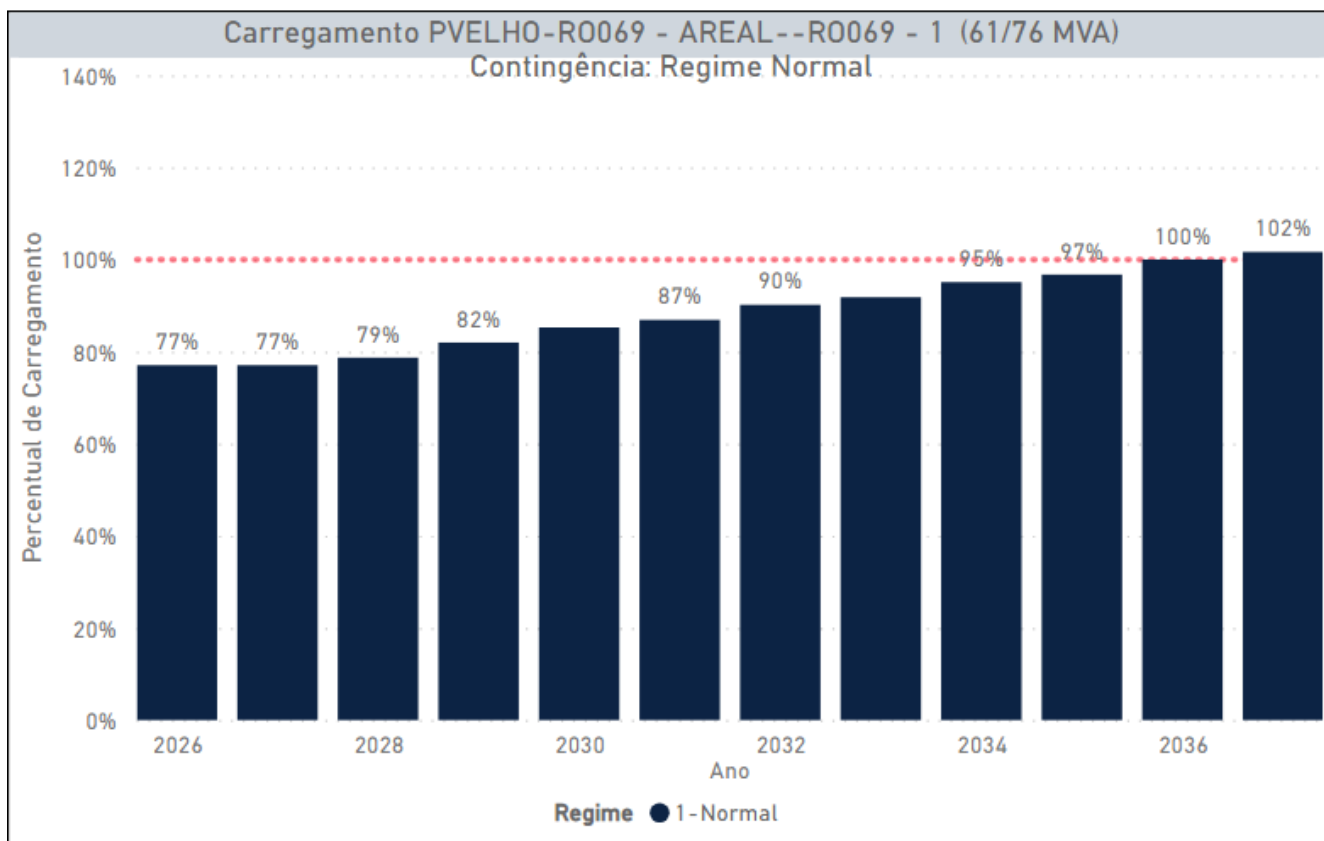


Figura 4-8 – Linha 69kV – Porto Velho – Areal

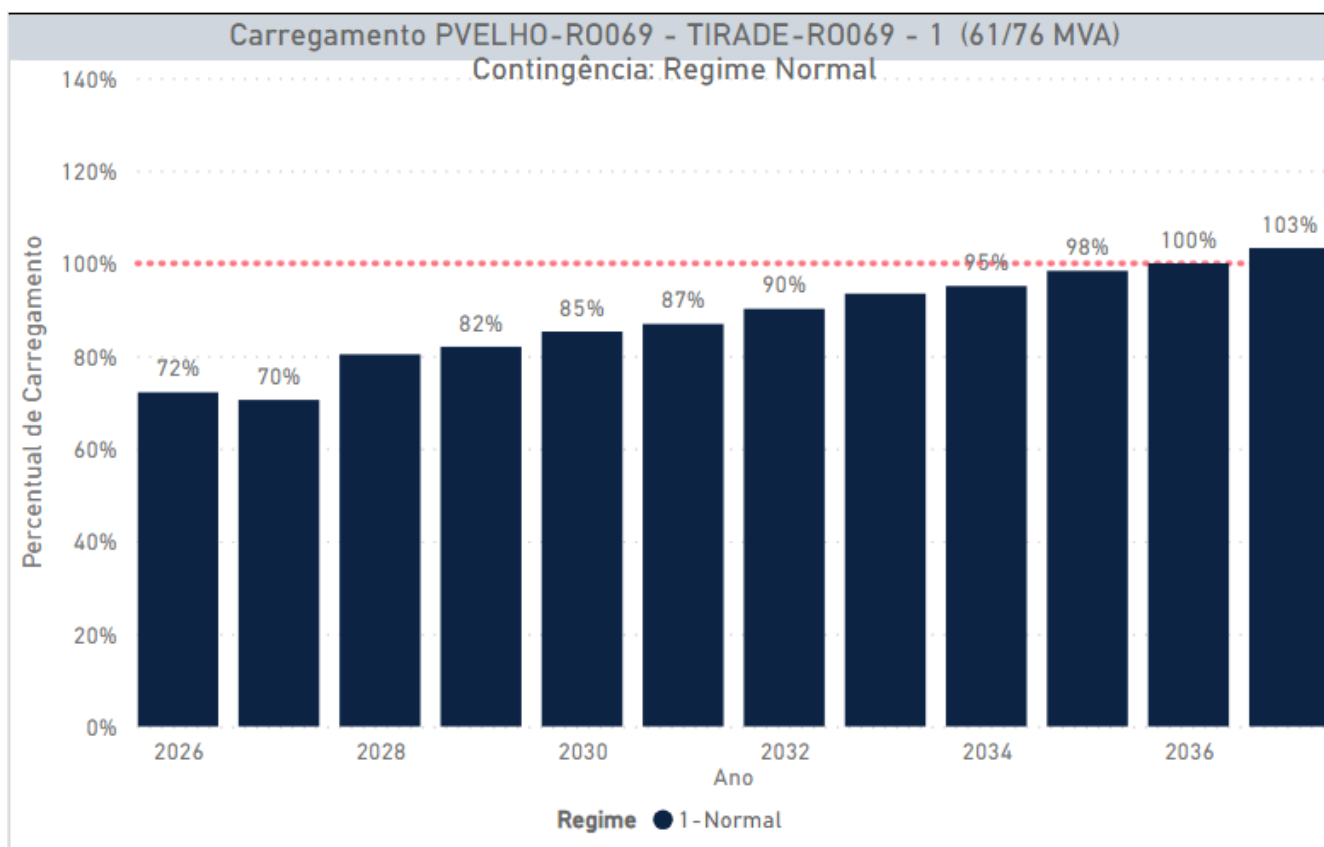


Figura 4-9 – Linha 69kV – Porto Velho – Tiradentes

As Linhas de distribuição em 69kV Porto Velho – Areal e Porto Velho – Tiradentes apresentam sobrecarga em condição normal a partir de 2035.

#### 4.4. Restrições Físicas das Instalações

A EPE realizou consultas de viabilidade de expansão e acesso à transmissora ELETRONORTE em relação às subestações de Porto Velho e Abunã. A transmissora confirmou que há viabilidade física nas subestações para a instalação da quinta e terceira unidade trifásica de transformação, respectivamente.

Chamou atenção o fato dos barramentos em 230 kV da subestação de Abunã serem do tipo Barra principal e transferência (BPT) ao invés de Barra dupla a quatro chaves (BD4), a fim de atender aos Procedimentos de Rede do ONS.

#### 4.5. Vida Útil de Equipamentos

A vida útil regulatória dos transformadores das subestações de Porto Velho e Abunã são apresentadas abaixo, na Tabela 4-1, de acordo com a Consulta de Viabilidade enviada à transmissora Eletronorte pela EPE:

Tabela 4-1 Vida útil dos transformadores

Transformador	Entrada em operação	Vida útil Regulatória (anos)	Ano final de vida útil	Vida útil remanescente (anos)
ATR1 230/138 kV ABUNA	10/05/2002	35	2037	14
ATR2 230/138 kV ABUNA	22/08/2010	35	2045	22
TR1 230/69 kV PORTO VELHO	16/05/2004	35	2039	16
TR2 230/69 kV PORTO VELHO	13/09/2009	35	2044	21
TR3 230/69 kV PORTO VELHO	20/08/2003	35	2038	15
TR4 230/69 kV PORTO VELHO	25/06/2012	35	2047	24

Fonte: Resposta à Consulta de viabilidade submetida pela EPE à Eletronorte em 12/06/2023 – vide seção 12.2.

As alternativas elaboradas buscaram, sempre que possível, harmonizar as novas expansões com as substituições de ativos por final de vida útil física e/ou regulatória, como detalhado no capítulo 5.

Os equipamentos seguirão sendo acompanhados e reavaliados pela EPE em um prazo mais próximo de suas respectivas datas de fim de vida útil.

## 5. PREMISSAS E CRITÉRIOS

### 5.1. Critérios Básicos

Foram utilizados neste estudo como base os casos de trabalho referentes ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2032) com horizonte de 2026-2037. As análises obedeceram ao critério N-1 para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e o critério N para a rede de distribuição.

### 5.2. Simplificação dos Casos de Trabalho

Os casos de trabalho foram simplificados, mantendo-se a região de interesse: Acre e Rondônia, e equivalentando a rede elétrica a partir da barra de Jauru que foi definida como a barra slack do sistema.

### 5.3. Topologia e Mercado

Utilizou-se a projeção de mercado constante do Plano Decenal em curso em todos os patamares de carga para os casos de partida do estudo.

#### 5.3.1. Nova subestação 69kV Guaporé

De acordo com a ERO e seu planejamento decenal (2023-2033), será instalado em 2027, no fim do próximo ciclo de revisão tarifária (período de 2024 a 2028), a subestação de Guaporé 69kV absorvendo as seguintes porcentagens das barras 69kV adjacentes:

**Tabela 5-1 - Carregamento Guaporé 69kV**

<b>Carregamentos absorvidos - subestação Guaporé 69kV</b>	
Alfavile	21%
Areal	15%
Porto Velho	24%
Tiradentes	24%

Esta subestação será suprida pela última entrada de linha disponível em Porto Velho 69kV que será esgotado para novas entradas de distribuição. Esta obra será um movimento para evitar a sobrecarga das linhas de distribuição 69kV Porto Velho – Tiradentes e Porto Velho – Areal.

### 5.4. Níveis de Intercâmbio

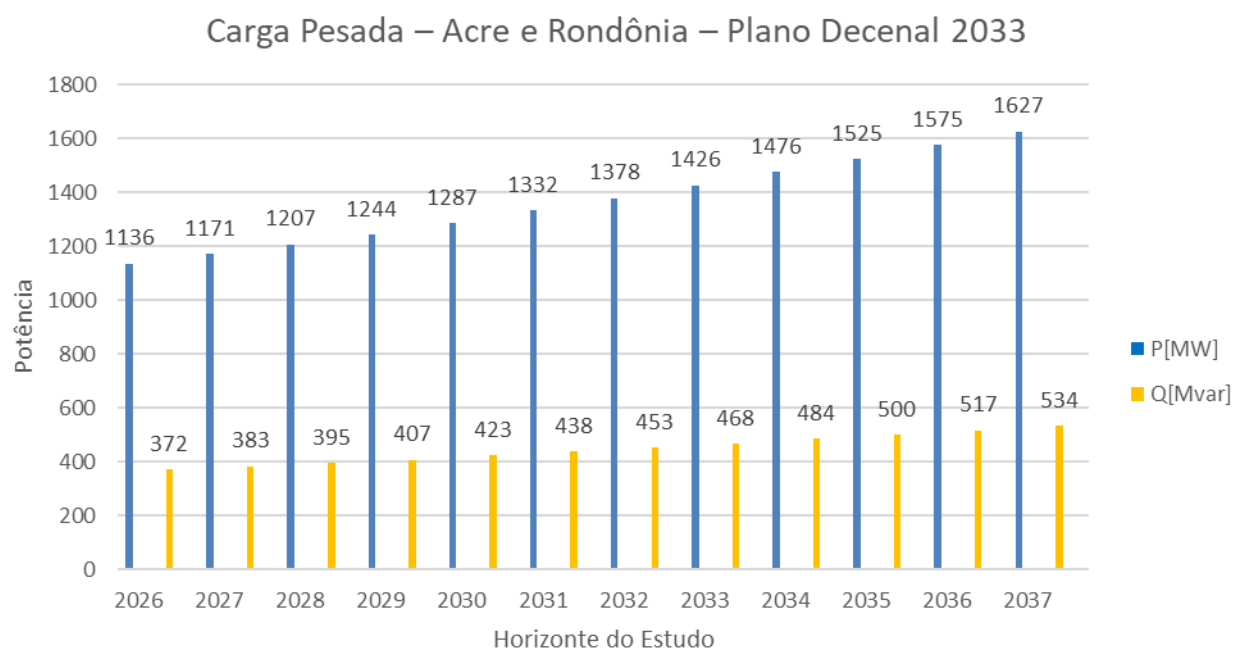
Não possuíram influência na análise.

## 5.5. Plano de Geração

Não estão previstas expansões de grandes usinas na região de análise. Foi adotado o fator de 50% para a influência da geração MMGD nas regiões dos cenários de carga leve e média. O patamar de carga pesada não recebe a influência da MMGD.

## 5.6. Elaboração do Cenário

Os dados de carga e geração regionais do Acre e Rondônia no horizonte do estudo foram atualizados de acordo com os dados de carga leve, média e pesada enviados pelas distribuidoras para o Ciclo 2033 do PDE. Com isto, foram obtidos os seguintes dados de carga na Figura 5-1, Figura 5-2 e Figura 5-3:



**Figura 5-1 – Horizonte de carga pesada regional do Acre e Rondônia adotados no PD2033**

### Carga Média – Acre e Rondônia – Plano Decenal 2033

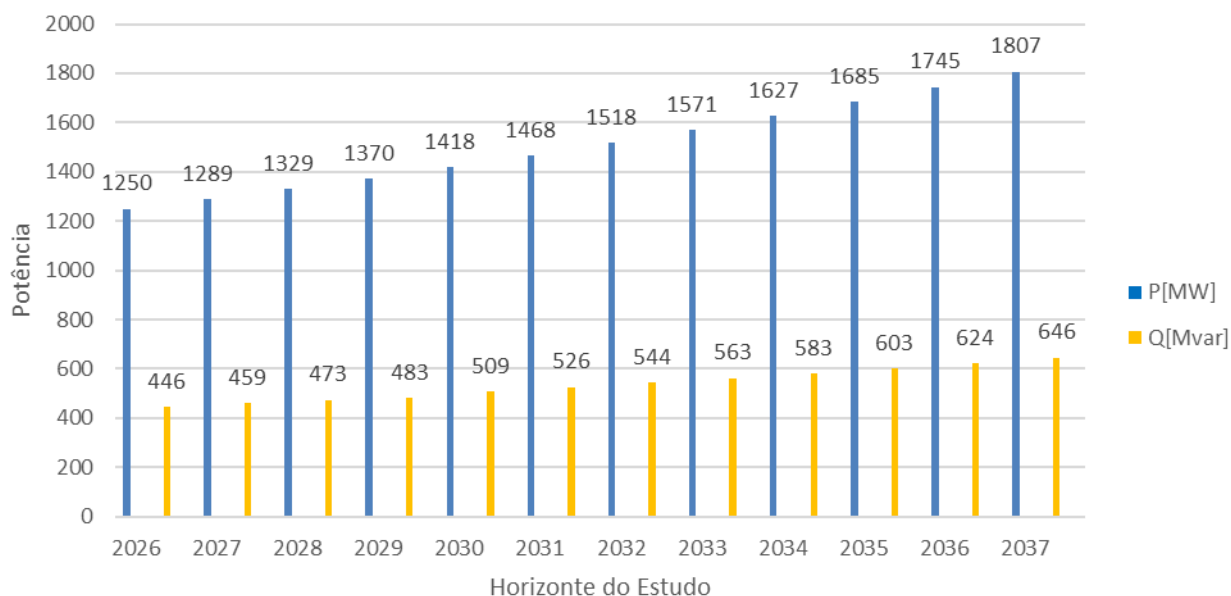


Figura 5-2 – Horizonte de carga média regional do Acre e Rondônia adotados no PD2033

### Carga Leve – Acre e Rondônia – Plano Decenal 2033

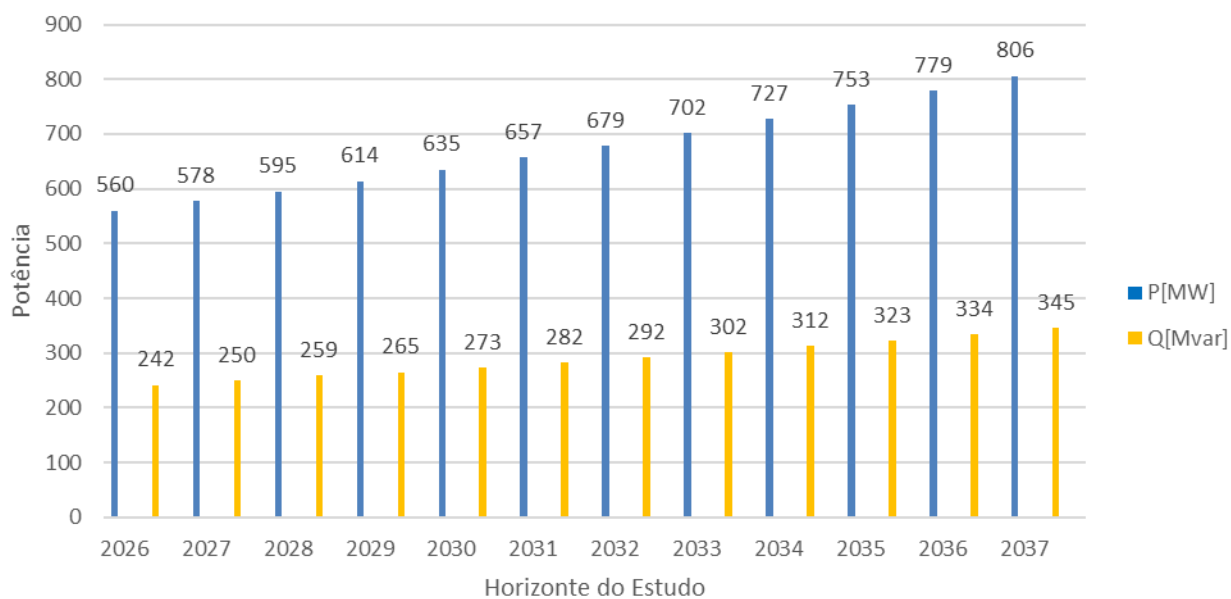


Figura 5-3 – Horizonte de carga leve regional do Acre e Rondônia adotados no PD2033

A taxa de crescimento da carga informada pelas distribuidoras locais teve uma média de 3%, o que condiz com o desenvolvimento econômico das regiões conforme Tabela 5-2:

**Tabela 5-2 – Taxa de crescimento de carga regional do Acre e Rondônia adotado no PD2033**

<b>Taxa de Crescimento da Carga</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
<b>Carga Pesada [%]</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,3%</b>
<b>Carga Média [%]</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,0%</b>	<b>3,7%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,6%</b>
<b>Carga Leve [%]</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,0%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>

Também foram analisados os fatores de potência regionais que não indicaram obras de correção.

**Tabela 5-3 – Fator de potência regional do Acre e Rondônia adotado no PD2033**

<b>Fator de Potência</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
<b>Carga Pesada</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>0,95</b>
<b>Carga Média</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>
<b>Carga Leve</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>

A fim de se obter soluções mais robustas, a influência da MMGD na região no patamar de carga leve e média foi reduzida à metade, conforme se segue:

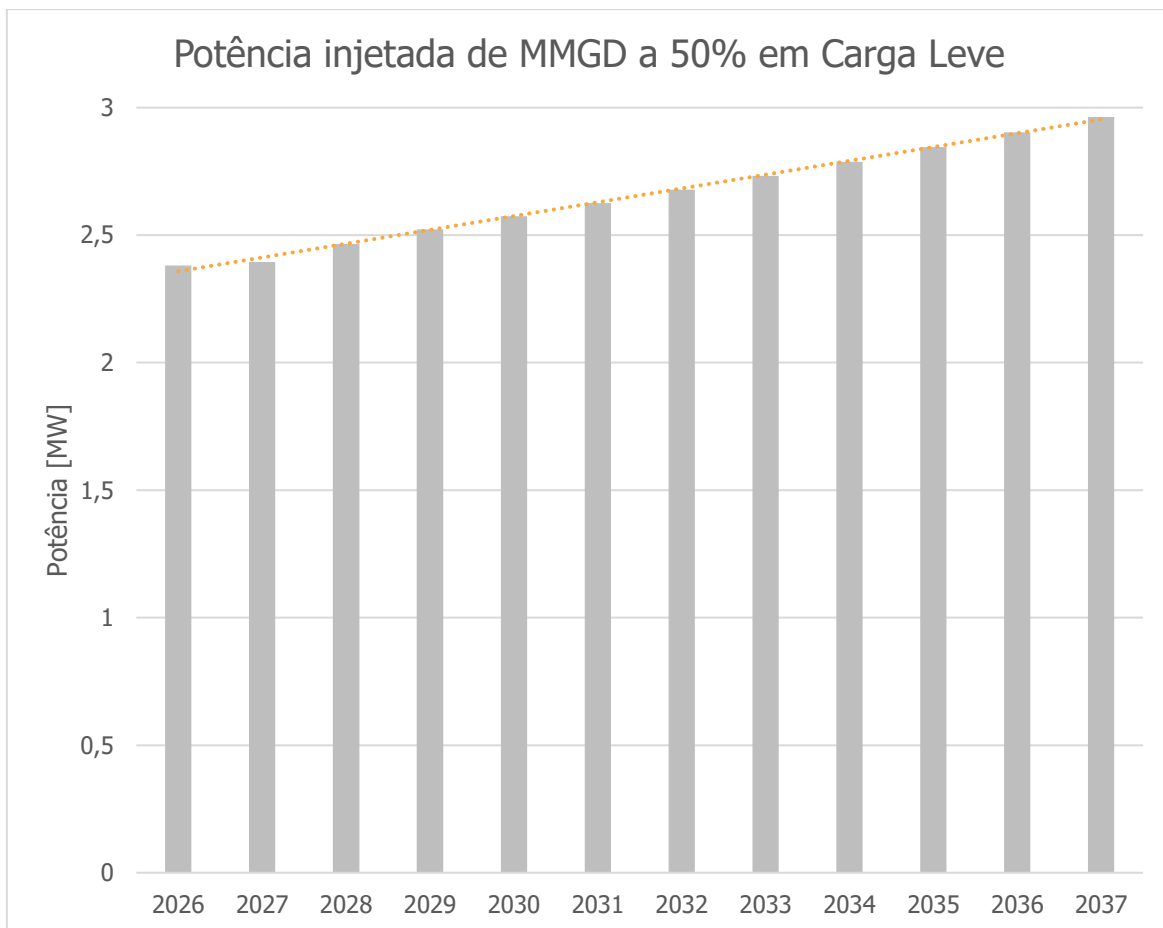


Figura 5-4 – MMGD a 50% em carga leve regional do Acre e Rondônia adotado

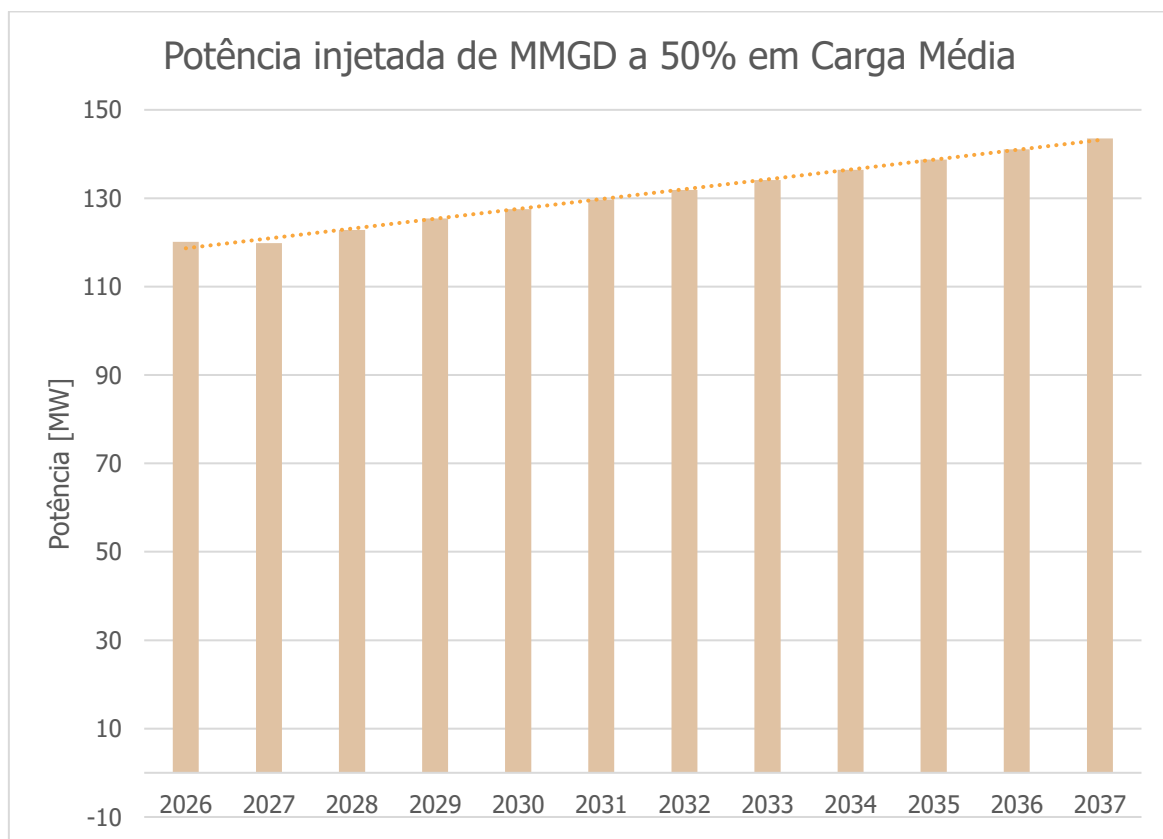


Figura 5-5 – MMGD a 50% em carga média regional do Acre e Rondônia adotado

A redução de 50% apontada para MMGD torna a análise mais conservadora e flexível, possibilitando folga do sistema em dias chuvosos, por exemplo.

O resultado das cargas do PD2033 e inserção de 50% da MMGD nas regiões confirma a falta de necessidade de obras específicas para o controle do fator de potência.

Adotou-se os casos envolvendo a **carga média norte seco**, por ser o cenário mais crítico (maior carga) do sistema estudado.

## 5.7. Limites Operativos

### 5.7.1. Tensão

Conforme [6], os níveis de tensão respeitaram os valores informados na Tabela 5-4.

**Tabela 5-4 – Limites de tensão (pu)**

Tensão(kV)	Limites (pu)	
	Normal	Emergência
69	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
138	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
345	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05

### 5.7.2. Carregamento de novas Linhas de distribuição

Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Os limites dos equipamentos da rede de distribuição foram os registrados nos casos de trabalho e ratificados pela Energisa AC e Energisa RO. Para novas linhas de distribuição foram adotados os valores de acordo com [5] e exemplificado a seguir:

Código Energisa	Código internacional	Bitola (AWG/MCM)	Seção nominal (Al/Aço) (mm <sup>2</sup> )	Formação		Diâmetro externo nominal (mm)	Peso líquido nominal (kg/m)	Carga de ruptura (kN)	Capacidade de corrente (A)	Resistência elétrica máx. a 20 °C (Ω/km)
				Alumínio (N.mm)	Aço (N.mm)					
690359	Linnet	336,4	170,55 / 27,83	26 x 2,89	7 x 2,25	18,31	689,90	62,91	510	0,1699
690360	Dove	556,5	282,59 / 45,92	26 x 3,72	7 x 2,89	23,55	1.141,60	100,80	710	0,1025
691047	Grosbeak	636	321,84 / 52,49	26 x 3,97	7 x 3,09	25,15	1.301,70	111,90	775	0,0900
690361	Drake	795	402,56 / 65,44	26 x 4,44	7 x 3,45	28,11	1.626,50	139,70	890	0,0720
691048	Cardinal	954	484,53 / 62,81	54 x 3,38	7 x 3,38	30,42	1.833,00	150,60	985	0,0598

**Figura 5-6 - Cabo de alumínio com alma de aço - Tipo CAA**

As obras de novas linhas de distribuição adotaram os valores de carregamento normal e emergência iguais seguindo a fórmula a seguir:

#### Equação 1 – Cálculo da capacidade dos cabos segundo norma ETU-113.1

$$P_{3\phi} = I_{(A)} \times \frac{V_{linha}}{\sqrt{3}} \times 3$$

### **Equação 2 - Cabo Dove (capacidade incluída sob carregamento normal e emergência)**

$$710 \times (69 \div \sqrt{3}) \times 3 = 85 \text{ MVA}$$

Os novos circuitos de distribuição 69kV propostos no horizonte determinativo ou indicativo utilizaram o cabo do tipo Dove.

### **Equação 3 - Cabo Drake (capacidade incluída sob carregamento normal e emergência)**

$$890 \times (69 \div \sqrt{3}) \times 3 = 106 \text{ MVA}$$

O cabo do tipo Drake foi utilizado para a ligação da nova subestação informada pela ERO: SE Guaporé 69kV.

### **5.7.3. Fator de Potência**

Conforme [6], os valores do fator de potência nas subestações de fronteira devem se situar entre 0,95 indutivo a 1,0. Ressalta-se que não há critério específico para valores de fator de potência para cenários em que o fluxo de potência ativa está no sentido da rede de distribuição para a RB.

## **5.8. Parâmetros Econômicos**

Os custos foram calculados conforme [7]. O ano de referência adotado foi 2023 e o horizonte de análise foi o período de 2026-2040 em função do final de vida útil dos transformadores da região estudada. As instalações projetadas adotaram uma vida útil de 30 anos e a taxa de atualização de 8%a.a.

As novas linhas de distribuição propostas estão incluídas com o fator de 1,2 para os custos sobre estruturas de circuito duplo com um circuito instalado e 0,5 para os custos sobre a instalação do segundo circuito na mesma estrutura de circuito duplo outrora instalada.

## **5.9. Classificação do Horizonte das Obras**

As obras foram classificadas em termos de início do processo de outorga:

- Obras Determinativas – Obras necessárias no curto prazo e que devem ter seu processo de outorga iniciado de pronto;
- Obras Indicativas – Obras detalhadas sob o aspecto técnico, mas cuja data de necessidade deve ser definida a posteriori, em função da efetivação do potencial de geração conectado na rede de distribuição, não devendo ser iniciado de pronto o respectivo processo de outorga. As obras propostas no sistema de distribuição poderão sofrer alterações em função da confirmação do crescimento da geração/mercado considerado neste estudo ou de futuras solicitações de acesso que indiquem outra solução;

- Obras Referencias – Obras não detalhadas sob o aspecto técnico que deverão ser especificadas em estudo próprio, tão logo a efetivação do potencial de geração no sistema distribuidor indique a necessidade.

Foram consideradas como determinativas, portanto, as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão da EPE (PET). As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo da EPE (PELP).

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

Para efeito de emissão de fichas PET/PELP, as obras determinativas serão consideradas com data de necessidade até o final de 2030, as obras indicativas serão consideradas com a data de necessidade até o final de 2037 e as obras referenciais serão consideradas a partir do ano de 2038, apenas para efeito de controle.

## 6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

---

As alternativas a seguir foram elaboradas em conjunto com os participantes do estudo, com destaque para agentes de distribuição (Energisa AC e RO) e transmissão (Eletronorte) para as regiões de Abunã e Porto Velho. O estudo envolveu ao todo sete alternativas, explorando e respeitando as informações prestadas.

Apesar do horizonte de estudo ser até 2037, a substituição/troca/descarte dos transformadores na subestação Porto Velho 230/69kV nos dois anos seguintes fizeram parte da análise econômica. Portanto a análise econômica considerou os transformadores 1 e 3 de Porto Velho 230/69kV com vida útil remanescente até os anos de 2038 e 2039, respectivamente.

Em todas as alternativas estão previstos a alimentação e nova subestação 69kV Guaporé e a LT 230kV Porto Velho - Abunã, CS, C3, com 188 km presente no leilão de transmissão 02/2022.

### 6.1. Região de Porto Velho

#### 6.1.1. Alternativa 1 – 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora

A alternativa possui as seguintes previsões de obras estruturais:

- Adição do 5º transformador 230/69kV com 100MVA na subestação de Porto Velho em 2027;
- Adição da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Coletora Porto Velho com distância de 20km entre as subestações em 2032;
- Adição do 3º transformador 230/69kV com 100MVA na subestação Coletora Porto Velho em 2034;
- Substituição por fim de vida de útil do TR3 de 100MVA por um idêntico de 100MVA na subestação de Porto Velho em 2038;
- Substituição por fim de vida de útil do TR1 de 100MVA por um de 100MVA em Porto Velho em 2039.

Nesta alternativa a potência instalada da subestação de Porto Velho 230/69kV a partir de 2040 passa a ser de 500MVA e pode ser ainda maior dependendo do que for vislumbrado com os outros dois transformadores com final de vida útil em 2044 e 2047. Portanto há um acréscimo total de 200MVA na topologia elétrica estudada com adições de dois novos transformadores e duas substituições por fim de vida útil de dois transformadores.

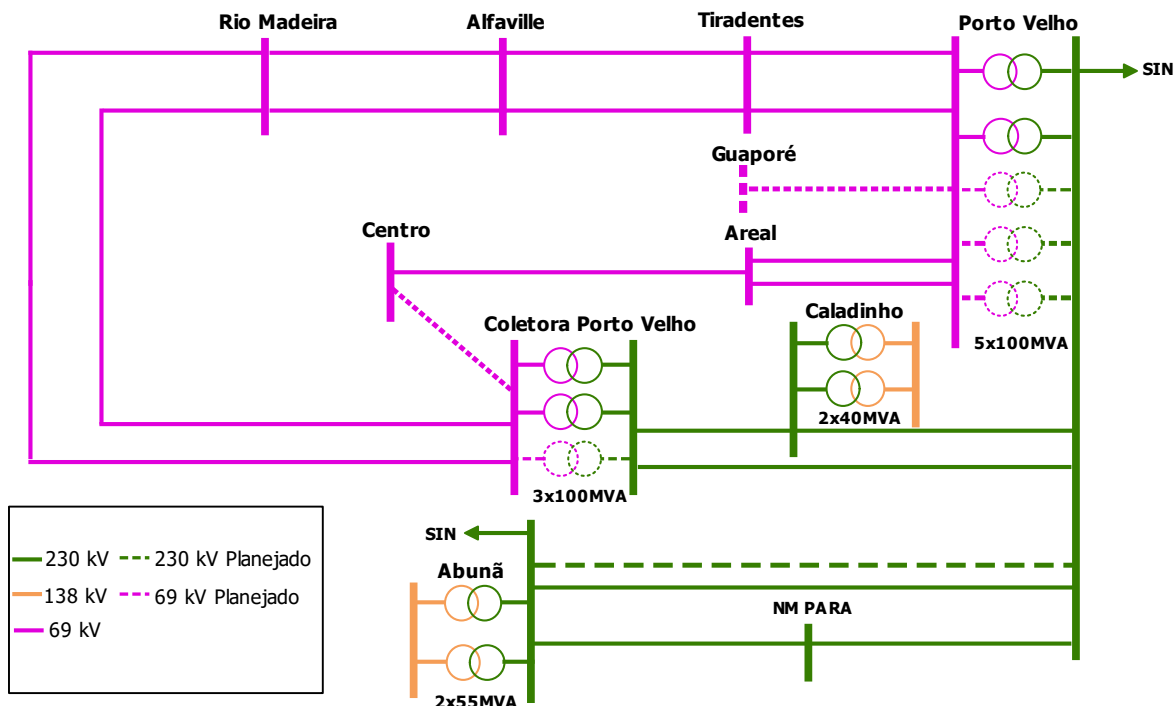


Figura 6-1 - Topologia elétrica da alternativa 1 em 2039

### 6.1.2. Alternativa 2 – 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora

A alternativa 2 se aproxima da alternativa 1 com exceção de que nesta haverá quatro transformadores na subestação 230/69kV de Porto Velho totalizando 500MVA em 2039. O conceito se baseia na modularização de unidades de transformação, ou seja, na maior capacidade e menor quantidade:

- Adição do 5º transformador 230/69kV com 150MVA na subestação de Porto Velho em 2027;
- Adição da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Coletora Porto Velho com distância de 20km entre as subestações em 2032;
- Adição do 3º transformador 230/69kV com 100MVA na subestação Coletora Porto Velho em 2034;
- Substituição por fim de vida de útil do TR3 de 100MVA por outro de 150MVA na subestação de Porto Velho em 2038;
- Substituição por fim de vida útil do TR1 de 100MVA na subestação de Porto Velho em 2039 por novo equipamento de 150MVA, ou eventual descarte, a depender dos carregamentos quando da avaliação.



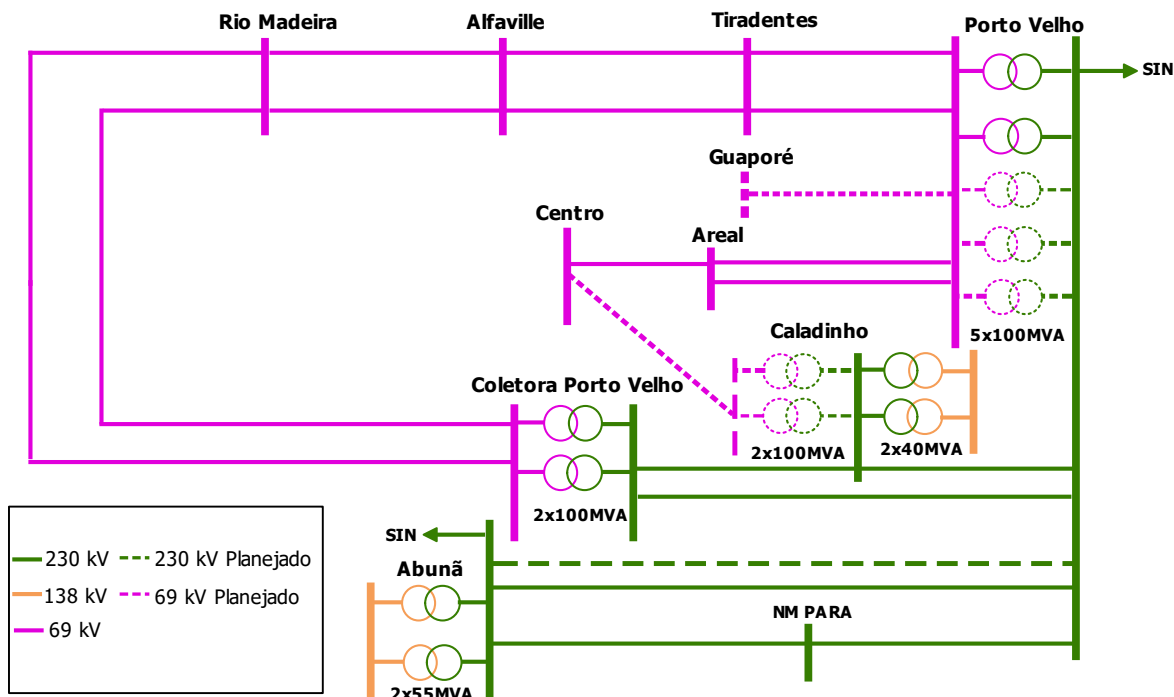


Figura 7-3 - Topologia elétrica da alternativa 3 em 2039

#### 6.1.4. Alternativa 4 - 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA

A alternativa 4, assim como na alternativa 3, acrescenta um pátio de 69kV na subestação de Caladinho pelo lado de 230kV, porém também investe na modularização de Porto Velho:

- Adição do 5º transformador 230/69kV com 150MVA na subestação de Porto Velho em 2027;
- Ampliação/ Readequação da SE Caladinho 230:138kV criando um pátio 69kV com adição de um transformador 230/69kV com 100MVA e adição da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Caladinho com distância de 12km entre as subestações em 2033;
- Ampliação da SE Caladinho 230:69kV para nova capacidade de 200MVA (adição de TR2 reforçando em mais 100MVA) e adição da 2ª Linha de distribuição 69kV Centro – Caladinho com distância de 12km entre as subestações em 2036;
- Substituição por fim de vida de útil do TR3 de 100MVA por outro de 150MVA na subestação de Porto Velho em 2038;
- Descarte por fim de vida útil do TR1 de 100MVA na subestação de Porto Velho em 2039.

Nesta alternativa há um acréscimo total de 300MVA na topologia elétrica estudada com adições de três novos transformadores e uma substituição.

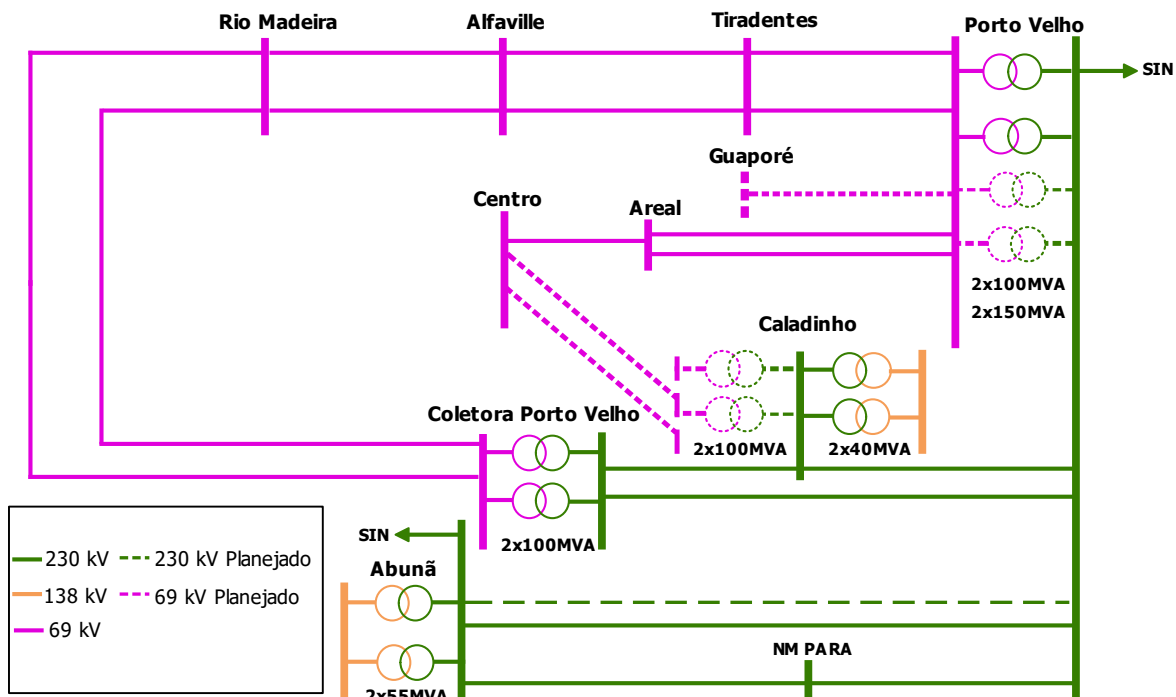


Figura 7-4 - Topologia elétrica da alternativa 4 em 2039



### 6.1.6. Alternativa 6 – Antecipação do final de vida útil dos TR1 e TR3 em Porto Velho e Reforço Coletora

A alternativa 6 antecipa as duas substituições da subestação de Porto Velho 230/69kV de 2038 e 2039 para o ano de 2027, modularizando a subestação em 2027, além de outras obras estruturais que seguem:

- Substituição do TR1 e TR3 de 100MVA cada por dois com 150MVA cada em Porto Velho 230/69kV em 2027;
- Adição da 1ª Linha de distribuição 69kV Coletora Porto Velho – Centro com distância de 20 km entre as subestações em 2032
- Adição do 3º transformador 230/69kV com 100MVA na subestação Coletora Porto Velho em 2035;
- Adição da 2ª Linha de distribuição 69kV Coletora Porto Velho – Centro com distância de 20km entre as subestações em 2036.

Nesta alternativa há um acréscimo total de 200MVA na topologia elétrica estudada com adição de um novo transformador e duas substituições.

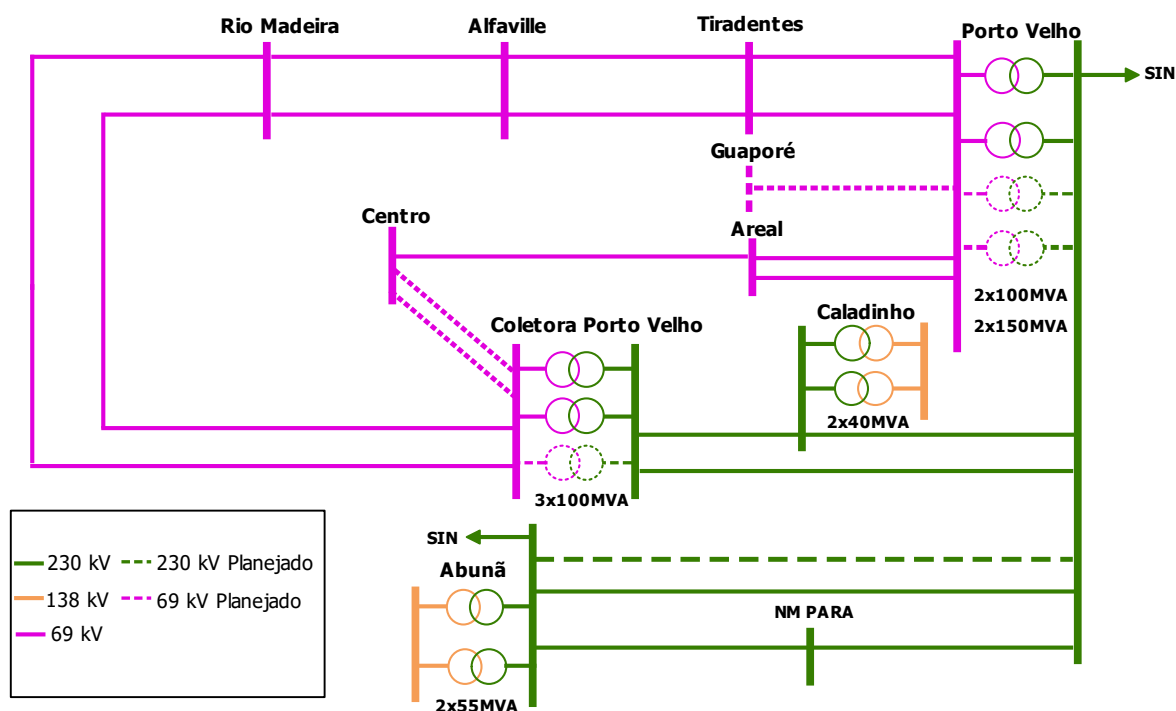


Figura 7-6 - Topologia elétrica da alternativa 6 em 2039

### 6.1.7. Alternativa 7 - Nova SE Caladinho 2x150MVA

A alternativa 7 acrescenta um pátio de 69kV na subestação de Caladinho pelo lado de 230kV e evita novas obras na subestação Porto Velho 230/69kV conforme é apontado a seguir:

- Ampliação/ Readequação da SE Caladinho 230:138kV criando um pátio 230:69kV com capacidade de 150MVA e adição da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Caladinho com distância de 12km entre as subestações em 2027;
- Adição da 2ª Linha de distribuição 69kV Centro – Caladinho com distância de 12 km entre as subestações e adição da 2ª Linha de distribuição 69kV Centro – Areal em 2032;
- Ampliação da SE Caladinho 230:69kV para nova capacidade de 300MVA (adição de TR2 reforçando em mais 150MVA) em 2037;
- Substituição por fim de vida de útil do TR3 de 100MVA por um de 100MVA em Porto Velho em 2038;
- Substituição por fim de vida de útil do TR1 de 100MVA por um de 100MVA em Porto Velho em 2039.

Nesta alternativa há um acréscimo total de 300MVA na topologia elétrica estudada com adição de dois novos transformadores e duas substituições.

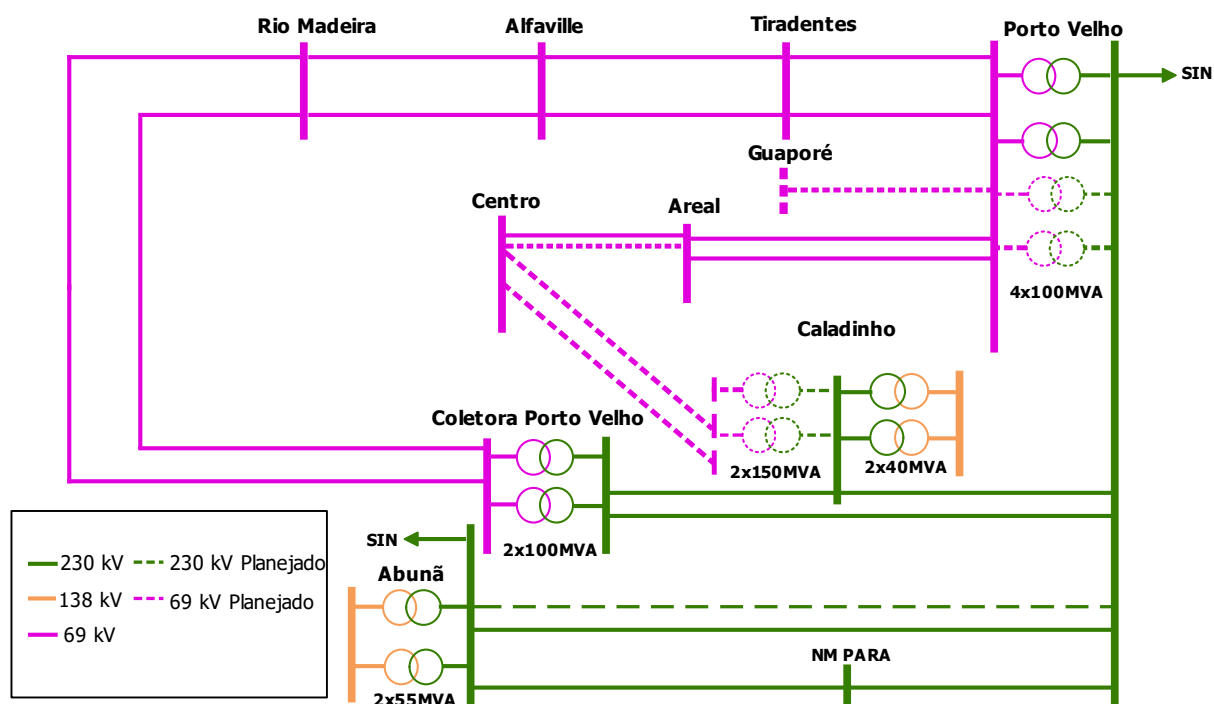


Figura 7-7 - Topologia elétrica da alternativa 7 em 2039

## 6.2. Região de Abunã

### 6.2.1. Nova previsão de cargas Energisa PDE 2033

Não houve a necessidade de obra estrutural para a região. Apesar do diagnóstico regional do PDE 2032 ter apontado para uma sobrecarga sob contingência na subestação, conforme Figura 4-5, a atualização das cargas e a inclusão da MGD na região favoreceram para uma postergação dos problemas previstos anteriormente para além do horizonte de planejamento da EPE.

Após análises internas das alternativas possíveis, foi constatado que uma solução de mínimo custo global viável é o acréscimo de um 3º autotransformador de 55MVA na subestação, cuja viabilidade já foi confirmada pela Eletronorte. Também deve ser considerada a reposição dos transformadores 1 e 2 que possuem vida útil remanescente até os anos de 2037 e 2045, respectivamente.

Sem previsão para a ampliação da subestação, apenas é indicada esta alternativa que deve ser reavaliada posteriormente quando um novo diagnóstico indicar a necessidade de obras estruturais na região.

A Figura 6-3 evidencia o novo diagnóstico da subestação em todas as alternativas e apresenta fôlego operativo para os horizontes determinativos e indicativos deste trabalho.

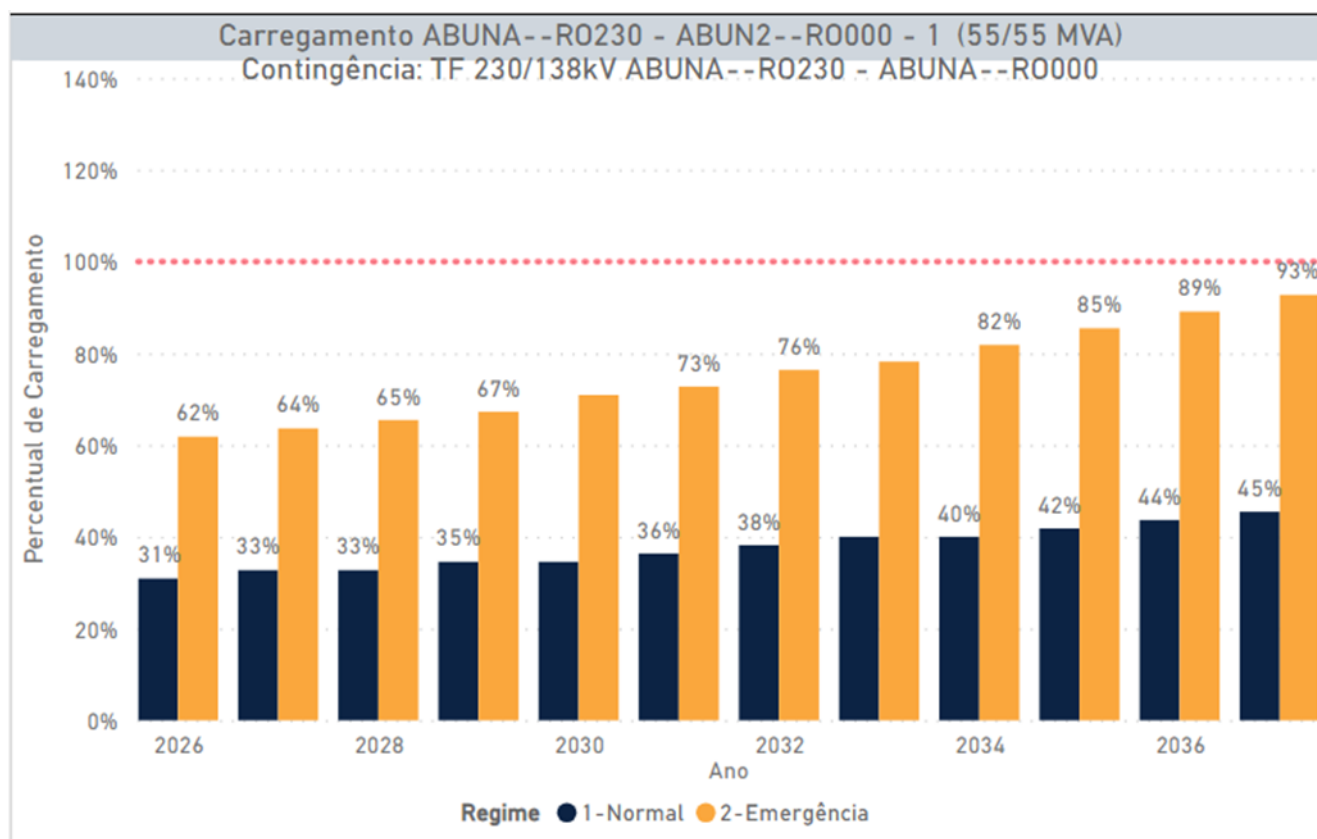


Figura 6-3 - Carregamento normal e sob contingência da subestação 230/138kV Abunã

A subestação de Abunã possui as seguintes previsões de obras estruturais a partir de 2037:

- Reposição do autotransformador 230/138kV de 55MVA com vida útil final em 2037 por outro idêntico de mesma potência.
- Instalação do 3º autotransformador 230/138kV com 55MVA sem previsão definida;

Ainda que não faça parte do horizonte deste estudo, o autotransformador 230/138kV de 55MVA cuja vida útil final é atingida em 2045, deverá ser substituído por outro de igual capacidade.

### 6.2.2. Concretização da interligação de Guayaramerin – Bolívia

De acordo com o ofício recebido, foi estudado o impacto na RBF para a interligação internacional em 2 etapas:

A primeira com um acréscimo de 2,5MW na carga de Abunã em função da ligação em 34,5kV Guayaramerin (BOL) – Guajara Mirim (BR). O montante de energia exportado ou importado é limitado em função do nível de tensão de acordo com a [10]. A Figura 6-4 ilustra o novo carregamento simulado com a interligação na etapa 1.

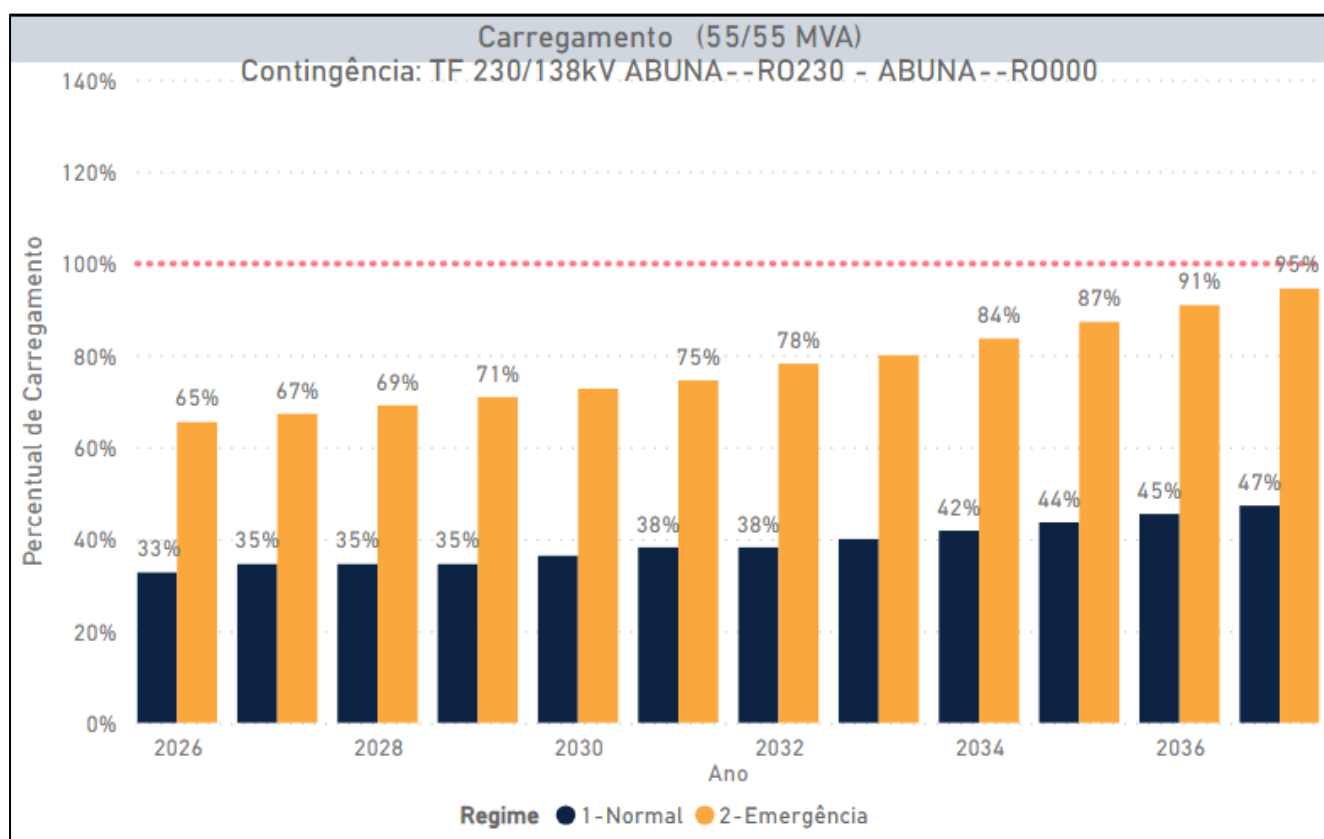


Figura 6-4 – Carregamento SE Abunã fase 1 34,5kV Guayaramerin (BOL) – Guajara Mirim (BR)

A segunda fase se dará através da interligação em 138kV Guayaramerin (BOL) – Guajara Mirim (BR). De acordo com a Figura 6-4, o limite de carregamento dos transformadores em

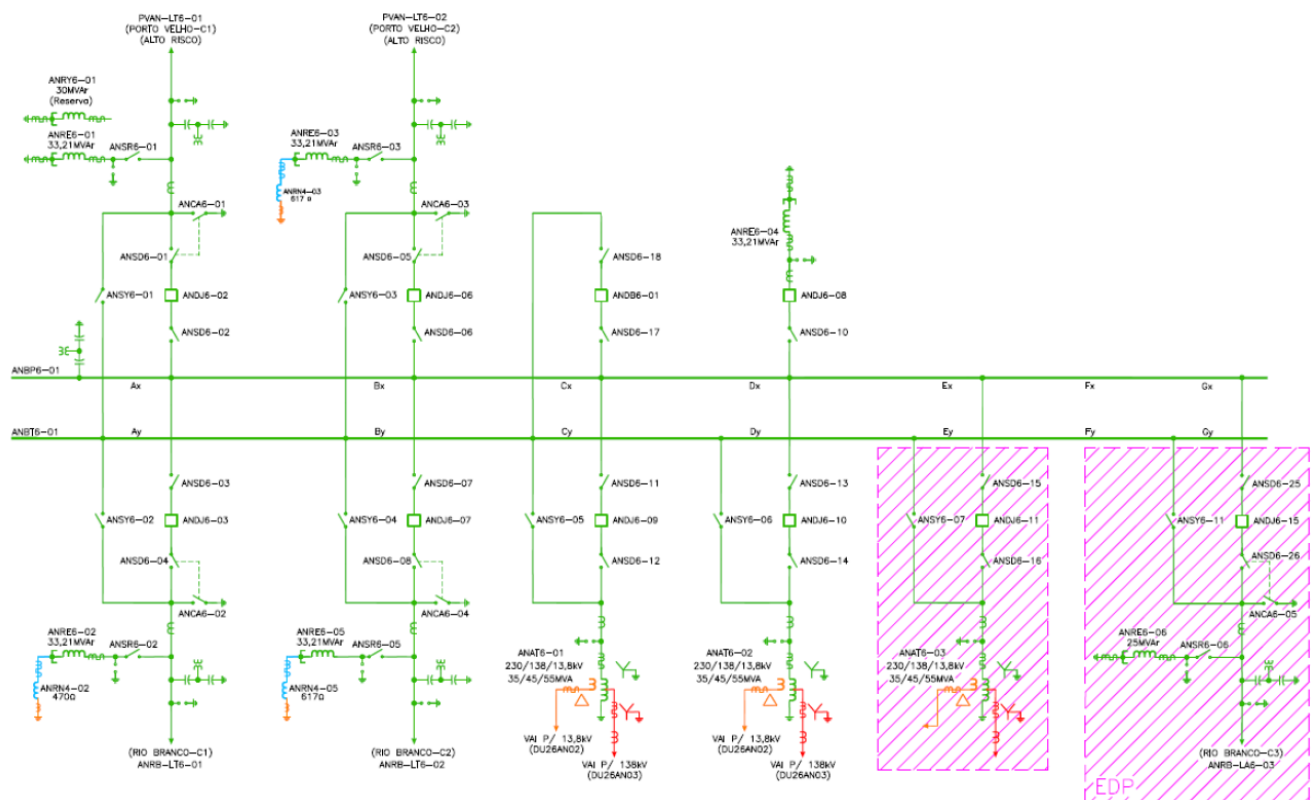
regime de emergência aponta sobrecarga para um acréscimo além de 5MW ao final do horizonte.

A obra que garante fôlego ao carregamento de Abunã, está referenciada na Tabela 6-1 e poderá ser antecipada.

**Tabela 6-1 - Subestação de RBF de Abunã – Obras referenciais**

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Abunã	230/138	BPT/BPT	1	Instalação do 3º Autotransformador trifásico de 55 MVA	Condição a um aumento de demanda
			1	Conexão de transformador 230 kV	
			1	Conexão de transformador 138 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 230 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV	

Esta obra está prevista inclusive no diagrama unifilar da própria subestação conforme a Figura 6-5:



**Figura 6-5 - Diagrama unifilar SE 230kV Abunã**

### 6.2.3. Configuração do barramento 230kV de Abunã

Além das soluções estruturais previstas para endereçar o carregamento e tensão ao longo do horizonte, a consulta de viabilidade exposta na seção 12.2, levantou informações junto à

Eletronorte de custos, soluções e viabilidade da eventual adequação dos barramentos da SE Abunã, que não atendem ao que hoje é preconizado nos Procedimentos de Rede do ONS [8].

O novo arranjo previsto pela EPE em consonância com o ONS será de forma mista: BPT e BD4. Em BD4 ficarão as novas LTs previstas (LT 230 kV Abunã – Rio Branco I, C3 e LT 230kV Porto Velho - Abunã, C3), a adaptação em módulos híbridos da entrada existente da LT 230 kV Abunã – Tucumã - Rio Branco I, C2 para garantir confiabilidade às cargas de Tucumã e Rio Branco (eixo 69 kV interligado) e a instalação de um 3º autotransformador 230/138kV na subestação para garantir a confiabilidade também às cargas de Abunã 138 kV, enquanto em BPT ficarão todas as entradas de linhas e autotrafos existentes. A Figura 6-6 ilustra a configuração do barramento 230kV proposta.

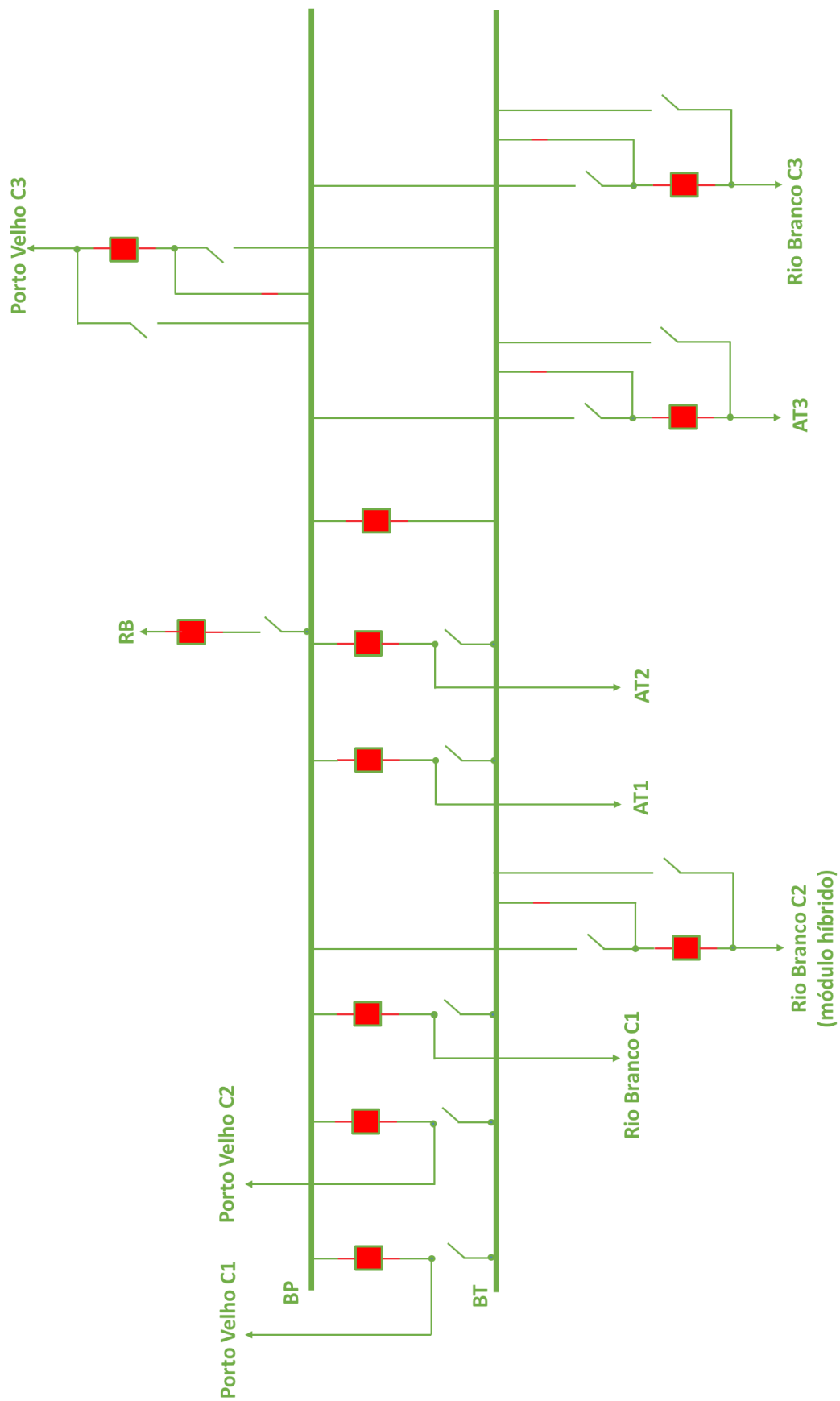


Figura 6-6 – Diagrama unifilar da SE Abunã – Arranjo Proposto do Barramento 230kV

## 7. ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Conforme informado no capítulo 5, foram utilizados neste estudo como base os casos de trabalho referentes ao Plano Decenal 2026-2037. Todas as alternativas apresentadas atendem ao critério N-1 para a RB e RBF e o critério N para a rede de distribuição.

A alternativa 2, a seguir, recomendada pela EPE, apresenta o carregamento das subestações, linhas de transmissão e distribuição afetadas. São apresentados em alguns gráficos o carregamento em regime normal e sob contingências simples envolvendo RB.

A análise do desempenho em regime permanente de todas as alternativas se encontra no anexo 12.3.

### 7.1. Alternativa 2 - 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora - vencedora

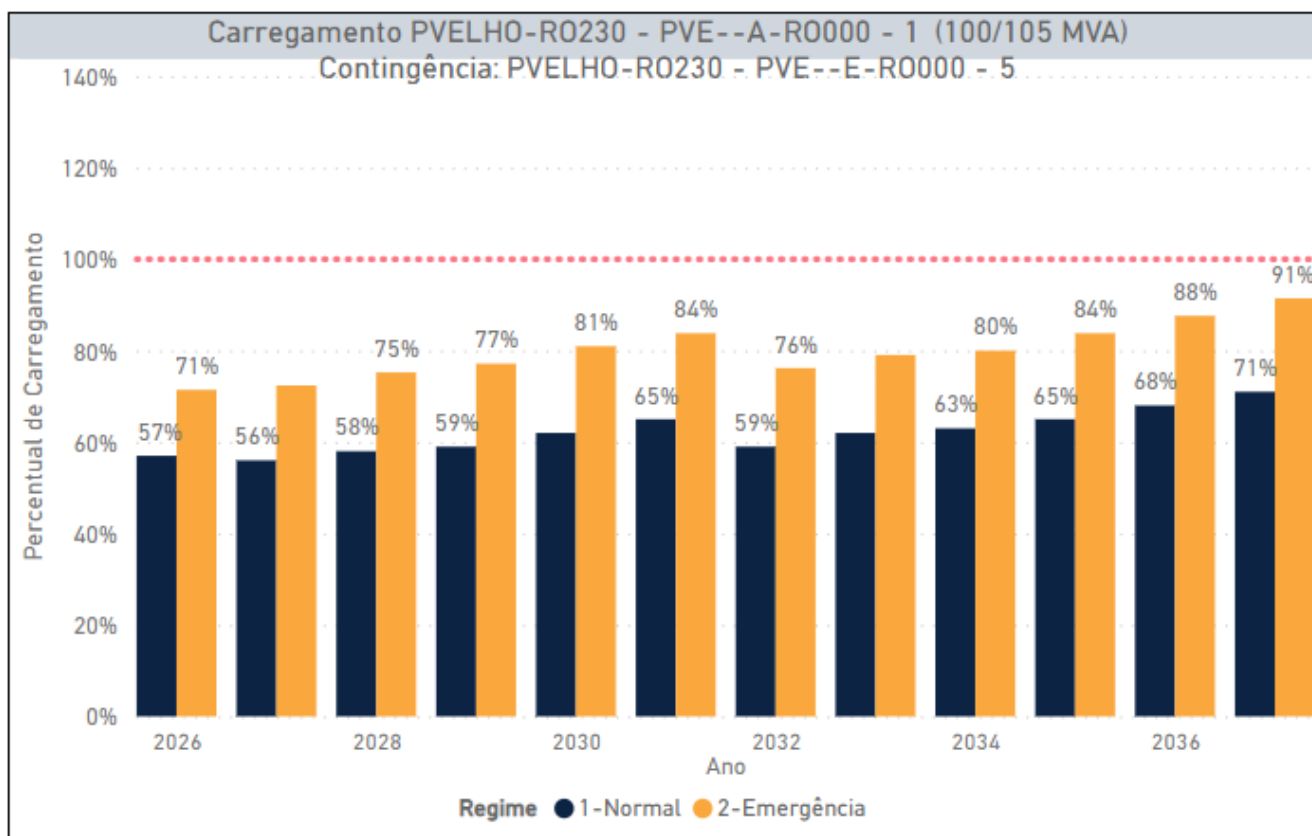


Figura 7-1 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho (transformadores de 100MVA) em regime normal e sob contingência N-1

Nota-se redução do carregamento da subestação Porto Velho no ano de entrada em operação do 5º transformador (150MVA) na própria subestação, a entrada da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Coletora Porto Velho em 2032 e do 3º transformador (100MVA) na subestação Coletora Porto Velho em 2034.

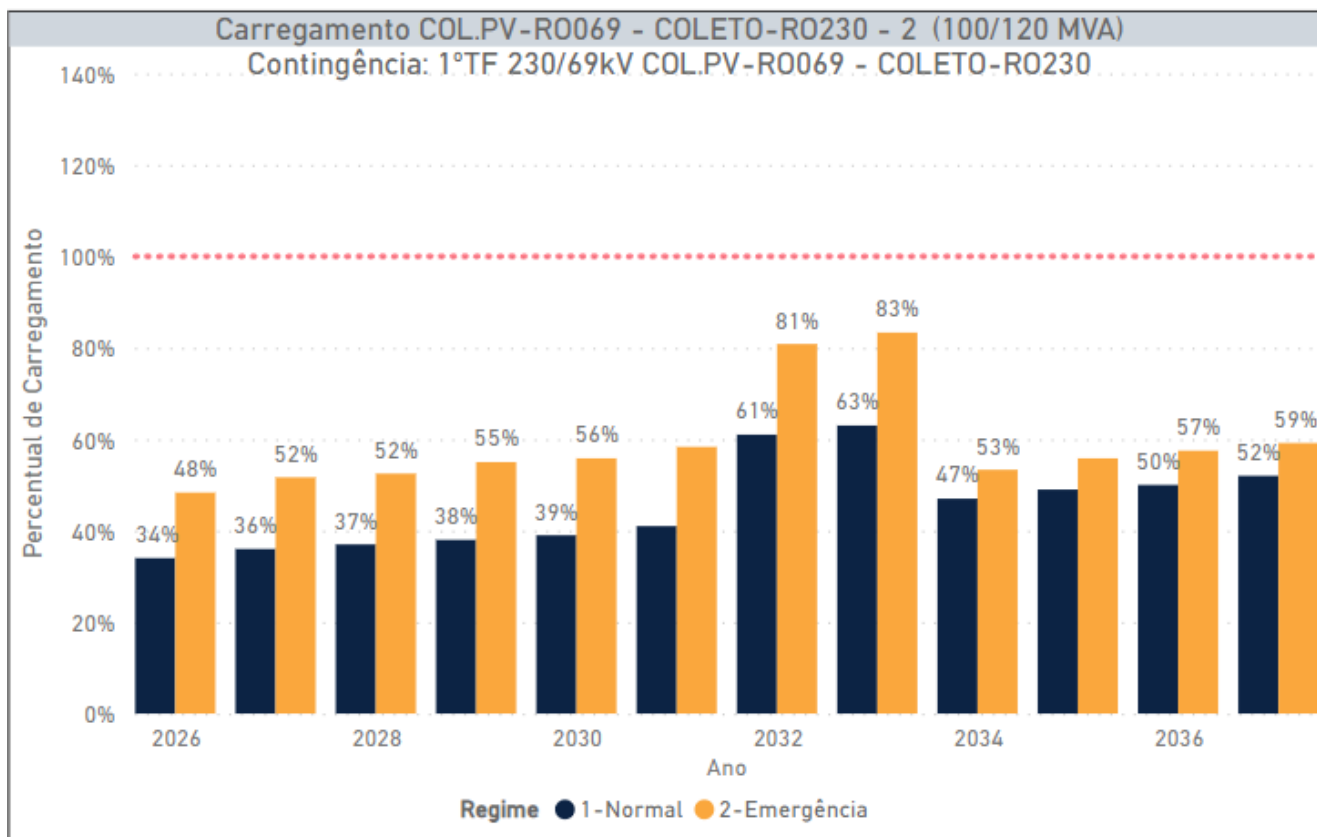


Figura 7-2 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1

A subestação de Coletora Porto Velho apresenta aumento e redução do carregamento respectivamente no ano de entrada da linha de distribuição 69kV Coletora Porto Velho – Centro em 2032 e na entrada do terceiro transformador de 100MVA da subestação Coletora Porto Velho em 2034.

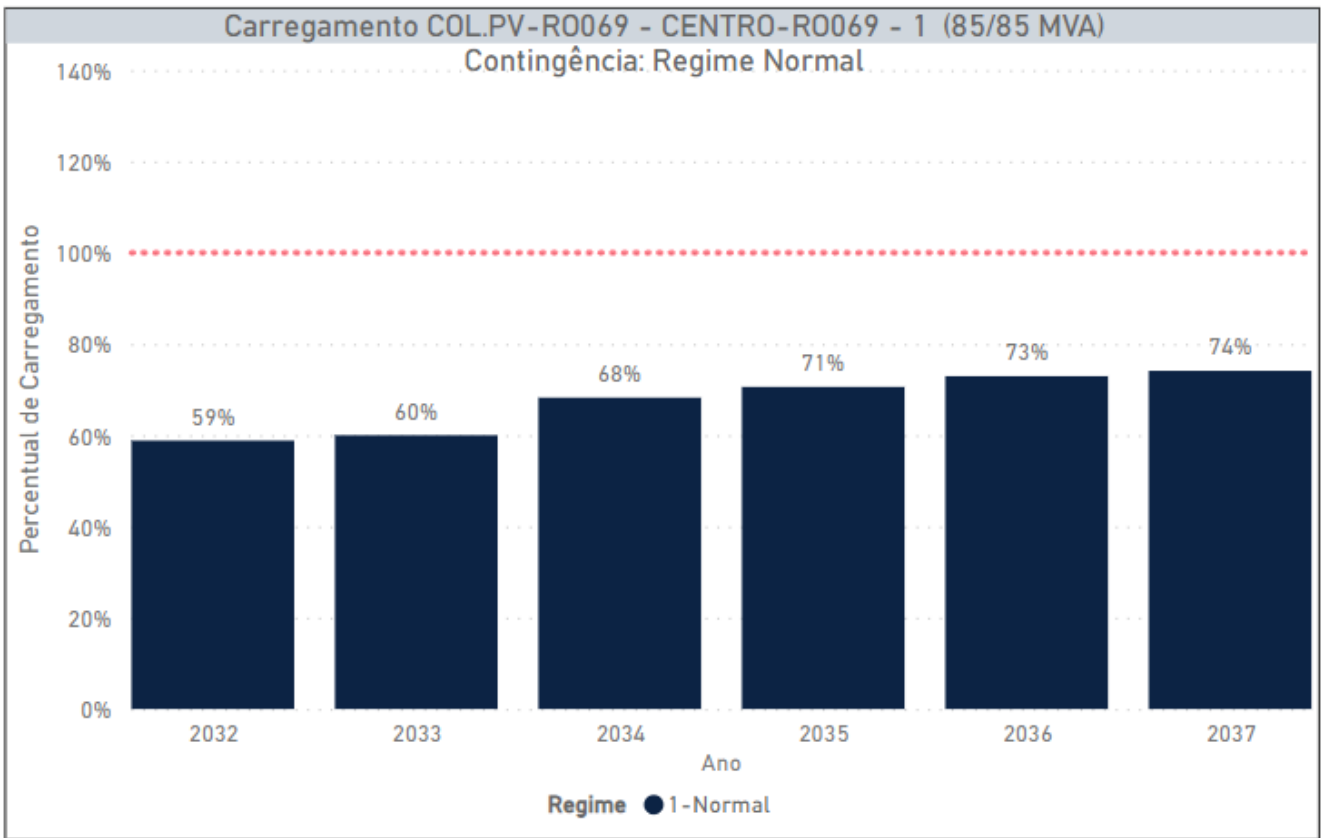


Figura 7-3 - Carregamento da LD 69kV Coletora Porto Velho – Centro em regime normal

Além do carregamento abaixo do limite, não foram diagnosticados nenhum impacto da linha sob contingências da Rede Básica.

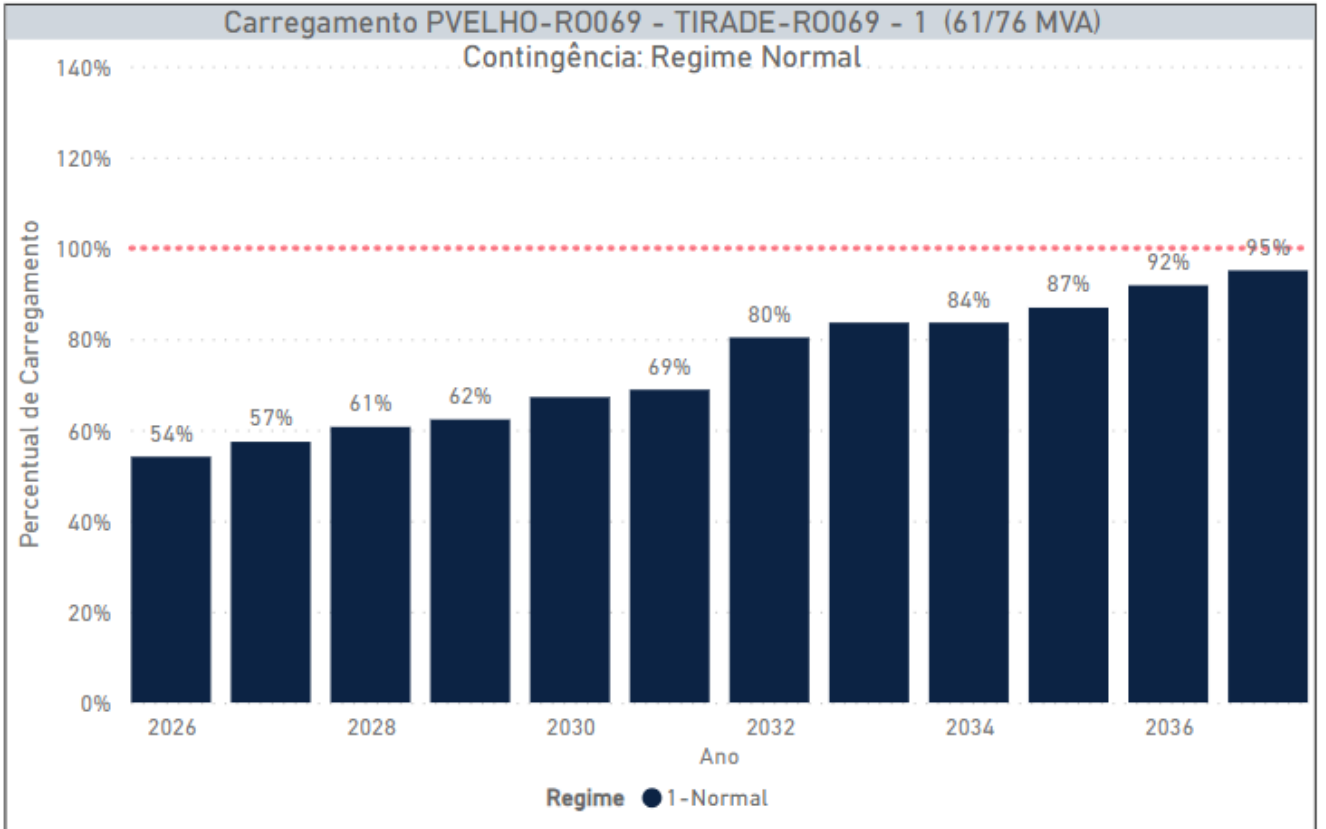


Figura 7-4 - Carregamento da LD 69kV Porto Velho – Tiradentes em regime normal

Percebe-se no final do horizonte o carregamento da linha 69kV P.Velho – Tiradentes atingindo o limite do nível tolerável, ou seja, 95%.

## **7.2. Níveis de Tensão em todas as alternativas**

Não foi diagnosticado nenhuma superação dos limites de tensão em todas as barras do sistema elétrico estudado.

## **7.3. Fator de potência nas subestações de RB e RBF em todas as alternativas**

Durante a emissão do estudo a transmissora local da subestação de Porto Velho 230/69kV enviou planilhas e gráficos de medições nas semanas de outubro, novembro e dezembro de 2022 evidenciando instantes com o fator de potência fora da faixa aceitável de 0,95 para instalações de Rede Básica de acordo com o item 7.3 de [8].

Não foi diagnosticado nenhuma superação dos limites de fator de potência em todas as barras do sistema elétrico estudado. Caso o fator de potência fique dentro dos limites especificados. Solicita-se que a Energisa monitore e implemente as medidas necessárias para que suas instalações respeitem o requisito de [8] e sempre informe aos agentes de transmissão e operação em caso de dificuldade técnica.

## **7.4. Desempenho da LD 69kV Porto Velho - Guaporé**

Em todas as alternativas o desempenho do circuito em regime permanente foi igual. O carregamento adotado na SE de Guaporé está descrito no Capítulo 5.3.1 e o carregamento adotado para a linha de distribuição está no Capítulo 5.7.2. Esta obra será um movimento da ERO para evitar a sobrecarga das linhas de distribuição 69kV Porto Velho – Tiradentes e Porto Velho – Areal.

De acordo com as simulações realizadas, de forma sistêmica na Figura 7-5 e de forma individual na Figura 7-6, o circuito 69kV Porto Velho – Tiradentes, pode entrar em sobrecarga a partir de 2037. Por isso, é indicado à ERO que reveja o carregamento adotado na SE de Guaporé e o cabeamento utilizado, para o de maior capacidade do tipo *Cardinal*, ou de maior capacidade por exemplo.

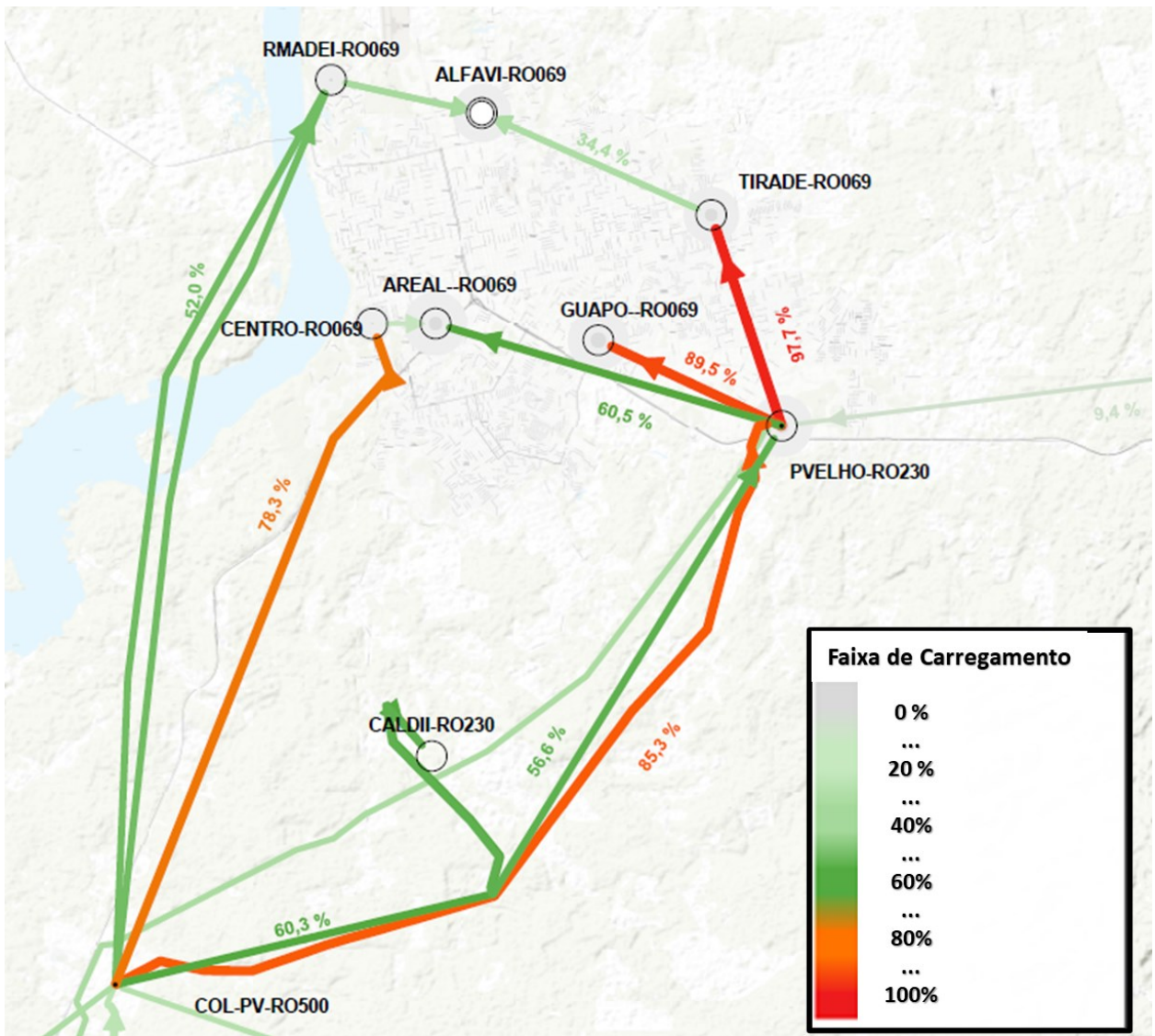


Figura 7-5 – Carregamento do sistema elétrico de Porto Velho e adjacências ano de 2037

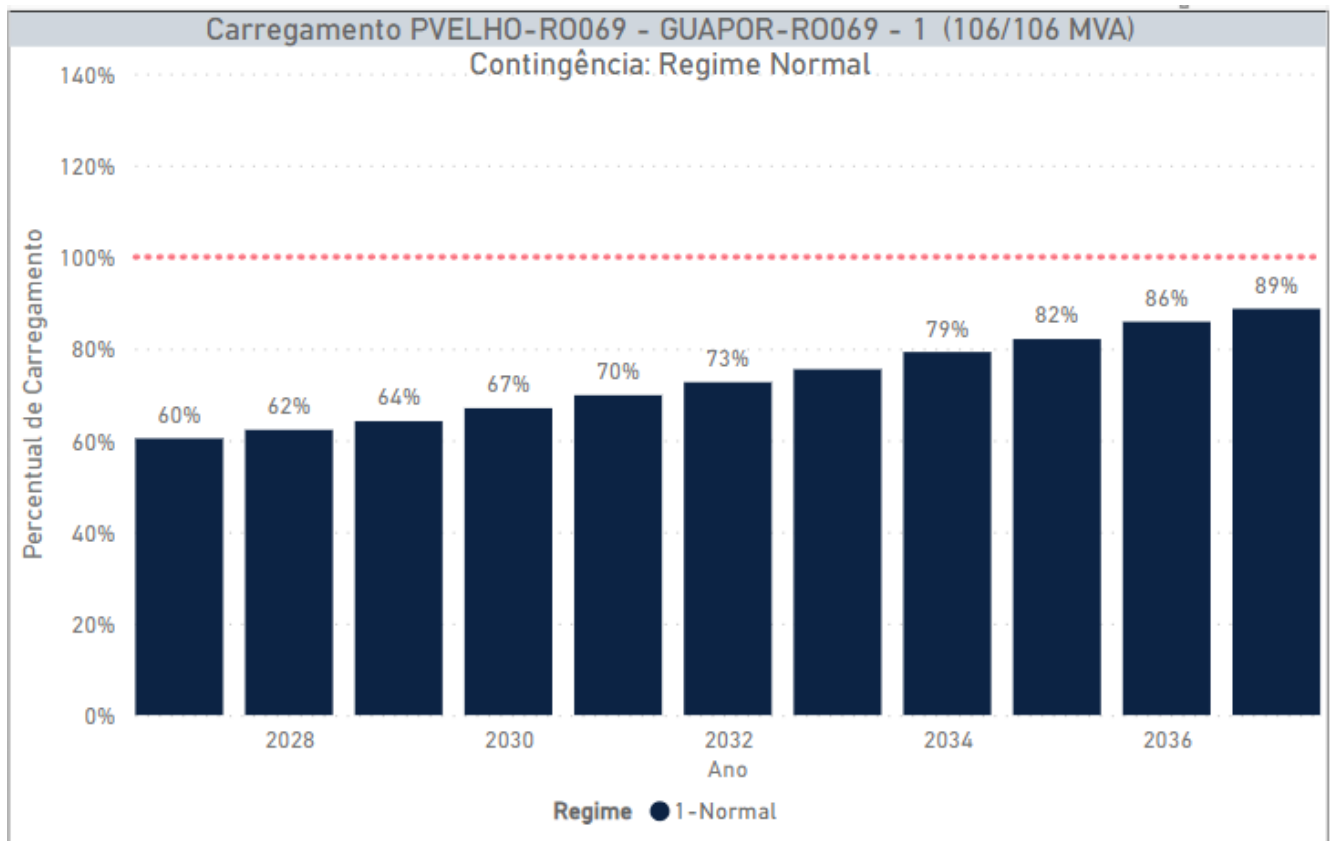


Figura 7-6 - Carregamento da LD 69kV Porto Velho – Guaporé em regime normal

## 8. ANÁLISE ECONÔMICA

A seguir as alternativas são custeadas, tomando-se como referência, para os investimentos, o banco de preços mais atual disponibilizado pela ANEEL [6] e, para as perdas elétricas, o custo marginal de expansão mais recentemente considerado nos estudos de planejamento da expansão da geração do Plano Decenal, ou seja, 205,11 R\$/MWh vide [7].

### 8.1. Comparação Econômica

Todos os custos envolvidos nas alternativas encontram-se nos Anexos I, II, III, IV, V, VI e VII. Em suma, foram comparados o Custo Total a valor presente (Tabela 8-1), Rendimentos necessários, de acordo com [12] (Tabela 8-2) e o custo das perdas elétricas (Tabela 8-3) em cada uma das alternativas. O resultado a partir da metodologia adotada pelo MME encontra-se na Tabela 8-4.

Tabela 8-1 - Custo total das alternativas a valor presente

Custo total (VP )			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
alternativa 1	60.406,59	109,8%	2º
<b>alternativa 2</b>	<b>55.034,94</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>
alternativa 3	71.297,08	129,5%	4º
alternativa 4	69.729,61	126,7%	3º
alternativa 5	88.941,01	161,6%	7º
alternativa 6	74.127,06	134,7%	6º
alternativa 7	73.065,44	132,8%	5º

Tabela 8-2 – Rendimentos necessários das alternativas

Rendimentos Necessários				
Alternativa	"Custos (R\$ x 1000)"	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
<b>alternativa 1</b>	<b>26.982,13</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>	<b>26.982,13</b>
alternativa 2	27.804,40	103,0%	2º	27.804,40
alternativa 3	30.268,72	112,2%	3º	30.268,72
alternativa 4	31.977,58	118,5%	4º	31.977,58
alternativa 5	43.223,78	160,2%	6º	43.223,78
alternativa 6	44.101,21	163,4%	7º	44.101,21
alternativa 7	34.638,55	128,4%	5º	34.638,55

Tabela 8-3 – Perdas elétricas das alternativas

<b>Perdas</b>			
<b>Alternativa</b>	<b>Custos (R\$ x 1000)</b>	<b>Diferencial</b>	<b>Ordem</b>
alternativa 1	1.245.703,81	3.147,60	7º
alternativa 2	1.245.441,21	2.885,01	4º
alternativa 3	1.245.588,36	3.032,16	5º
alternativa 4	1.244.801,04	2.244,84	3º
<b>alternativa 5</b>	<b>1.242.556,20</b>	<b>0,00</b>	<b>1º</b>
alternativa 6	1.245.637,92	3.081,72	6º
alternativa 7	1.243.286,56	730,35	2º

Tabela 8-4 – Somatório dos rendimentos necessários e perdas das alternativas

<b>Rendimentos Necessários + Perdas</b>			
<b>Alternativa</b>	<b>Custos (R\$ x 1000)</b>	<b>(%)</b>	<b>Ordem</b>
<b>alternativa 1</b>	<b>30.129,73</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>
<b>alternativa 2</b>	<b>30.689,41</b>	<b>101,9%</b>	<b>2º</b>
alternativa 3	33.300,88	110,5%	3º
alternativa 4	34.222,42	113,6%	4º
alternativa 5	43.223,78	143,5%	6º
alternativa 6	47.182,92	156,6%	7º
alternativa 7	35.368,91	117,4%	5º

De acordo com os rendimentos necessários e perdas de cada uma das alternativas, as alternativas 1 e 2 ficaram tecnicamente empatadas a uma margem menor que 5%.

## 8.2. Discussão dos Resultados

Segue o gráfico resumo com todos os resultados analisados e a discussão da alternativa a ser adotada:

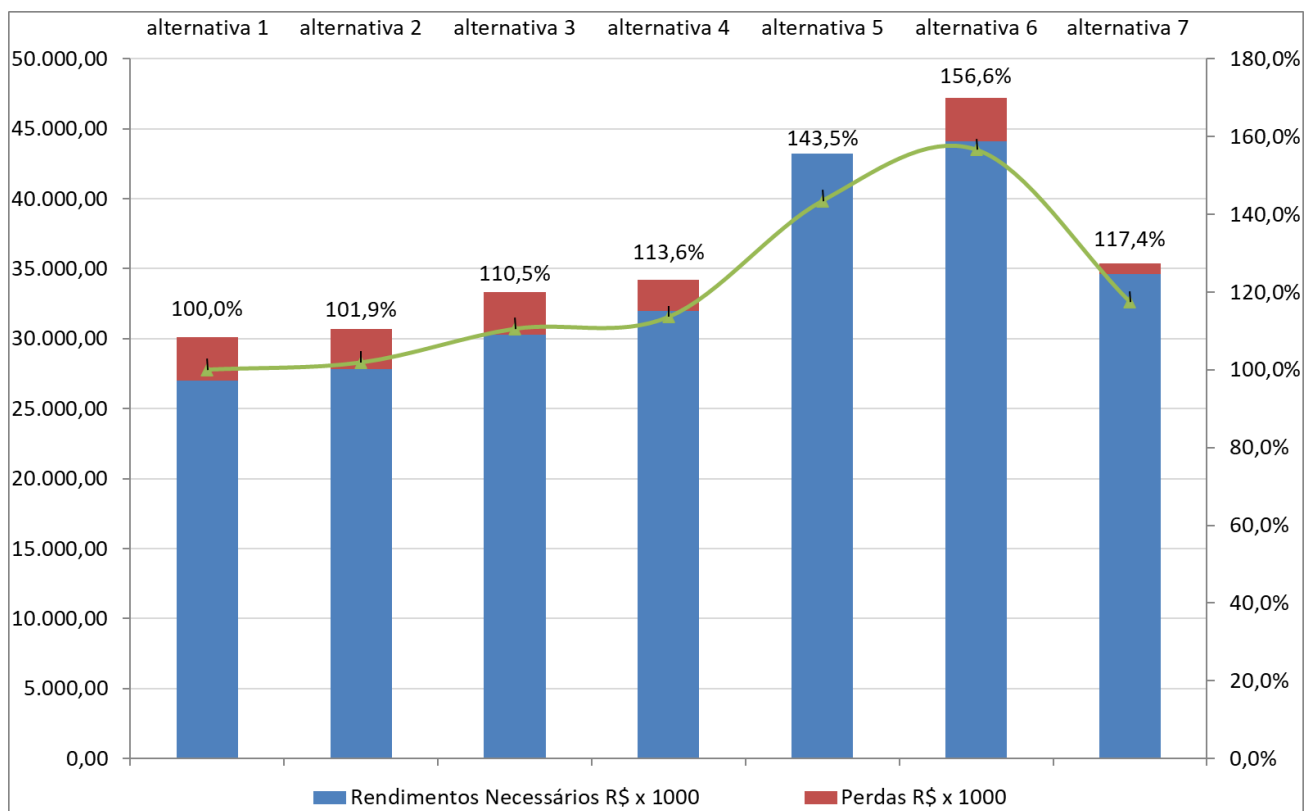


Figura 8-1 – Gráfico de comparação entre as 7 alternativas

As alternativas 1 e 2 ficaram tecnicamente empatadas. Ambas com topologias próximas, no entanto a alternativa 2 garante uma capacidade instalada maior de potência para a região.

Tabela 8-5 – Custo total a valor presente e perdas das alternativas

Custo total (PV) + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
alternativa 1	63.554,19	109,7%	2º
<b>alternativa 2</b>	<b>57.919,95</b>	<b>100,0%</b>	<b>1º</b>
alternativa 3	74.329,24	128,3%	5º
alternativa 4	71.974,45	124,3%	3º
alternativa 5	88.941,01	153,6%	7º
alternativa 6	77.208,77	133,3%	6º
alternativa 7	73.795,79	127,4%	4º

A título de contribuição, se a comparação feita fosse em relação ao custo total a valor presente e perdas por alternativa, a alternativa 2 seria a escolhida não restando margem possível para outra escolha.

## 9. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

As análises a seguir consideram as etapas inicial (2027) e final (2037) de obras abrangidas no horizonte dos estudos de planejamento. A capacidade de interrupção simétrica de cada uma das barras está relacionada com o arquivo [7] e a máxima corrente de curto-circuito da base PD32 é o valor do defeito nas barras sem a indicação das obras, ou seja, sem a construção de nenhum dos reforços planejados.

Tabela 9-1 Comparação dos níveis de curto-circuito das alternativas, etapa inicial – ano 2027

Núm	NOME	BAS E (kV)	Capacidade e Interrupção Simétrica - ICCS (kA) Base ONS	máx ICCS base PD32 (kA)	Máx ICCS alt 1 (kA)	Máx ICCS alt 2 (kA)	Máx ICCS alt 3 (kA)	Máx ICCS alt 4 (kA)	Máx ICCS alt 5 (kA)	Máx ICCS alt 6 (kA)	Máx ICCS alt 7 (kA)
9626	COL.PV-RO069	69	31,5	9,43	6,1	9,44	9,43	9,44	9,41	9,43	9,41
9639	PVELHO-RO069	69	20	17,18	18,62	19,25	18,62	19,25	17,76	18,24	17,84
9640	TIRADE-RO069	69	25	10,98	11,53	11,76	11,53	11,76	11,18	11,49	11,19
9641	AREAL--RO069	69	20	6,65	6,95	7,08	6,95	7,08	8,18	6,95	8,42
9649	ALFAVI-RO069	69	20	8,08	8,31	8,4	8,31	8,4	8,15	8,29	8,11
9653	RMADEI-RO069	69	20	6,72	6,81	6,85	6,81	6,85	6,74	6,81	6,75
9657	CENTRO-RO069	69	20	5,09	5,26	5,33	5,26	5,33	7,14	5,26	7,52
5199	COLETO-RO230	230	40	6,13	6,096	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
9510	PVELHO-RO230	230	31,5	7,99	8,04	8,1	8,04	8,1	7,93	8,51	7,92
4195 1	CALDII-RO230	230	40	6,2	6,17	6,17	6,17	6,17	6,2	6,17	6,2
4195 2	CALDII-RO069	69	31,5	-	-	-	-	10,18	7,17	-	8,58
9647	GUAPOR-RO069	69	-	-	5,89	5,98	5,89	5,98	5,84	5,88	5,77

Tabela 9-2 Comparação dos níveis de curto-circuito das alternativas, etapa final - ano 2037.

Núm	NOME	BAS E (kV)	Capacidade e Interrupção Simétrica - ICCS (kA) Base ONS	máx ICCS base PD3 2 (kA)	Máx ICCS alt 1 (kA)	Máx ICCS alt 2 (kA)	Máx ICCS alt 3 (kA)	Máx ICCS alt 4 (kA)	Máx ICCS alt 5 (kA)	Máx ICCS alt 6 (kA)	Máx ICCS alt 7 (kA)
9626	COL.PV-RO069	69	31,5	9,43	11,87	11,89	9,45	9,46	9,43	12,13	9,43
9639	PVELHO-RO069	69	20	17,18	19,08	19,68	19,28	19,98	18,3	18,83	18,3
9640	TIRADE-RO069	69	25	10,98	11,7	11,93	11,77	12,02	11,38	11,7	11,37
9641	AREAL--RO069	69	20	6,65	8,35	8,46	8,85	9,48	9,83	9,02	9,83
9649	ALFAVI-RO069	69	20	8,08	8,44	8,53	8,4	8,51	8,24	8,43	8,19
9653	RMADEI-RO069	69	20	6,72	7,11	7,15	6,85	6,89	6,78	7,11	6,78
9657	CENTRO-RO069	69	20	5,09	7,19	7,25	7,92	8,91	9,75	8,33	9,75
5199	COLETO-RO230	230	40	6,13	6,15	6,15	6,13	6,14	6,14	6,15	6,14
9510	PVELHO-RO230	230	31,5	7,99	8,13	8,19	8,12	8,19	8,02	8,58	8,01
41951	CALDII-RO230	230	40	6,2	6,21	6,21	6,23	6,24	6,24	6,21	6,24
41952	CALDII-RO069	69	31,5	-	-	-	9,78	10,18	11,93	-	11,93
9647	GUAPOR-RO069	69	-	-	5,96	6,04	5,98	6,08	5,84	5,97	5,84

De acordo com as informações das Tabela 9-1 e Tabela 9-2, a barra de 69kV da subestação de Porto Velho precisa de um estudo específico de *line-out* para determinar o valor do curto-circuito em cima de cada um dos disjuntores ligados ao barramento antes da inserção completa de obras em 2037. Recomenda-se que quando da execução do referido estudo, caso haja equipamentos com capacidade de interrupção de curto-circuito superada, os mesmos sejam substituídos e dotados de capacidade de interrupção de no mínimo 40kA.

**Tabela 9-3 – Relação de disjuntores - pátio 69kV - SE Porto Velho**

Eqipt.	Icc kA	Local
PVDJ4-01	20	Saída de trafo 230/69
PVDJ4-02	20	Saída de trafo 230/69
PVDJ4-03	20	Saída de trafo 230/69
PVDJ4-04	20	E.L. Tiradentes C1 69kV
PVDJ4-05	20	E.L. Tiradentes C2 69kV
PVDJ4-06	20	E.L. Areal C1 69kV
PVDJ4-07	20	E.L. Areal C2 69kV

PVDJ4-08	31,5	Entrada trafo 69/13,8
PVDJ4-09	31,5	Entrada trafo 69/13,8
PVDJ4-10	25	Entrada trafo 69/13,8
PVDJ4-11	31,5	Saída de trafo 230/69
PVDJ4-12	31,5	E. L. Votorantim

O diagrama unifilar da subestação em 69kV, Figura 9-1, apresenta os disjuntores que podem ser afetados no estudo de *line-out*. A relação dos disjuntores pertencentes à ENERGISA é apresentada na Tabela 9-3.

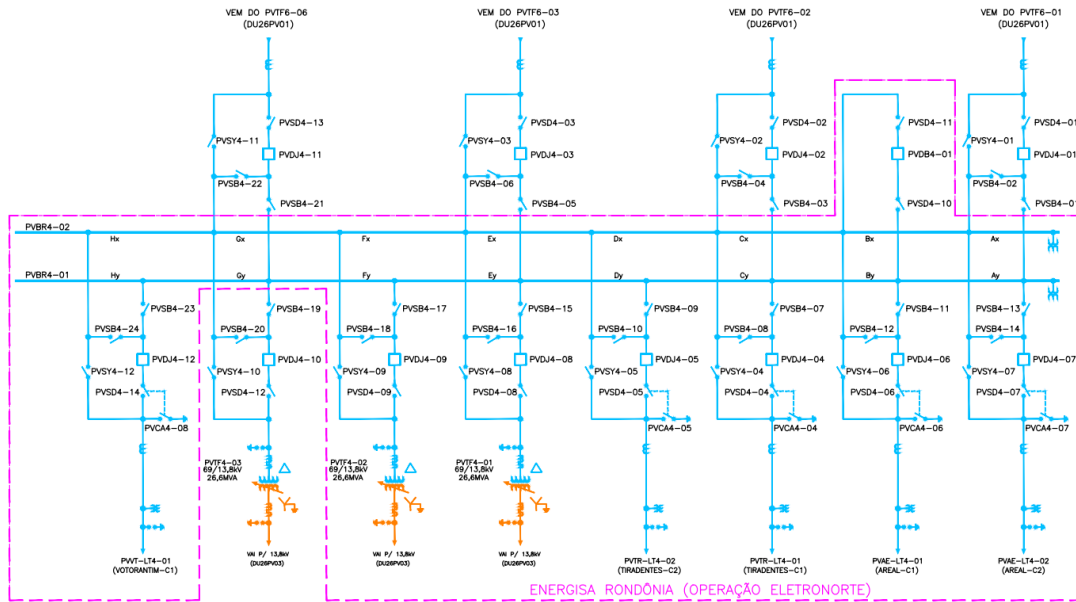


Figura 9-1 – Diagrama unifilar da subestação Porto Velho 69kV

## 10. REFERÊNCIAS

---

- [1] EPE, "EPE-DEE-NT-030-2023-rev0 - Diagnóstico - PDE 2032 - GET Centro-Oeste," 2023.
- [2] EPE-DEE-RE007/2016-rev2, "Integração de Humaitá ao SIN e Revisão do Atendimento a Porto Velho," 2018.
- [3] EPE-DEE-NT-116/2021-rev0, "Estudo de Reforços Estruturais para a Região Leste do Estado de Rondônia".
- [4] EPE, "Nota Técnica EPE-DEE-NT-062/2022-rev0 - Estudo de Fronteiras do Estado de Rondônia - Ariquemes, Vilhena, Jaru e Nova," 2023.
- [5] Ministério de Minas e Energia, *Ofício nº 208/2023/DPOTI/SNTEP-MME*, 2023.
- [6] ONS, "Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos," 2023.
- [7] ENERGISA/GTD NRM/N.º168/2018, "ETU-113.1 - Cabo de alumínio com alma de aço - Tipo CAA".
- [8] ONS, "Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão," 2023.
- [9] ANEEL, "Base de Preços de Referência ANEEL 03/2023".
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, "RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000," 2021.
- [11] EPE, "Nota Técnica EPE-DEE-IT-052/2023 - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2023," 09 08 2023. [Online]. Available: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Informe%20T%c3%a9cnico\\_Banco%20de%20Pre%c3%a7os\\_mar2023.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Informe%20T%c3%a9cnico_Banco%20de%20Pre%c3%a7os_mar2023.pdf). [Acesso em 16 08 2023].
- [12] CCPE/CTET, Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão, Brasília, 2002.
- [13] ONS, "RT-ONS DPL 0410-2023\_volume 2," 2023.
- [14] EPE, "EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2," 2018.

## 11. EQUIPE TÉCNICA

---

Na Tabela 11-1 segue o nome dos participantes do estudo, indicando suas empresas de origem.

**Tabela 11-1 - Lista de participantes do estudo**

<b>Nome</b>	<b>Empresa</b>
Lucas Simões de Oliveira	EPE
Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira	EPE
Magno de Bastos Guimaraes	ELETRONORTE
Mauricio Regos Ransolim	ELETRONORTE
Pedro Aleixo Ferreira Brandini	ELETRONORTE
Rafael Lewergger Meireles Piccirili	ELETRONORTE
Rogério Coelho da Silva	ELETRONORTE
Felipe José Anselmini	ENERGISA
Juliano Augusto Nunes Paixao	ENERGISA
Ori Mota	ENERGISA
Rafael Paschoal Santos	ENERGISA
Rogério Fernandes	ENERGISA

## 12. ANEXOS

---

### 12.1. Fichas PET/PELP

#### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

##### Sistema Interligado da Região NORTE

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b> adição do 5º transformador	<b>UF: RO</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

##### Justificativa:

Atendimento ao critério N-1 para as cargas locais

---

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

5º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	16.359,18
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	9.504,49
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD4 (*) MIM - 69 kV	1.131,91
	3.500,61
	325,94

**Total de Investimentos Previstos:**

**30.822,13**

---

**Situação atual:**

---

##### Observações:

(\*) CT 69kV custeada de maneira preliminar como BPT, dada a ausência de conexão BD4 na base de custos oficial.

---

##### Documentos de referência:

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

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RO</b>
<b>SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2034</b>
Adição do 3º transformador	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento ao critério N-1 para as cargas locais

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

3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	13.732,04
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.504,49
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.500,61
MIM - 230 kV	1.131,91
MIM - 69 kV	325,94

**Total de Investimentos Previstos: 28.194,99**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

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

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RO</b>
<b>LT 69 kV COLETORA PORTO VELHO - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2032</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento ao critério N para as cargas locais

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

Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 20 km	12.924,96
1 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // Coletora Porto Velho	3.771,83
1 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // Centro	3.771,83
MIM - 69 kV // Coletora Porto Velho	325,94
MIM - 69 kV // Centro	325,94

**Total de Investimentos Previstos: 21.120,50**

**Situação atual:**

**Observações:**

Circuito Duplo - Um Circuito Instalado

**Documentos de referência:**

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

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 230/69 kV PORTO VELHO</b> <b>(Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF: RO</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2038</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento ao critério N-1 para as cargas locais

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	17.426,34
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.820,38
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD4 (*)	3.240,56
MIM - 69 kV	301,73
MIM - 230 kV	1.050,44

**Total de Investimentos Previstos: 30.839,45**

**Situação atual:**

**Observações:**

(\*) CT 69kV custeada de maneira preliminar como BPT, dada a ausência de conexão BD4 na base de custos oficial.

**Documentos de referência:**

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

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: RO</b>
<b>SE 230 kV ABUNÃ (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2037</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento ao critério N-1. Consolidação do equipamento condicionada à contratação de um MUST compatível

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3Φ	9.963,16
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.504,49
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.739,48
MIM - 138 kV	724,03
MIM - 230 kV	1.131,91

**Total de Investimentos Previstos: 28.063,07**

**Situação atual:**

**Observações:**

Condicionado a um aumento de demanda por parte da distribuidora

**Documentos de referência:**

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

## 12.2. Fichas de Consulta de Viabilidade de Expansão

### 12.2.1. Porto Velho



CE-EET-0014/2023

Brasília, 27/06/2023.  
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor  
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética – EPE  
Praça Pio X, nº 54, 5º andar - Centro  
20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão das subestações Porto Velho e Abunã, em Rondônia.

Referência: [1] - Ofício nº 0366/2023/DEE/EPE.

Senhor Superintendente,

1. Conforme solicitado no ofício da referência [1], a Eletrobras Eletronorte encaminha anexadas a esta carta, as informações necessárias, referentes às expansões e adequações indicadas nos formulários de consulta sobre viabilidade, para subsidiar os estudos de atendimento a Porto Velho e Abunã no estado de Rondônia.
2. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,

RODRIGO DANIEL  
MENDES  
FORNARI:02874108979

Assinado de forma digital por  
RODRIGO DANIEL MENDES  
FORNARI:02874108979  
Dados: 2023.06.27 17:36:04 -03'00'

Rodrigo Daniel Mendes Fornari  
Superintendência de Engenharia de Transmissão - EET

Anexo: [1] - Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações –subestação Porto Velho.  
[2] - Arranjo Físico da subestação Porto Velho I 245/72,5/15 kV - SAM-921-02001-25.  
[3] - Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações – Subestação Abunã.  
[4] - Arranjo Físico da subestação Abunã 245/145/36,2/15 kV - SAM-931-02001-13.

C.c.: EETS;EETT

EET / RLMP-PAFB-MRR / rdmf

Eletrobras Eletronorte-Superintendência de Engenharia da Transmissão  
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco C, Sala 501 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF  
Brasil (61) 3429-5315 email: marcos.araujo@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

**CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA**



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

Data: 23/06/2023

Página: 1 - 5

Revisão: 0

### INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de atendimento a Porto Velho e Abunã

#### ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Porto Velho

Concessionária Proprietária: ELETRONORTE - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A

#### 1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- EL Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/69/13,8 Arranjo Prim.: 230 Sec.: 69 Ter: 13,8
- IB Quantidade: \_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_

#### 2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3
- Autotransformadores Quantidade: \_\_\_ Potência (MVA): \_\_\_ Tensão Prim./Sec. (kV) \_\_\_ Fase: \_\_\_
- Reator de Linha Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Reator Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Capacitor Shunt Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Capacitor Série Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Compensador Estático Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_

#### Legenda:

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

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA



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

Data: 23/06/2023

Página: 2 - 5

Revisão: 0

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

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

#### 1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- EL Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_
- CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/69/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter: BS
- IB Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

#### 2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- Autotransformadores Quantidade: \_\_\_\_ Potência (MVA): \_\_\_\_ Tensão Pri./Sec.(kV): \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_
- Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69/13,8 Fase: 3
- CRL Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_
- CRB Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_
- CTA Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_
- CC Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

#### 3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

#### 4. Outros

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

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

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

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações EPE**



Figura 1- SE Porto Velho

- 1 - Considerar na resposta possíveis reforços, adequações e acessos de projetos de geração com CUST assinado sendo realizados na subestação assim como eventuais restrições físicas na SE e sua respectiva Área de Desenvolvimento da Subestação - ADS.
- 2 - Pedimos informar se há espaço para substituição das unidades transformadoras existentes por equipamentos de potência superior. Por exemplo, troca de uma das unidades existentes de 100 MVA por unidades de 150 ou 200 MVA.
- 3 - Solicitamos informar se há viabilidade de implantação e/ou substituição das unidades trifásicas existentes por bancos monofásicos.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

**CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA**

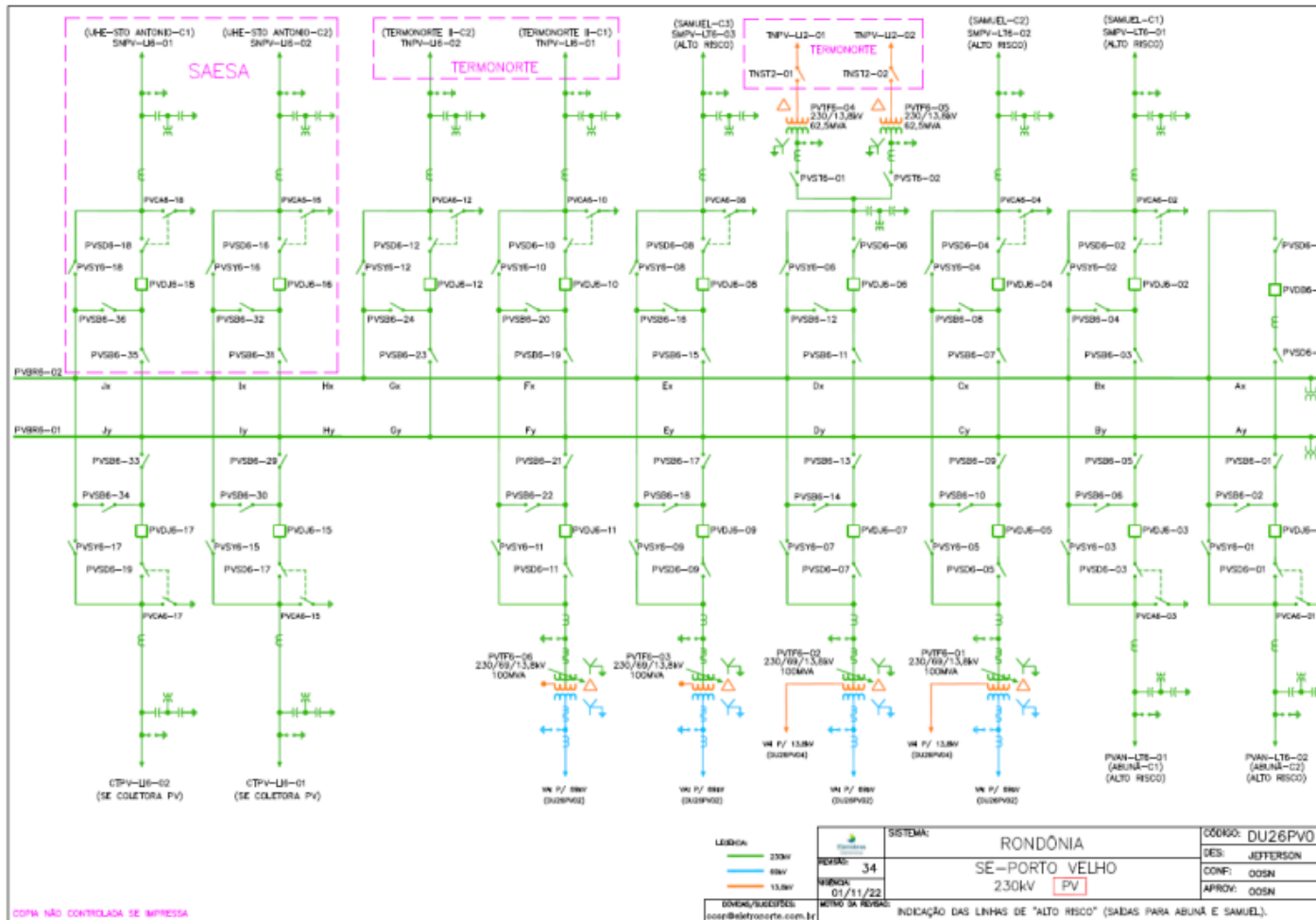


Figura 2- Diagrama Unifilar Porto Velho



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

Data: 23/06/2023

Página: 5 - 5

Revisão: 0

### 6. Observações Transmissora

Conforme solicitado pela EPE no Ofício n. 0366/2023/DEE/EPE, a Eletronorte atesta, por meio deste formulário, que há viabilidade física na subestação de Porto Velho para instalação da quinta unidade trifásica de transformação TR5 230/69/13,8 kV de 100 MVA;

Caso seja recomendação do estudo de atendimento a Porto Velho, a Eletronorte poderá substituir as unidades de transformação trifásicas existentes 230/69/13,8 kV de 100 MVA por unidades trifásicas de 150MVA. Contudo, será necessário nesta solução trocas de fundações e equipamentos bem como desligamentos prolongados, sendo o mínimo estimado de 180 dias.

Para uma mudança de modulação dos transformadores existentes de 230/69/13,8 kV de 100 MVA para 200 MVA seriam necessários maiores estudos para indicar sua viabilidade técnica.

Com relação à substituição destas unidades trifásicas de transformação por unidades monofásicas, a Eletronorte ressalta que não há espaço físico nesta subestação para tal alteração.

No arranjo físico SAM-921-02001-25, que segue anexado, consta a alocação física do TR5 230/69/13,8 kV de 100 MVA.

\_\_\_\_\_  
Data da Solicitação

\_\_\_\_\_  
Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

\_\_\_\_\_  
Data da Entrega do Formulário

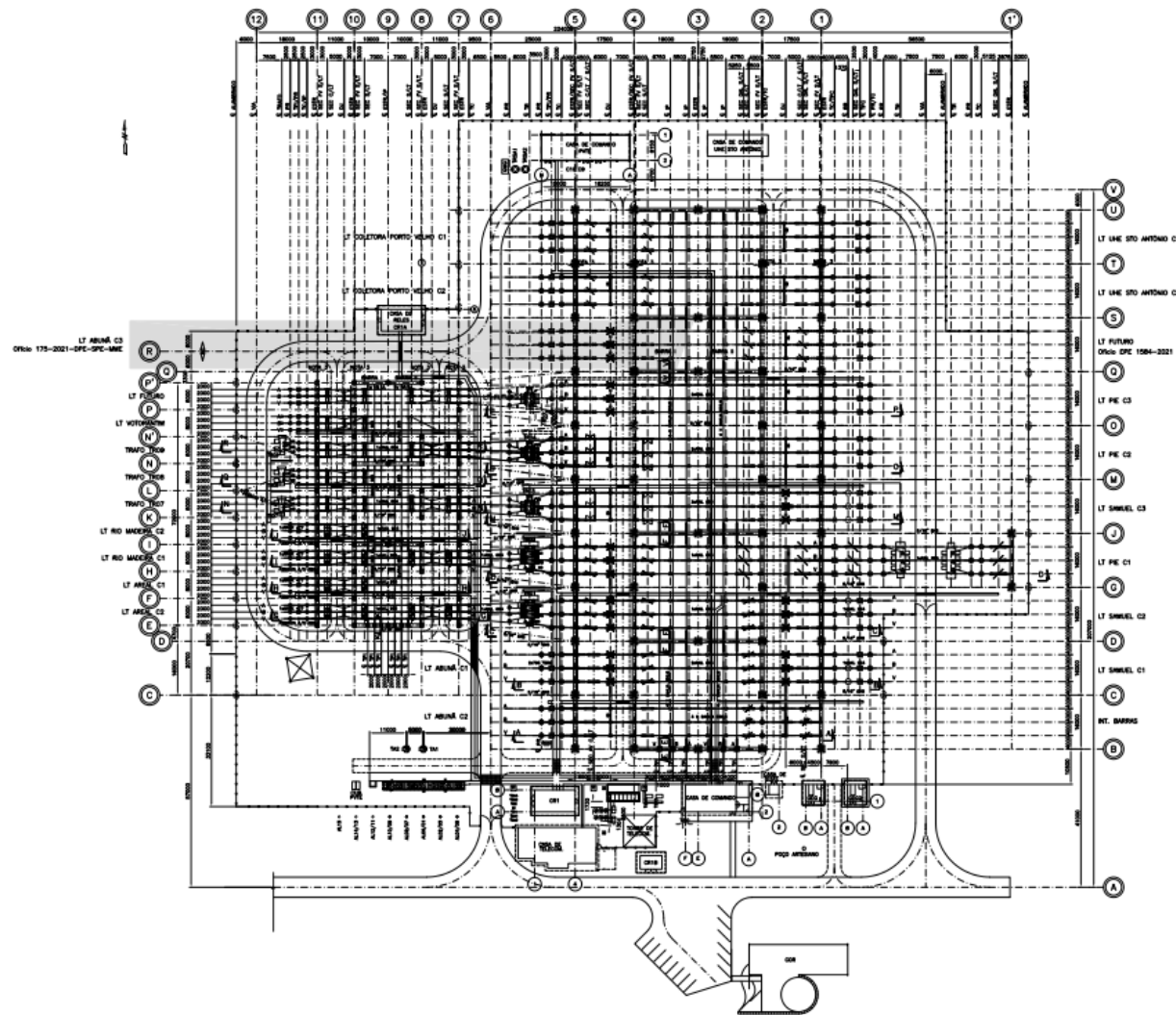
RODRIGO  
DANIEL MENDES  
FORNARI:028741  
08979

Assinado de forma digital por RODRIGO DANIEL MENDES FORNARI:02874108979  
Data: 2023.06.27 17:38:45 -03'00'

\_\_\_\_\_  
Assinatura do Responsável

Nome: Rodrigo Daniel Mendes Fornari

Cargo: Superintendente • PRESIDENCIA - PR



- LEGENDA:**
- ERROS DE REFERÊNCIA DA SUBESTAÇÃO
  - ERROS DE REFERÊNCIA DAS EMPRÉCAS
  - ALUMBRADO EM TELA COM NEALÓDIS
  - SECCIONAMENTO DO ALUMBRADO
  - CERCA DE ARAME EM BARRIOS
  - SECCIONAMENTO DA CERCA
  - ANELAMENTO FUSION
  - CABO PARA-RAIOS
  - ANCORAGEM DO CABO PARA-RAIOS
  - VIA DE CIRCULAÇÃO
  - VIA DE CIRCULAÇÃO SECUNDÁRIA
  - ETAPA LT ARUNA C3 245 kV OFICINA 175-2021-DPE-SPE-MAE

- REFERÊNCIAS**
- 01 - SAM-921-01040-25-LE - ETAPA LT ARUNA C3 245 kV - LISTA DE EQUIPAMENTOS
  - 02 - SAM-921-02000-25 - ETAPA LT ARUNA C3 245 kV - PLANTA DE LOCALIZAÇÃO
  - 03 - SAM-921-06000-25 - ETAPA LT ARUNA C3 245 kV - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO - SETORES DE 245/72,5 kV
  - 04 - SAM-921-06001-25 - ETAPA LT ARUNA C3 245 kV - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO - SETOR DE 15 kV

- NOTAS**
- 01 - DIMENSÕES EM MILÍMETROS
  - 02 - PARA DETERMINAR OS CARGOS DO DESELOCAMENTO DO EIXO DOS RECCIONAMENTOS DE FICIONAMENTO VERTICAL EM VOA COM RELACAO AO EIXO DAS COLUNAS METÁLICAS, VER O CORTE ESPECÍFICO DE CADA VOA.
  - 03 - EM CASO RECCIONAMENTO DA B 245 kV RECCIDE-SE A SUBSTITUIÇÃO DE 2 CARGOS PNL 50x 50x POR 4 CARGOS DAUNA DA 15x2,5 kV ASSIM COMO A SUBSTITUIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA INTENSIFICAÇÃO DE BARRIS 245 kV (400 kV)

03						Projeto Básico ANEEL
02						Relatório R4
01						Oficina ANEEL
REV	MODE DA PROJ.	PROJETO	APROVADO	DATA	VERSÃO/ATUALIZAÇÃO	175-2021-DPE-SPE-MAE
<b>R E V I S Õ E S</b>						
SUPLENTE DE DEPARTAMENTO DE TRANSMISSÃO - DEPT DEPARTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES - ESTE						NOME: LS/MCC APROV. CMG DATA: 22/03/2021 ESCALA: 1:425 Nº FOLHAS: 1425
SISTEMA DE TRANSMISSÃO ACRE-RONDONA SUBESTAÇÃO PORTO VELHO 1 245/72,5/15kV ETAPA LT ARUNA C3 245 kV						SAM-921-02001-25
ARRANJO FÍSICO						Revisão 00
PLANTA GERAL						FOLHA 01/01   PLURAL 1425

SAM-921-02001-25

O conteúdo deste documento é de propriedade da Eletropaulo S.A. e não deve ser divulgado sem a autorização expressa da Eletropaulo S.A.

## 12.2.2. Abunã



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

Data: 23/06/2023

Página: 1 - 6

Revisão: 0

#### INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

**ESTUDO:** Estudo de atendimento a Porto Velho e Abunã

#### ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

**Subestação:** Abunã

**Concessionária Proprietária:** ELETORNORTE - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A

#### 1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- EL Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/138/13,8 Arranjo Prim.: 230 Sec.: 138 Ter: 13,8
- IB Quantidade: \_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_

#### 2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- Transformadores Quantidade: \_\_\_ Potência (MVA): \_\_\_ Tensão Prim./Sec. (kV) \_\_\_ Fase: \_
- Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 55 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3
- Reator de Linha Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Reator Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Capacitor Shunt Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Capacitor Série Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_
- Compensador Estático Quantidade: \_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Fase: \_

#### Legenda:

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

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA



**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações EPE**



Figura 1- SE Abunã

- 1 - Considerar na resposta possíveis reforços, adequações e acessos de projetos de geração com CUST assinado sendo realizados na subestação assim como eventuais restrições físicas na SE e sua respectiva Área de Desenvolvimento da Subestação - ADS.
- 2 - Pedimos informar se há espaço para substituição das unidades transformadoras existentes por equipamentos de potência superior. Por exemplo, troca de uma das unidades existentes de 55 MVA por unidades de 100 MVA.
- 3 - Solicitamos informar se há viabilidade de implantação e/ou substituição das unidades trifásicas existentes por bancos monofásicos.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.
- 5 - Pedimos o compartilhamento de eventuais estudos e conclusões já obtidas pela Eletronorte sobre a viabilidade de adequação de barramentos da SE Abunã (BPT -> BD4) para que a eventual adequação seja avaliada no âmbito do estudo de planejamento.

**CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA**

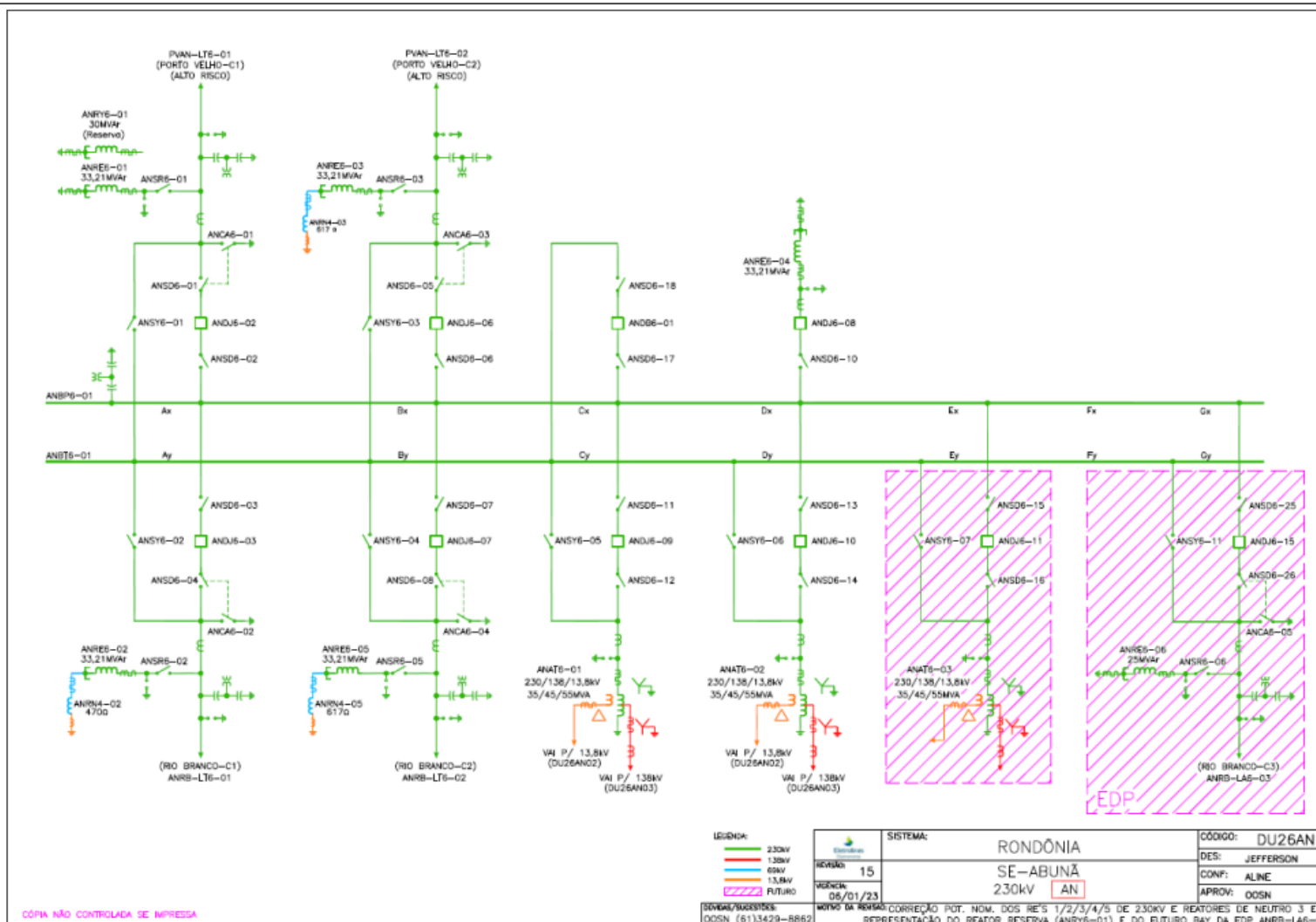


Figura 2- Diagrama Unifilar Abunã



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

Data: 23/06/2023

Página: 5 - 6

Revisão: 0

### 6. Observações Transmissora

Conforme solicitado pela EPE no Ofício n. 0366/2023/DEE/EPE, a Eletronorte a testa, por meio deste formulário, que há viabilidade física na subestação de Abunã para instalação da terceira unidade trifásica de transformação ATR3 230/138/13,8 kV de 55 MVA.

Caso seja recomendação do estudo de atendimento a Abunã, a Eletronorte poderá substituir as unidades de transformação trifásicas existentes 230/138/13,8 kV de 55 MVA por unidades trifásicas de 100 MVA. Contudo, para esta solução serão necessários trocas das fundações e equipamentos bem como desligamentos prolongados, sendo o mínimo estimado de 180 dias.

Com relação à substituição das unidades trifásicas de transformação por unidades monofásicas, a Eletronorte ressalta que não há espaço físico nesta subestação para tal implantação.

No arranjo físico desta subestação SAM-931-02001-13, que segue anexado, consta a alocação física do ATR3 230/138/13,8 kV de 55 MVA.

Com relação a viabilidade de adequação dos barramentos em 230 kV da subestação de Abunã de BPT para BD4, a fim de atender aos Procedimentos de Rede do ONS, a Eletronorte solicitou à Hitachi Energy um orçamento estimado para esta adequação utilizando equipamentos compactos dada às restrições físicas existentes nesta subestação para utilização de equipamentos convencionais.

Segundo o fabricante, poderiam ser utilizados nesta subestação módulos híbridos - modelo PASS-MOS (DBB) barra dupla, classe de tensão 245 kV, frequência 60 Hz, corrente nominal 4000 A, capacidade de interrupção 50 kA, com 02 seccionadoras/lâmina de aterramento, com transformadores de corrente e sem transformador de potencial – em substituição aos equipamentos existentes.

O preço bruto estimado com impostos, entrega e descarregamento na SE Abunã seria de **R\$ 5.000.000,00** por unidade (preço médio). Considerando a existência de 06 entradas de linha, 03 conexões de trafo, 01 conexão de reator de barra; 01 módulo de interligação de barras e 01 modulo reserva nesta subestação, o valor total estimado seria de **R\$ 60.000.000,00** sendo o prazo de entrega de 340 dias após aprovação dos desenhos.

Além do custo dos módulos híbridos, há um custo adicional de **R\$ 25.800.000,00**, referente a conversão do layout da subestação de barra principal e transferência para um arranjo com confiabilidade equivalente ou superior à barra dupla, limitando-se ao escopo de desmontagem dos equipamentos de pátio convencionais e instalação de solução híbrida com PASS-MOS 245kV barra dupla.

Neste escopo estão inclusos obra civil; destinação do gás dos disjuntores; cabo condutor; conector barra; conector cabo; especialista Hitachi, engenharia; cilindro de gás bem como engenharia da Eletrobras para elaboração do projeto básico, contratação e fiscalização da obra. Este escopo, contudo, não contempla proteção e controle, modificação de pórticos de entradas, entre outros.

Além disso, deve-se acrescentar ao prazo de entrega do fabricante (340 dias) os prazos de elaboração, análise e aprovação dos documentos do fabricante, de elaboração do projeto básico e de contratação. Desta forma, a Eletronorte estima um prazo adicional de 200 dias ao prazo de fornecimento do fabricante, totalizando 540 dias.

Para a execução da obra serão necessários a desmontagem dos equipamentos existentes, a confecção de novas bases, a instalação dos novos equipamentos, adequações físicas das interligações aos barramentos, adequação do SPCS e comissionamento.

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA



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

Data: 23/06/2023

Página: 6 - 6

Revisão: 0

De modo a minimizar os impactos no sistema elétrico, a montagem deverá ser realizada de forma sequencial, ou seja, executa-se um vão e energiza o mesmo, para posteriormente partir para a desmontagem e montagem do vão seguinte.

Com este procedimento, estima-se um prazo de 45 dias por vão, totalizando 495 dias para os onze vão existentes em 230 kV. Este prazo deve ser adicionado ao prazo de 540 dias.

Logo, estima-se que o prazo de implantação deste empreendimento seja próximo a **1035 dias** a um custo total de **R\$85.800.000,00**.

\_\_\_\_\_

**Data da Solicitação**

\_\_\_\_\_

**Data da Entrega do Formulário**

RODRIGO  
DANIEL MENDES  
FORNARI:02874  
108979

Assinado de forma digital por RODRIGO DANIEL MENDES  
FORNARI:02874108979  
Dados: 2023.06.27 17:36:29 -03'00'

\_\_\_\_\_

**Thiago Dourado Martins**

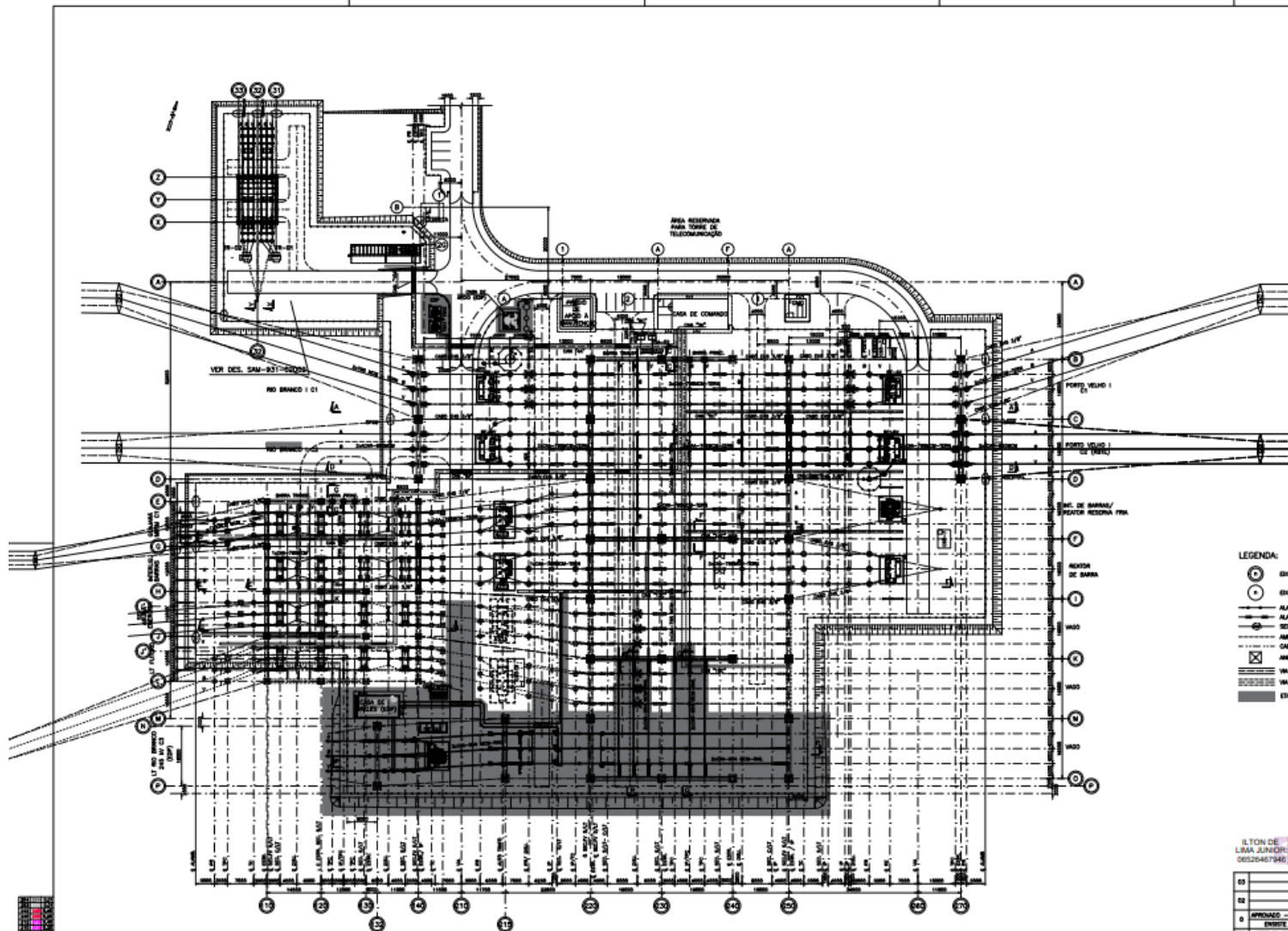
\_\_\_\_\_

**Assinatura do Responsável**

**Superintendente de Transmissão de Energia**  
STE/DEE/EPE

**Nome: Rodrigo Daniel Mendes Fornari**  
**Cargo: Superintendente • PRESIDENCIA - PR**

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA



- LEGENDA:**
- ⊙ EIXOS DE REFERÊNCIA DA SUBESTAÇÃO
  - ⊙ EIXOS DE REFERÊNCIA DAS EDIFICAÇÕES
  - ALAMBRAO EM TEIA COM INCLINACAO
  - ALAMBRAO EM TEIA COM INCLINACAO REMOVEL
  - SECCIONAMENTO DO ALAMBRAO
  - AMPLIACAO FUTURA
  - CABO PARA-RAIOS
  - ⊗ ANCORAGEM DO CABO PARA-RAIOS COM HASTE
  - VIA DE CIRCULACAO
  - VIA DE CIRCULACAO SECUNDARIA
  - ETAPA 12 - LT 245 KV RIO BRANCO I C3 (VER NETA 2)

- REFERENCIAS**
- 1 - LTI-948-92-92-740-LE-02014 - ETAPA LT 245 KV RIO BRANCO C3 - ARRANJO FISICO - SETOR 230 KV - LISTA DE EQUIPAMENTOS (SEP)
  - 2 - SAM-931-0200-13 - ETAPA LT 245 KV RIO BRANCO C3 - PLANO LOCALIZACAO
  - 3 - SAM-931-0201-13 - ETAPA LT 245 KV RIO BRANCO C3 - ARRANJO FISICO - PLANO E CORTE "A-A"
  - 4 - SAM-931-0202-13 - ETAPA LT 245 KV RIO BRANCO C3 - ARRANJO FISICO - CORTE "B-B" E "C-C"
  - 5 - SAM-931-0203-13 - ETAPA LT 245 KV RIO BRANCO C3 - DISTRIBUICAO DE CABOS - SIMPLIFICADO

- NOTAS**
- 1 - DIMENSÕES EM MILÍMETROS.
  - 2 - DEVE-SE ADOPTAR O SISTEMA DE MEDIÇÃO REFERENTE AS ETAPAS ANTERIORES, E DO ALINHAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DA ETAPA ATUAL, (1) SEMPRE DEPENDENTE OS EIXOS DE EQUIPAMENTOS DA PRECISE AMPLIAÇÃO CONTINUA NO DOCUMENTO DE REFERÊNCIA Nº 2.

ILTON DE LIMA JUNIOR  
0552447946

03		DOCUMENTO APROVADO PARA CONSTRUÇÃO	
04		PROJ. VISTO: EBJ	
05		APROVADO: WSP	
06		DATA: 22/07/2022	
07		PROJ. VISTO: HCL/19	
08		APROVADO: CNE	
09		DATA: 22/07/2022	
10		ESCALA: 1:500	
11		SISTEMA DE TRANSMISSÃO ACRE-RONDONIA DE ABLUA - 245/145/36,2/15 KV ETAPA LT 245 KV RIO BRANCO I C3 ARRANJO FISICO PLANTA GERAL	
12		SAMPLA: SAM-931-02001-13	
13		REVISAO: 0	
14		TITULO: PROJ. VISTO: EBJ	

SAM-931-02001-13

Este documento é propriedade da ELETROBRÁS e não pode ser reproduzido sem a autorização expressa da ELETROBRÁS.

### 12.3. Desempenho das Alternativas

Conforme informado no capítulo 5, foram utilizados neste estudo como base os casos de trabalho referentes ao Plano Decenal 2026-2037. Todas as alternativas apresentadas atendem ao critério N-1 para a RB e RBF e o critério N para a rede de distribuição.

Todas as alternativas sofreram análises de desempenho em regime permanente. A seguir, a título de consulta, são apresentados os carregamentos das subestações, linhas de transmissão e distribuição afetadas. São apresentados em alguns gráficos o carregamento em regime normal e sob contingências simples envolvendo RB.

#### 12.3.1. Alternativa 1 - 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Reforço Coletora

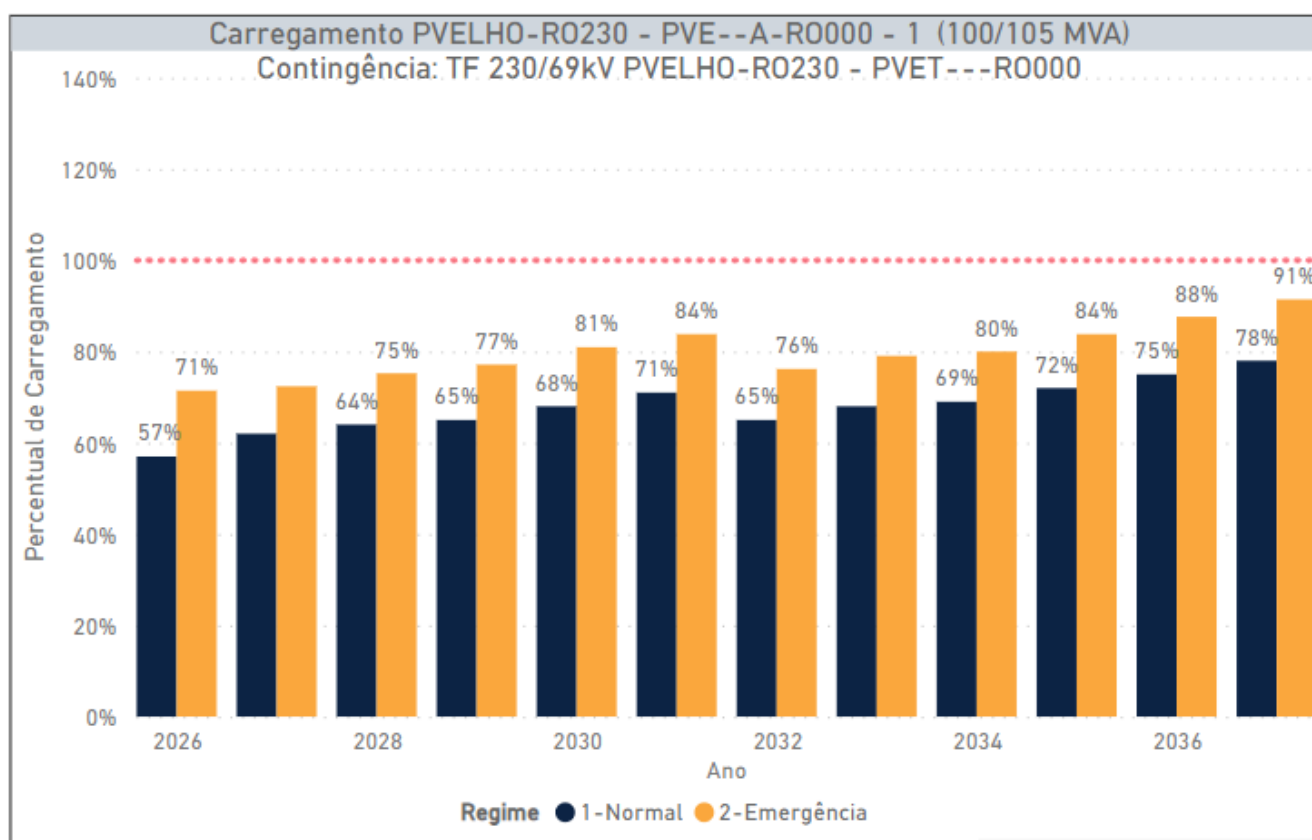


Figura 12-1 – Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1

Nota-se um leve aumento do carregamento da subestação Porto Velho no ano de entrada em operação do 5º transformador (100MVA) na própria subestação. Nota-se redução do carregamento com a entrada da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Coletora Porto Velho em 2032 e do 3º transformador (100MVA) na subestação Coletora Porto Velho em 2034.

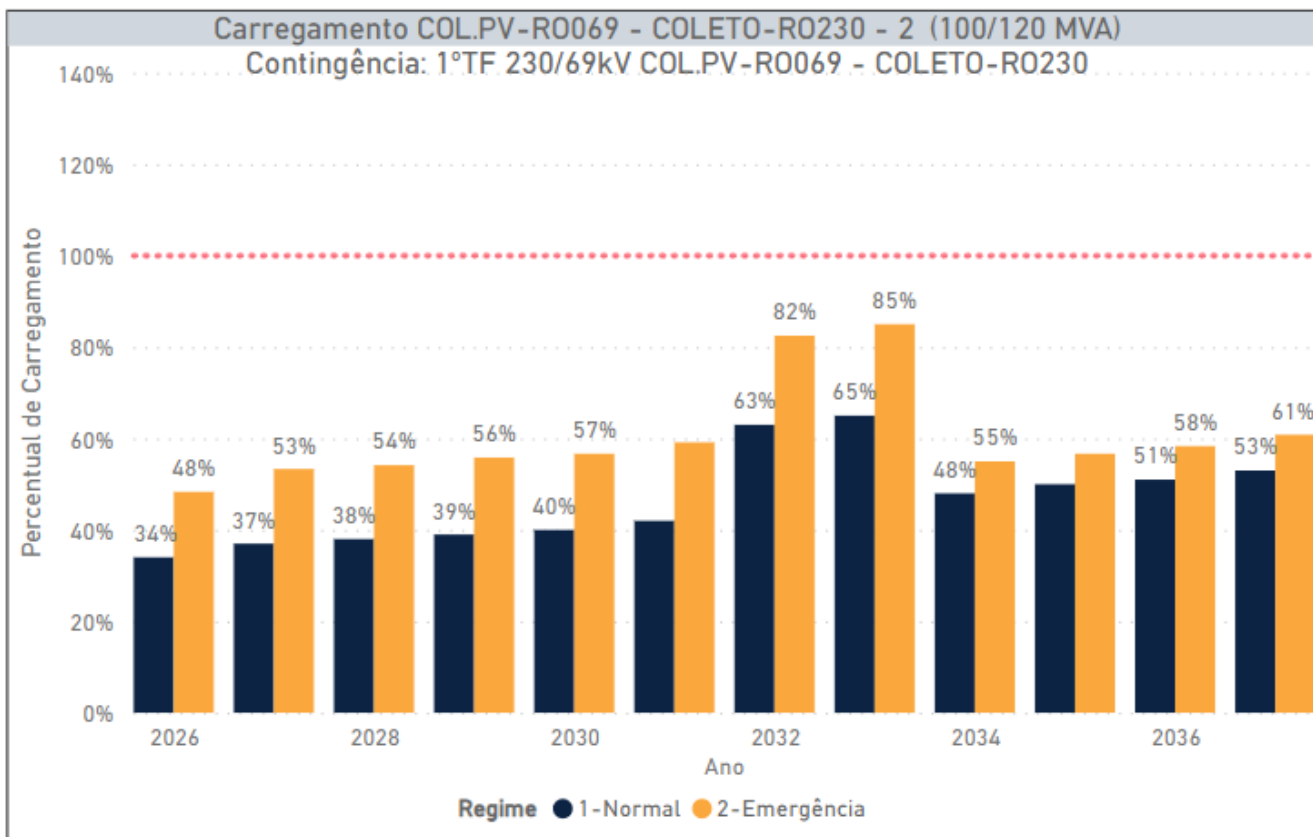


Figura 12-2 – Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1

A subestação de Coletora Porto Velho apresenta aumento do carregamento no ano de entrada da linha de distribuição 69kV Coletora – Centro em 2032 e redução do carregamento no ano de entrada do terceiro transformador de 100MVA em 2034.

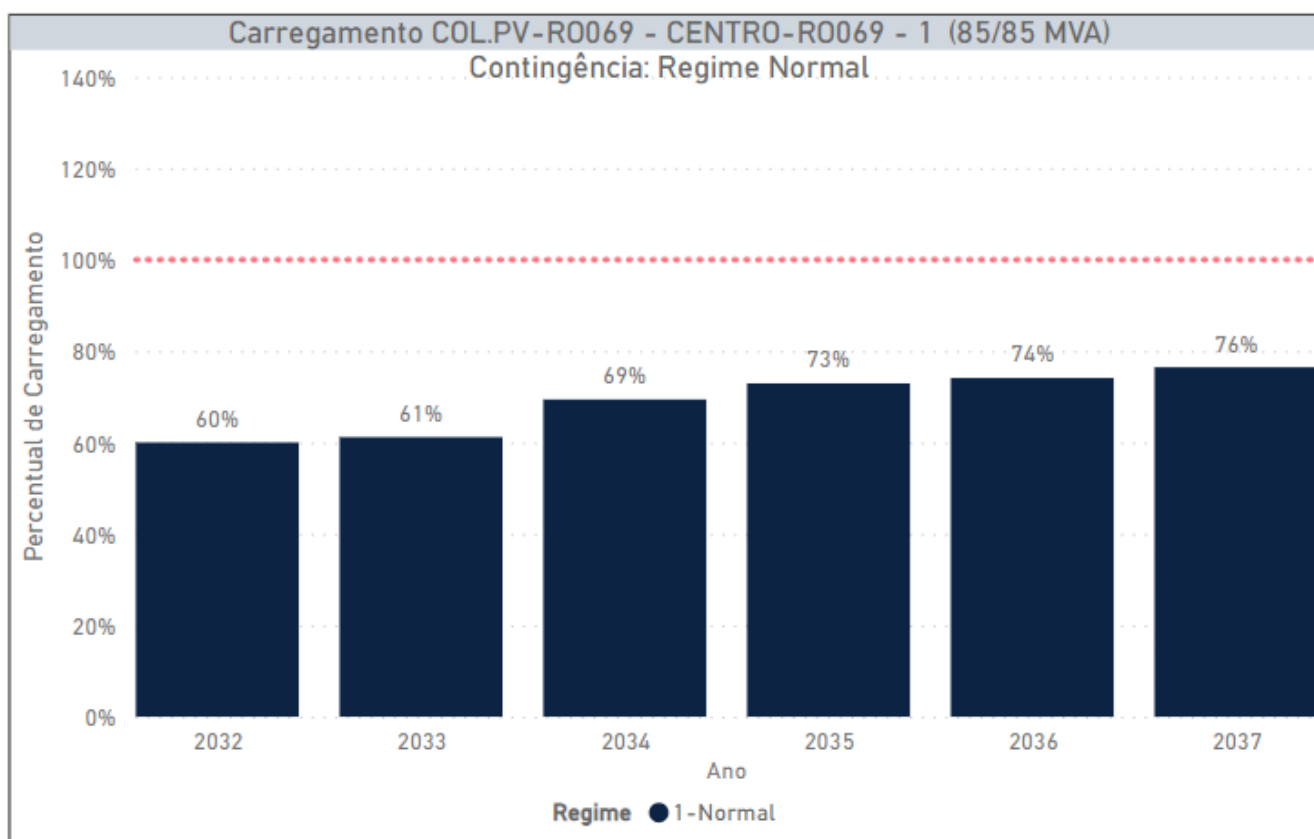


Figura 12-3 – Carregamento da LD 69kV Porto Velho – Centro em regime normal

Além do carregamento abaixo do limite, não foram diagnosticados nenhum impacto da linha sob contingências da Rede Básica.

### 12.3.2. Alternativa 3 - 5º TR 100 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA

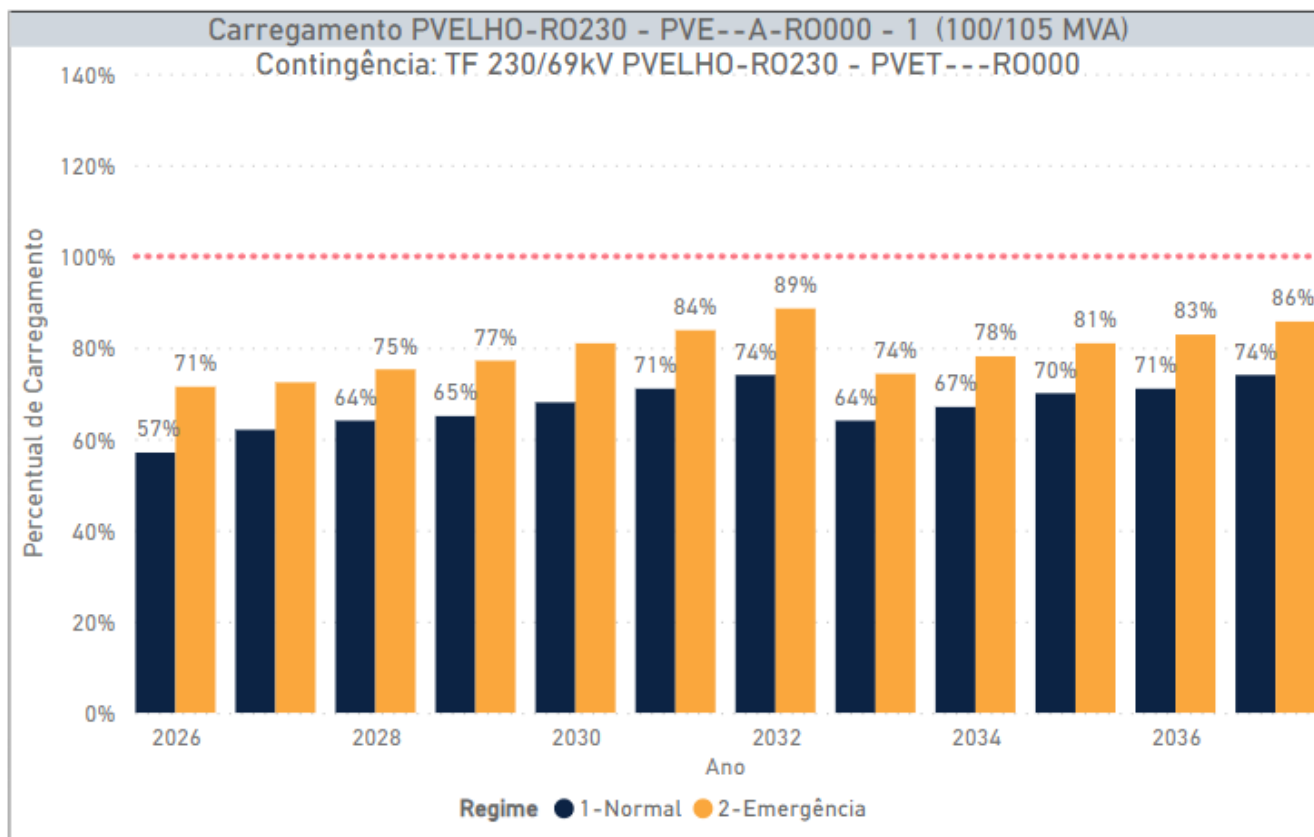


Figura 12-4 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1

Nota-se uma redução significativa do carregamento da subestação Porto Velho em 2033, ano de entrada em operação do 1º transformador (100MVA) na subestação 230/69kV de Caladinho e da 1ª Linha de distribuição 69kV Centro – Caladinho.

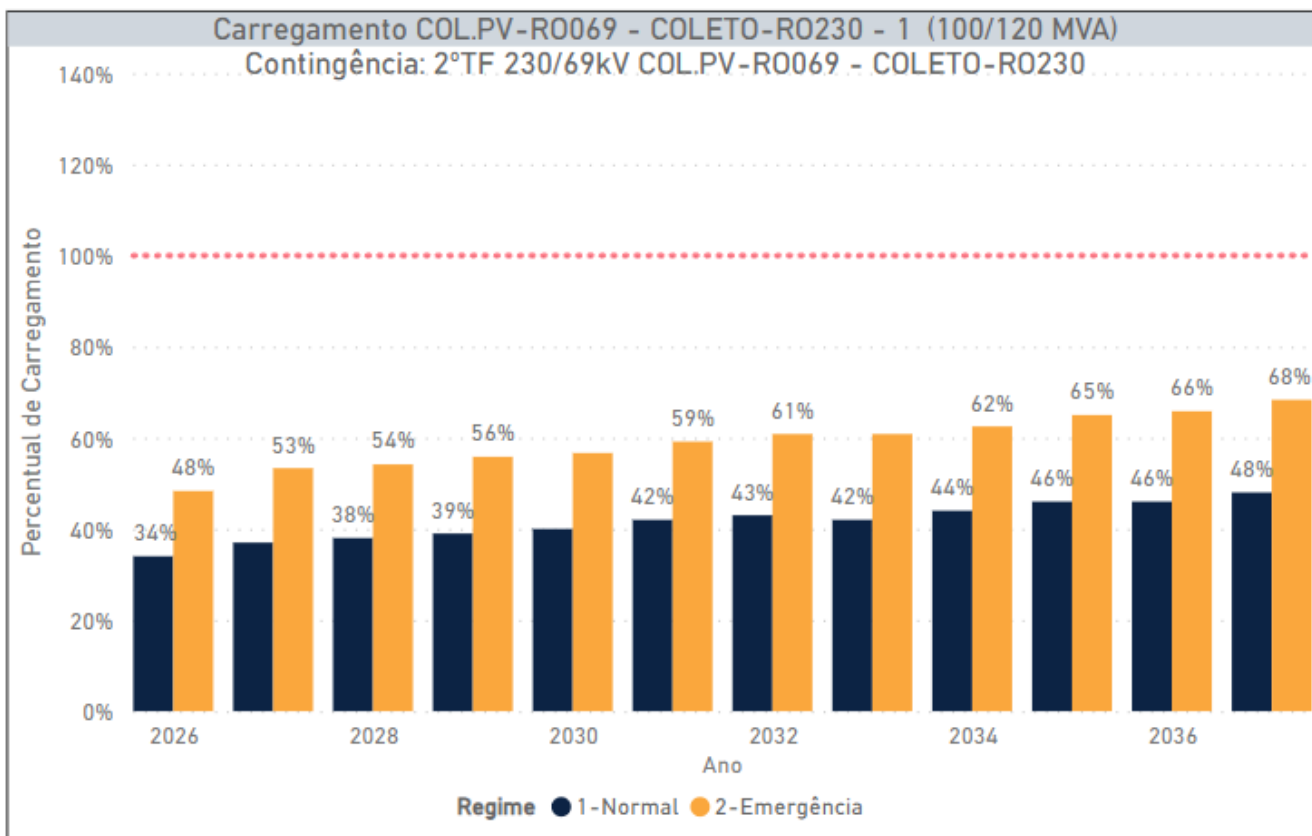


Figura 12-5 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1

A subestação de Coletora Porto Velho mantém o seu carregamento em regime permanente e sob contingência N-1 abaixo de 70% de sua capacidade.

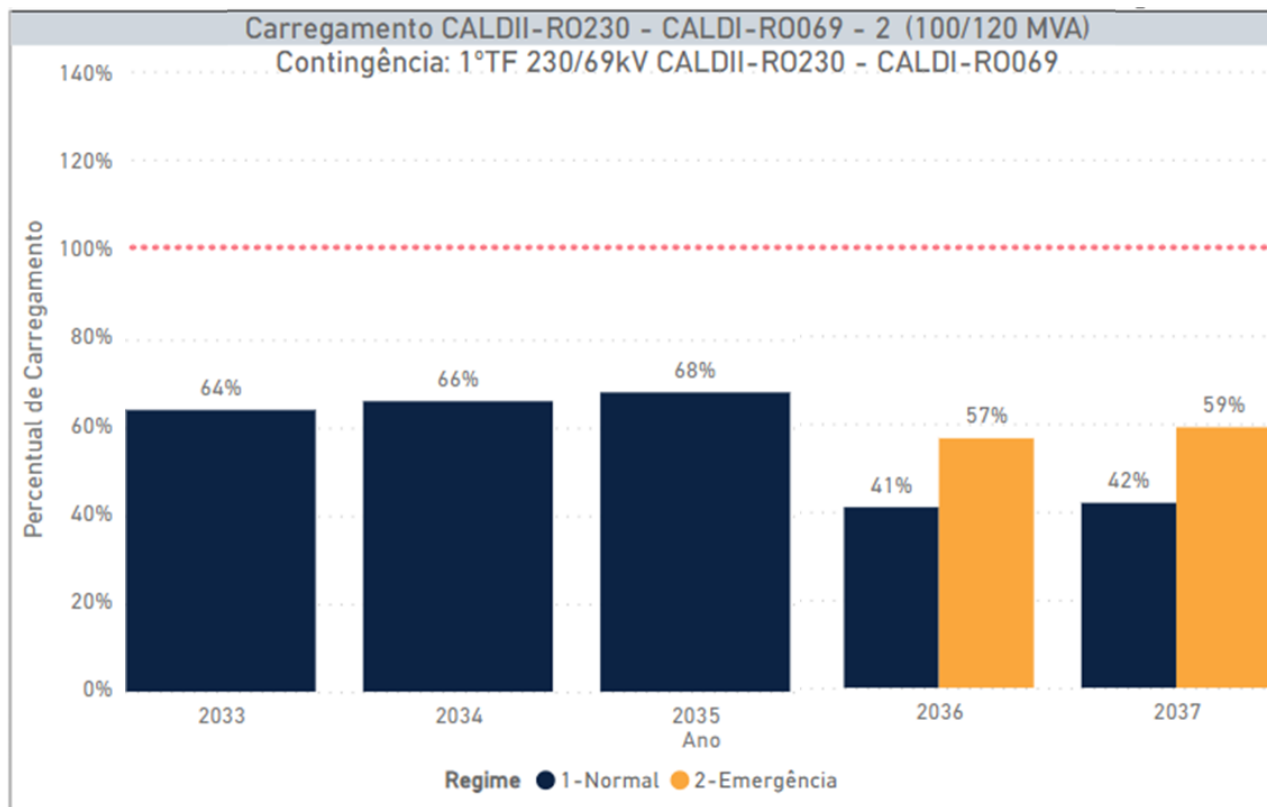


Figura 12-6 - Carregamento da SE 230/69kV Caladinho em regime normal e sob contingência N-1

A expansão da subestação de Caladinho mantém o seu carregamento em regime permanente e sob contingência N-1 abaixo do limite de capacidade nominal e emergencial da subestação ao longo do horizonte.

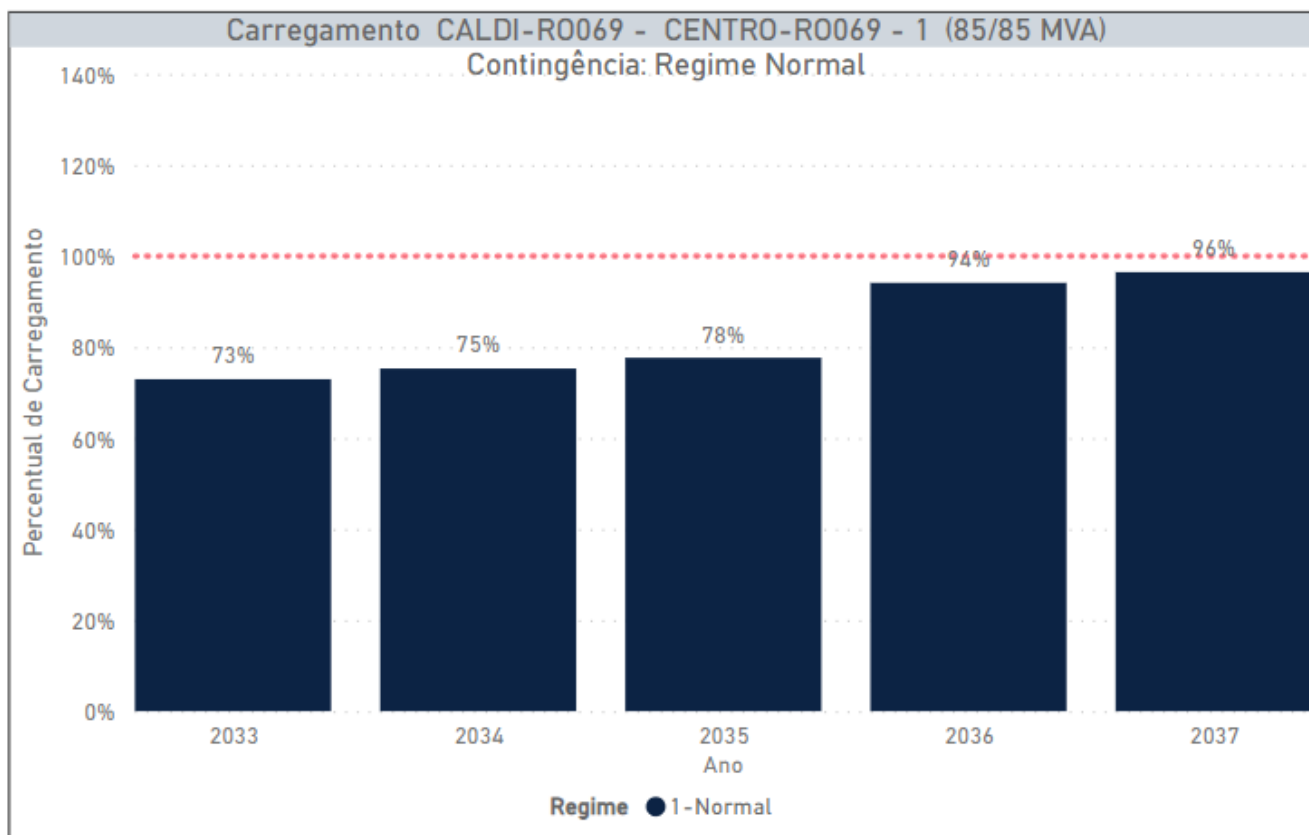


Figura 12-7 - Carregamento da LD 69kV Caladinho – Centro em regime normal

O carregamento abaixo do limite desde a implantação da obra da Linha de Distribuição 69kV de Caladinho – Centro em 2033 se mantém até 2037, podendo justificar a instalação de uma segunda LD no plano de obras da alternativa como obra referencial (após o horizonte simulado).

### 12.3.3. Alternativa 4 - 5º TR 150 MVA em Porto Velho e Nova SE Caladinho 2x100MVA

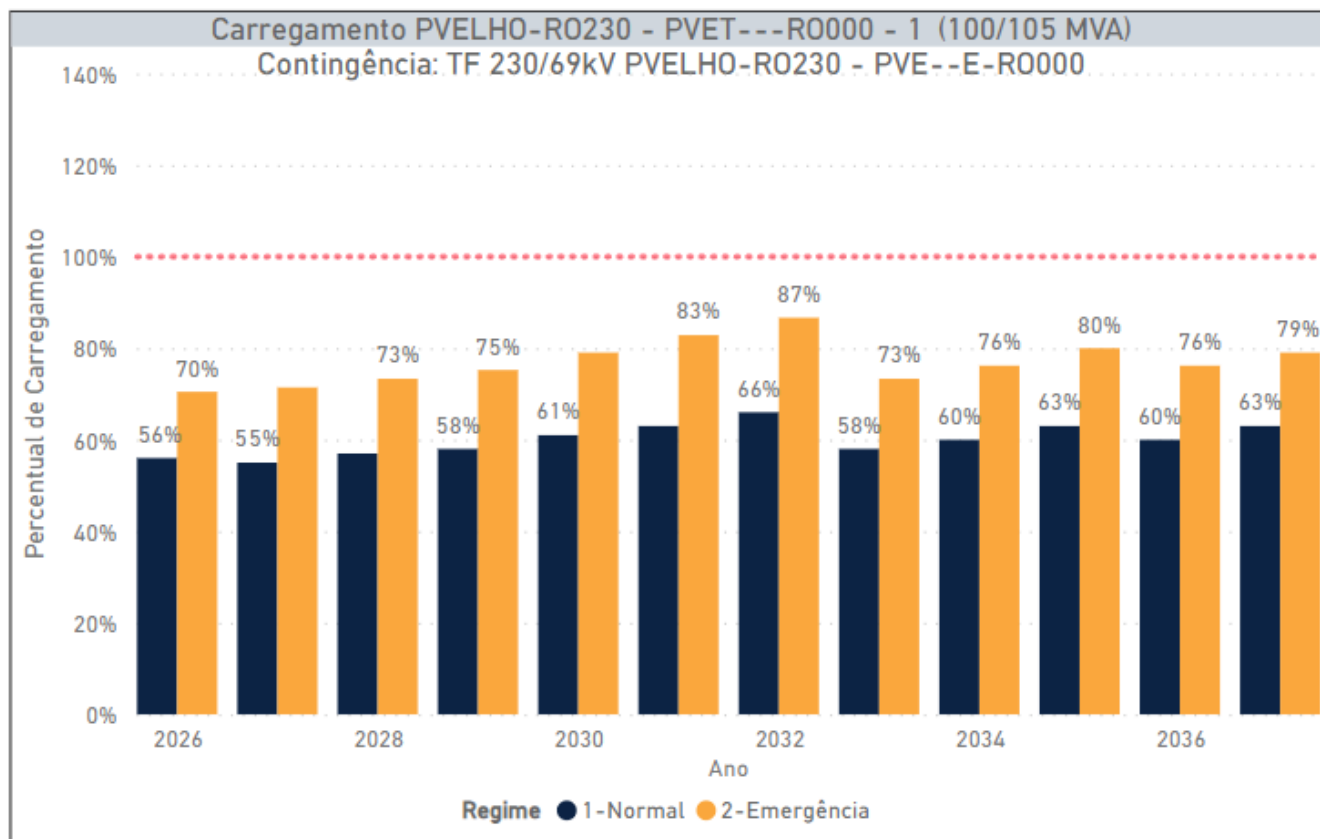


Figura 12-8 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1

Ausência de sobrecarga na SE Porto Velho 230/69kV, em atenção aos transformadores de menor capacidade 100MVA em condição normal ou sob contingência do transformador de maior capacidade (150MVA) a partir de 2027. Há redução no carregamento a partir de 2033 com a entrada em operação da subestação Caladinho 230/69kV.

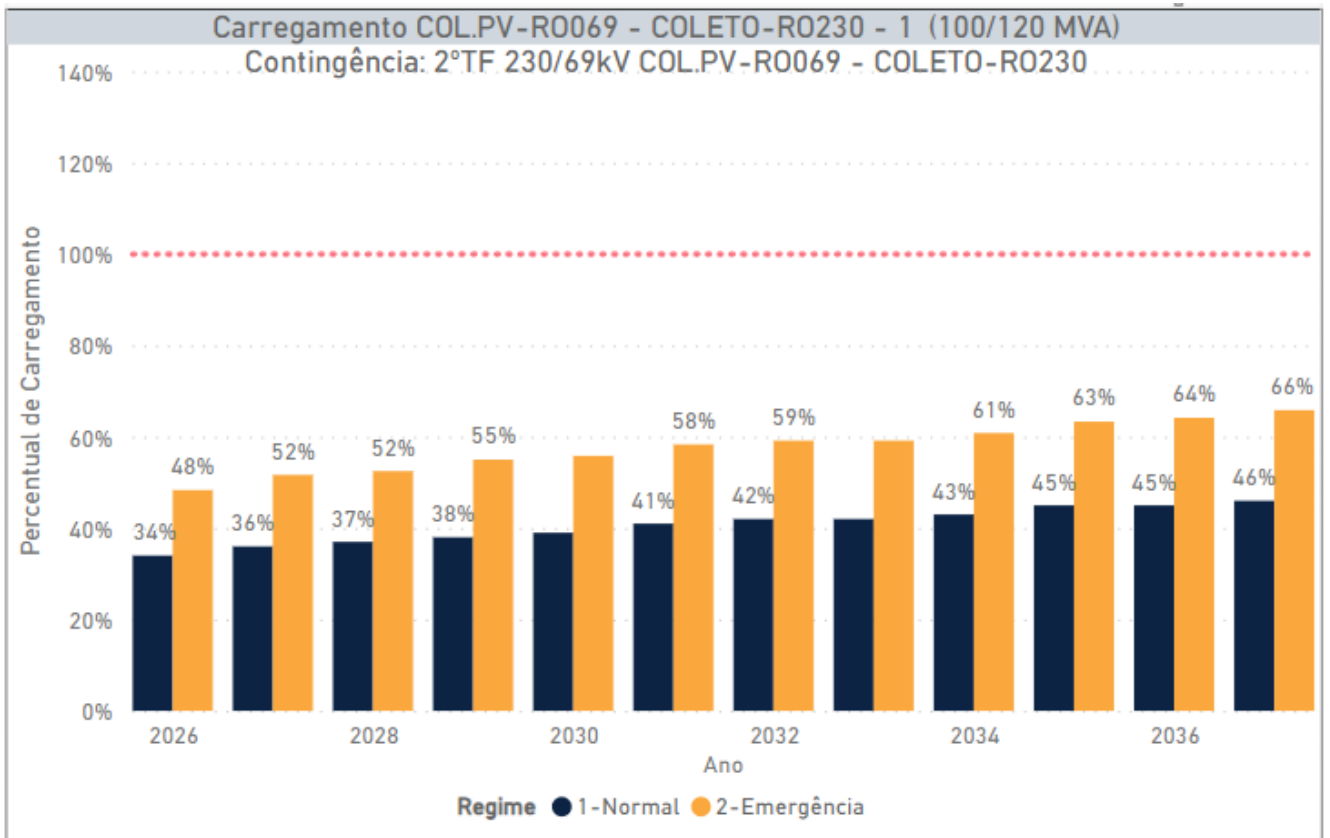


Figura 12-9 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1

Ausência de sobrecarga ou variação abrupta de carregamento ao longo do horizonte na subestação Coletora Porto Velho 230/69kV.

#### 12.3.4. Alternativa 5 - Nova SE Caladinho 3x100MVA

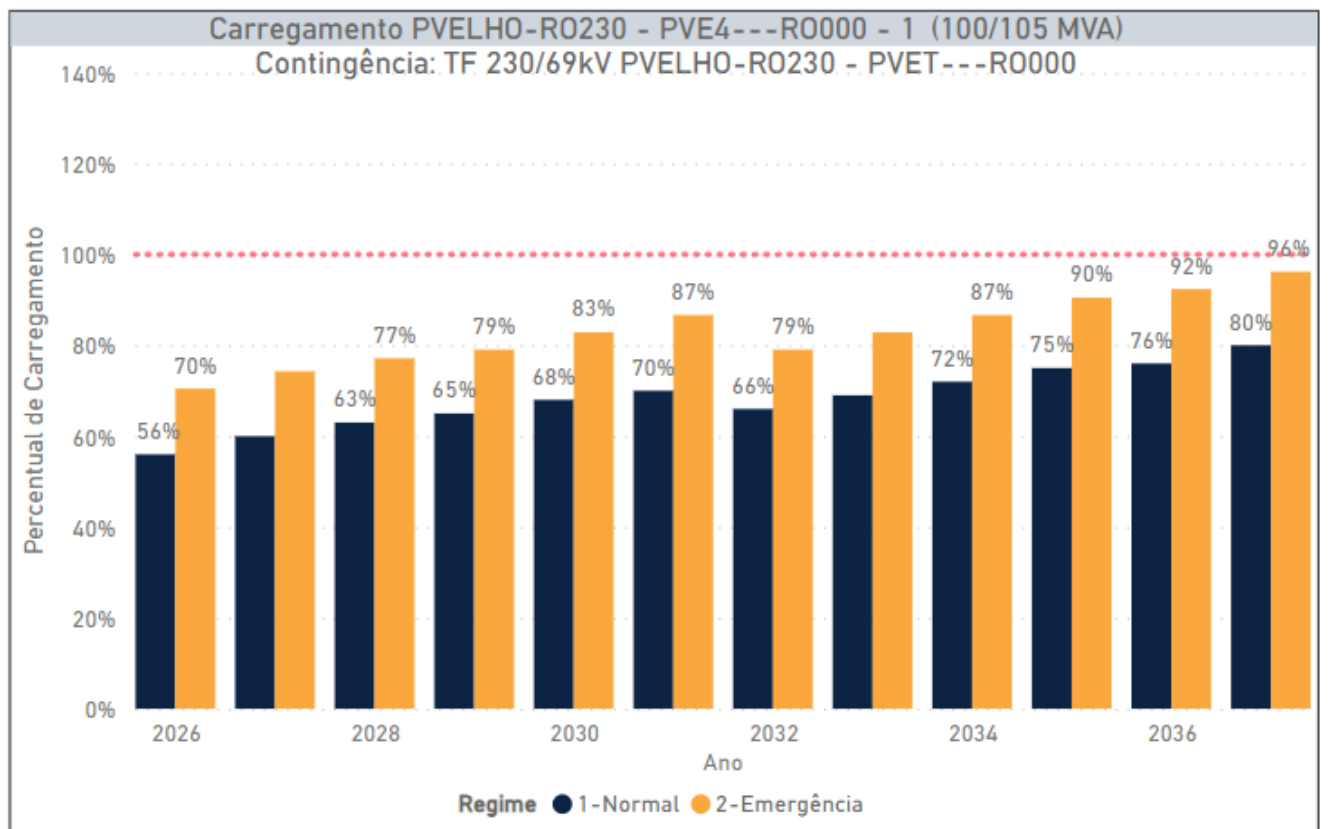


Figura 12-10 – Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1

Nota-se o controle do carregamento na subestação de Porto Velho ao longo do horizonte com a ampliação/readequação da SE Caladinho 230/69kV e entrada da 1ª Linha de distribuição 69kV Caladinho – Centro em 2027. Também houve aumento da capacidade de Caladinho com o 2º transformador (100MVA) e entrada da 2ª Linha de distribuição 69kV Caladinho – Centro em 2032.

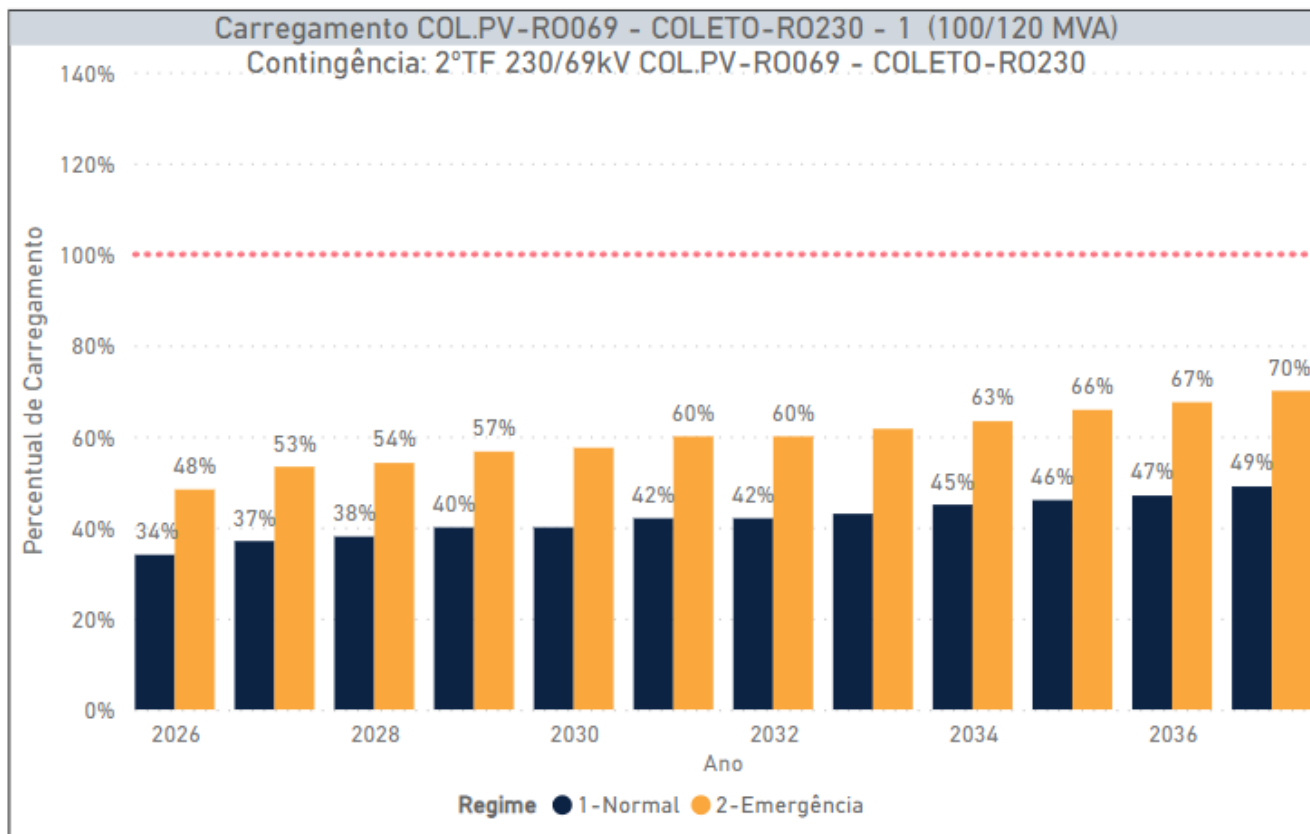


Figura 12-11 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e sob contingência N-1 a partir de 2032

A subestação de Coletora Porto Velho mantém o seu carregamento em regime permanente e sob contingência N-1 abaixo de 70% de sua capacidade.

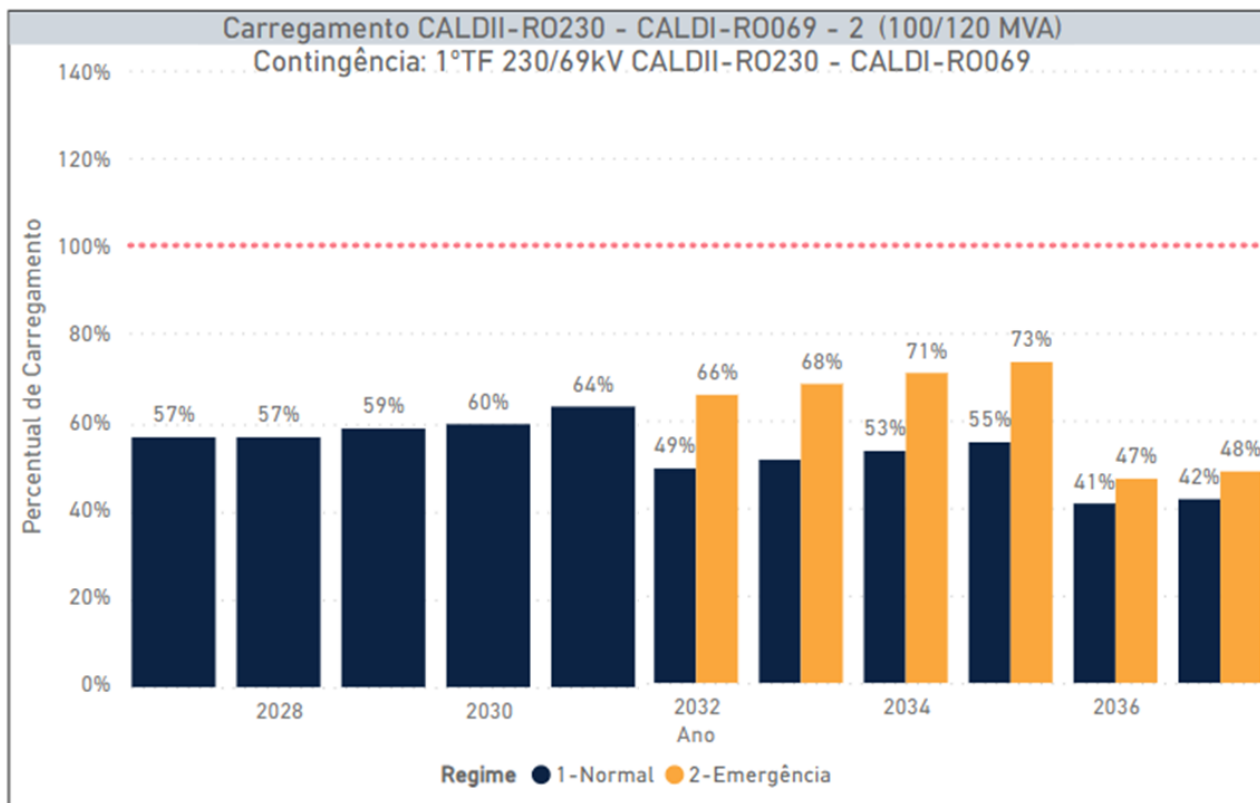


Figura 12-12 - Carregamento da SE 230/69kV Caladinho em regime normal e sob contingência N-1 a partir de 2032

A nova subestação de fronteira de Caladinho 230/69kV mantém o seu carregamento em regime permanente e sob contingência N-1 abaixo de 50% de sua capacidade após a ampliação com o acréscimo do terceiro transformador de 100MVA em 2036.

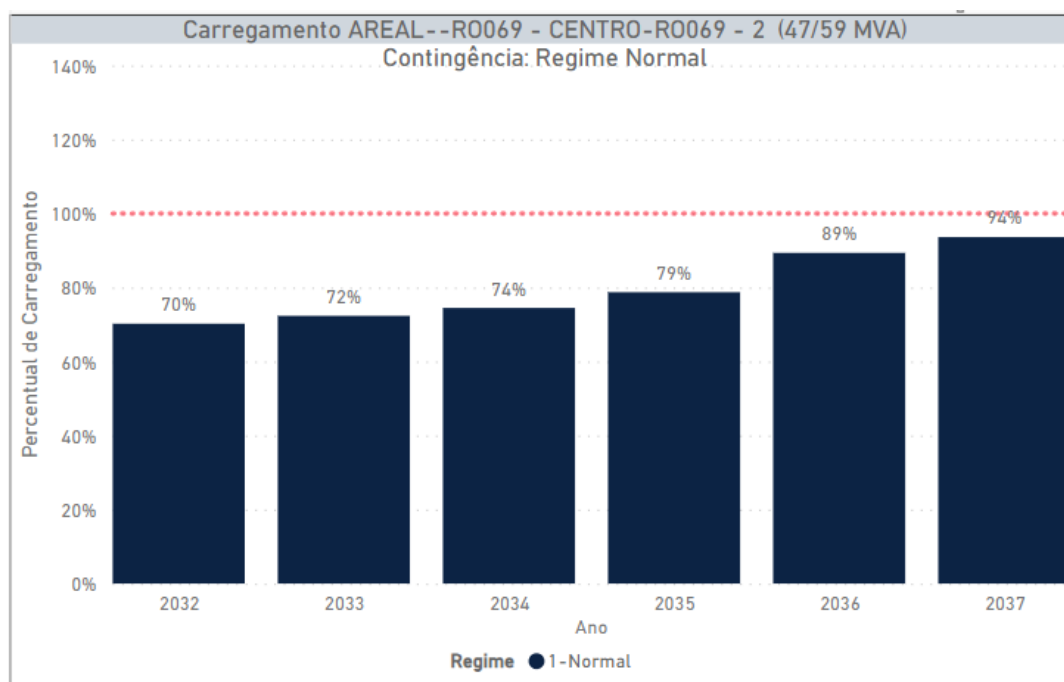


Figura 12-13 - Carregamento da 2ª LD 69kV Areal – Centro em regime normal

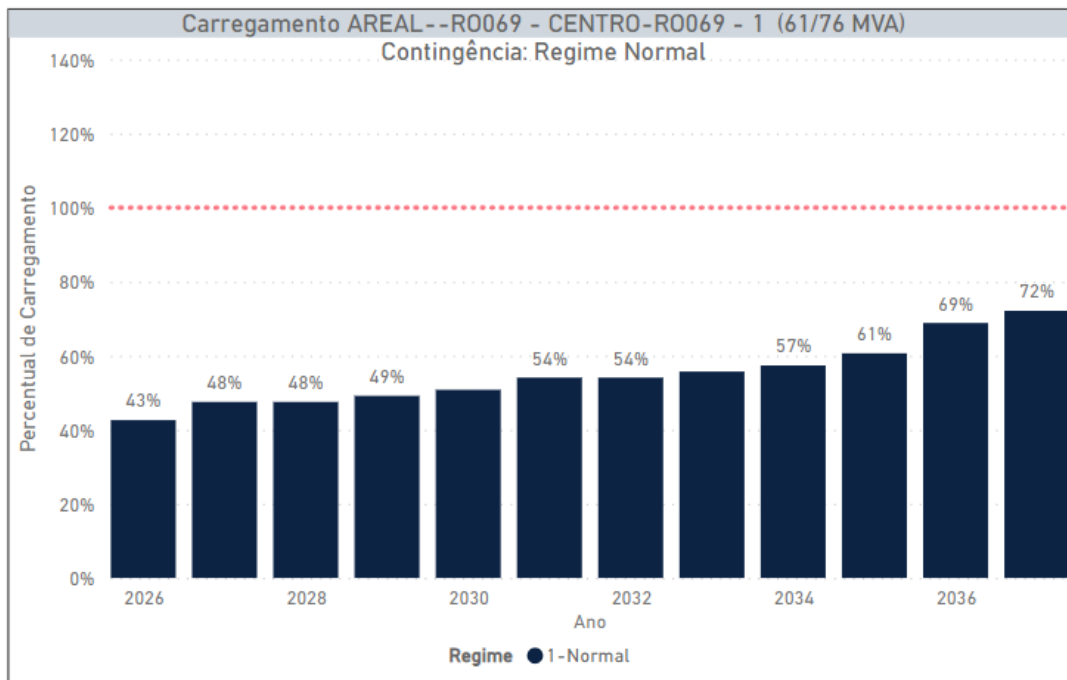


Figura 12-14 – Carregamento da 1ª LD 69kV Areal – Centro em regime normal

O carregamento da LD 69kV Centro – Areal permanece abaixo do limite de carregamento ao longo do horizonte. A Figura 12-13 apresenta o carregamento da 2ª LD quando for implantada e a Figura 12-14 apresenta o carregamento da 1ª linha ao longo do horizonte.

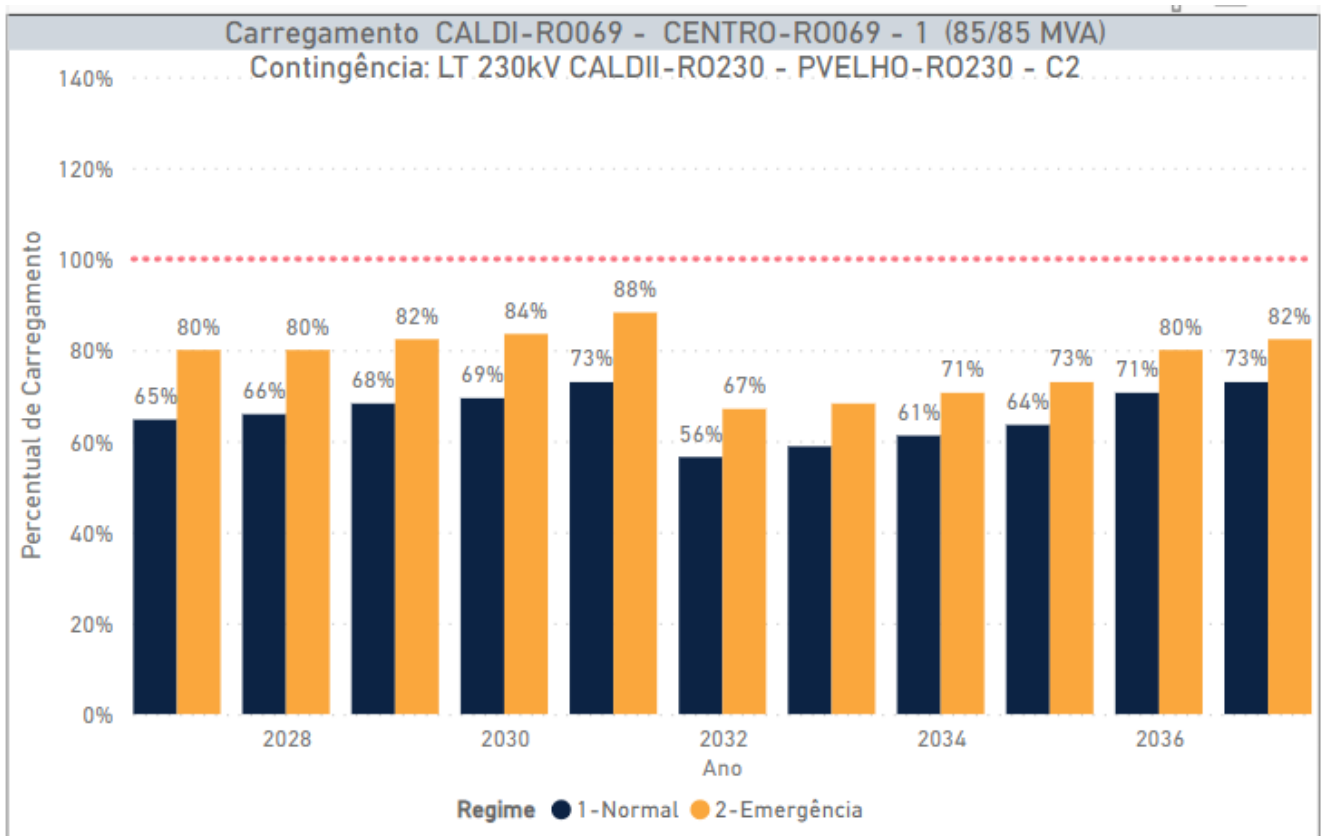


Figura 12-15 - Carregamento da 1ª LD 69kV Caladinho – Centro em regime normal e N-1 da Rede Básica

A LD 69kV Caladinho – Centro mantém o seu carregamento em regime permanente e sob contingência N-1 da RB abaixo do limite de capacidade nominal e emergencial da linha ao longo do horizonte. A instalação da 2ª LD 69kV Caladinho - Centro traz significativa redução do carregamento

a partir de 2032, embora o fluxo pela subestação aumente em função da adição de um 2º transformador neste mesmo ano.

### 12.3.5. Alternativa 6 - Antecipação do final de vida útil dos TR1 e TR3 em Porto Velho e Reforço Coletora

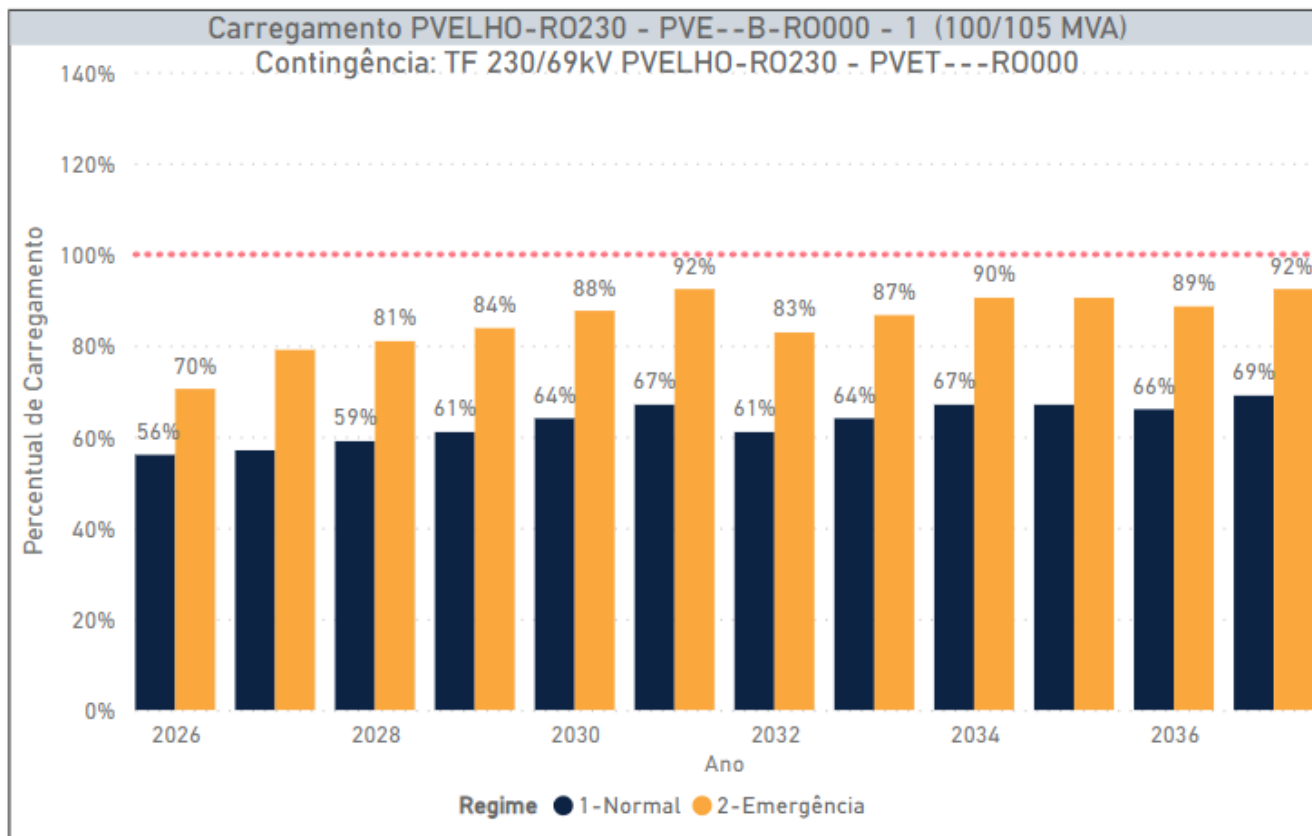


Figura 12-16 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho 100MVA em regime normal e contingência N-1

A antecipação de final de vida útil, e com isso, a substituição dos transformadores a partir de 2027 traz conforto operativo para os transformadores remanescentes de 100MVA ao longo do horizonte de estudo. Soma-se também o 1º circuito 69kV Coletora – Centro a partir de 2032.

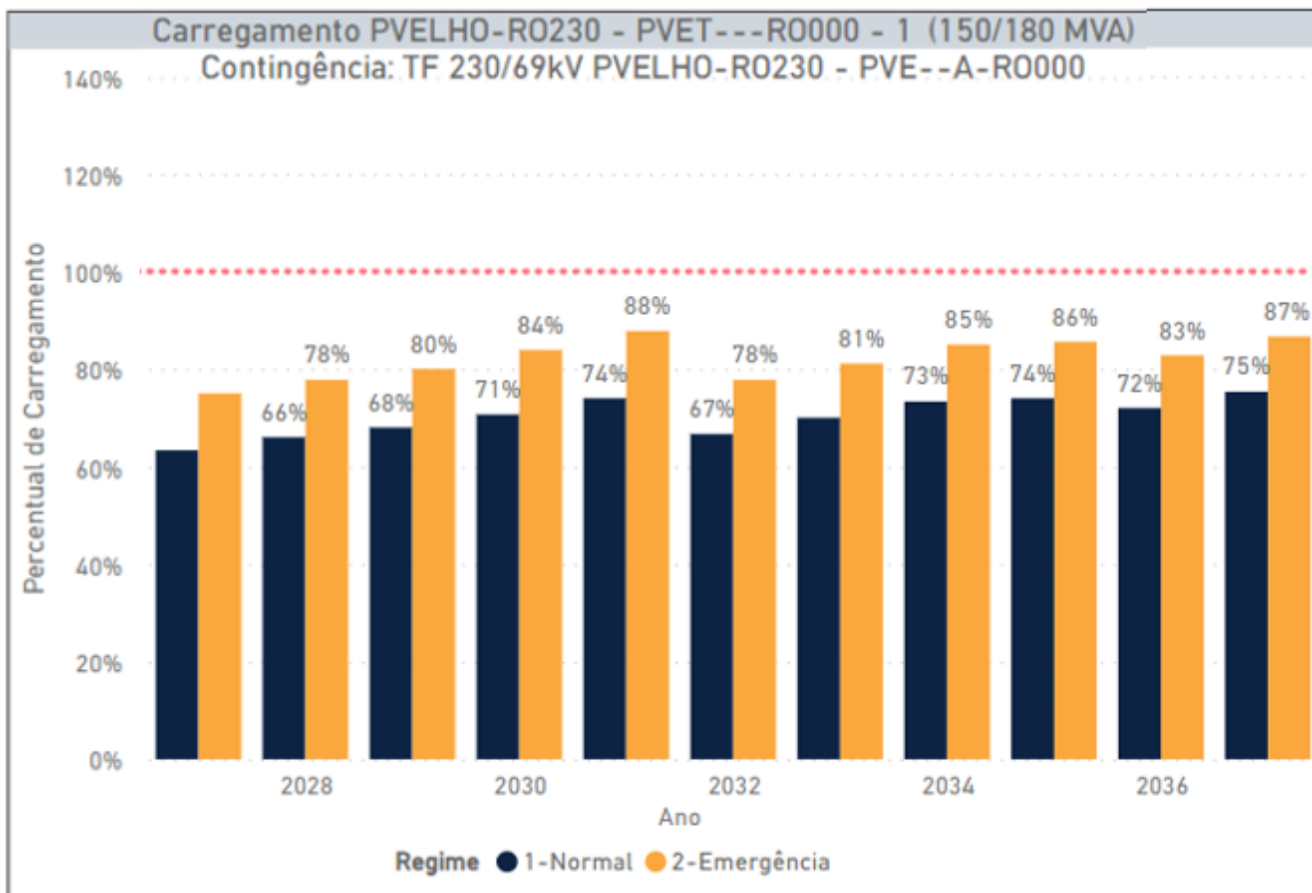


Figura 12-17 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho 150MVA em regime normal e contingência N-1

A antecipação de final de vida útil, e com isso, a substituição dos transformadores a partir de 2027 traz conforto operativo para a SE. Essa modularização de 100MVA para 150MVA não sobrecarrega os novos transformadores conforme ilustra a Figura 12-17.

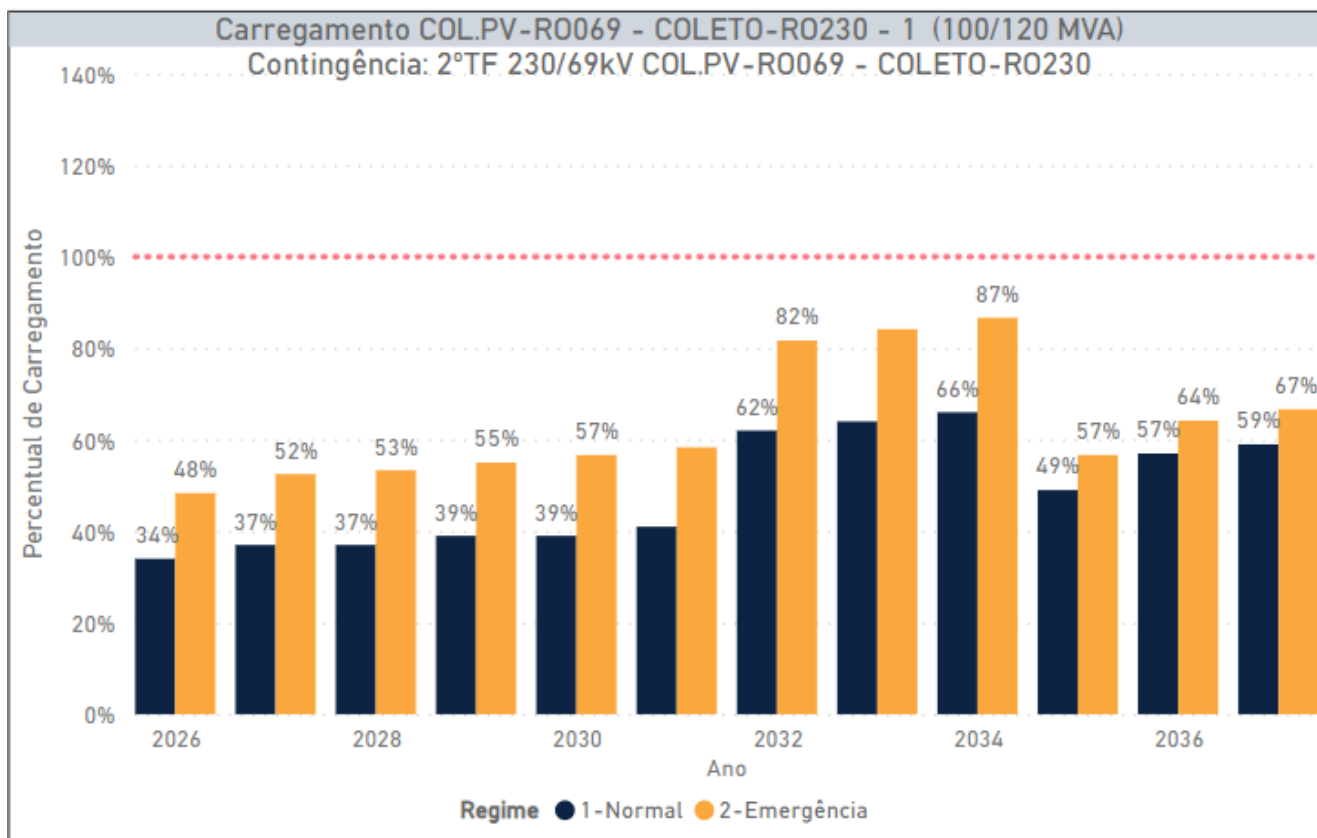


Figura 12-18 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1

O carregamento da SE Coletora Porto Velho 230/69kV fica abaixo dos limites principalmente em função da ampliação da SE com a adição do 3º transformador de 100MVA a partir de 2035.

### 12.3.6. Alternativa 7 - Nova SE Caladinho 2x150MVA

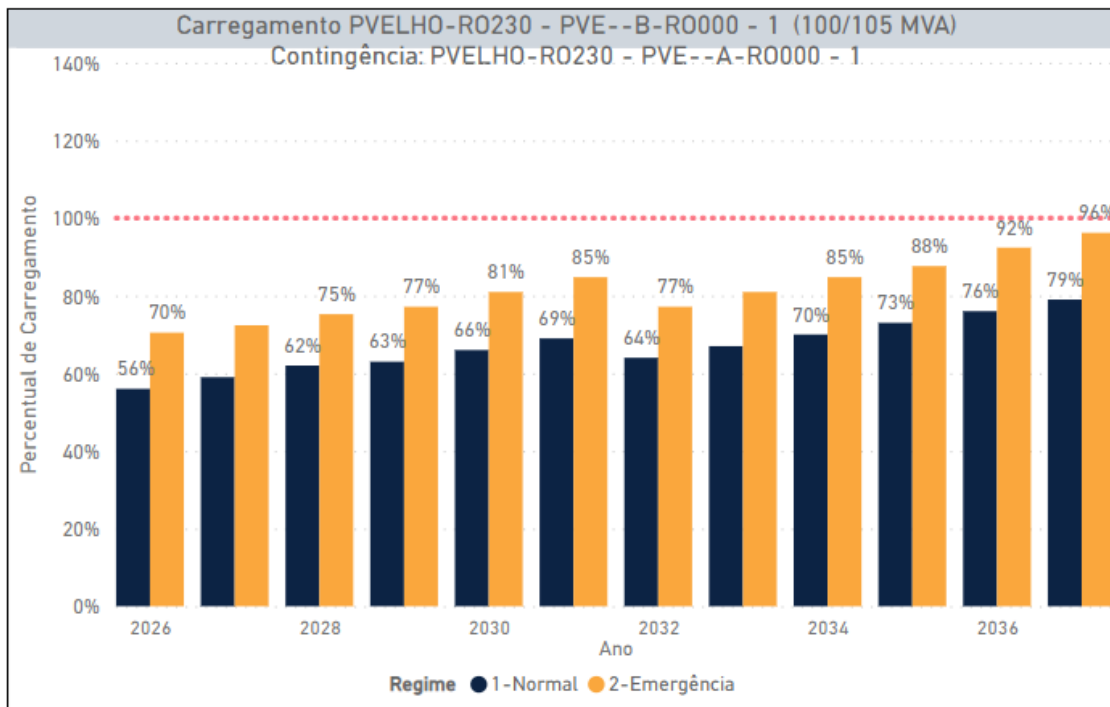


Figura 12-19 - Carregamento da SE 230/69kV Porto Velho em regime normal e contingência N-1

Nota-se o controle do carregamento na subestação de Porto Velho ao longo do horizonte com a ampliação/readequação da SE Caladinho 230/69kV.

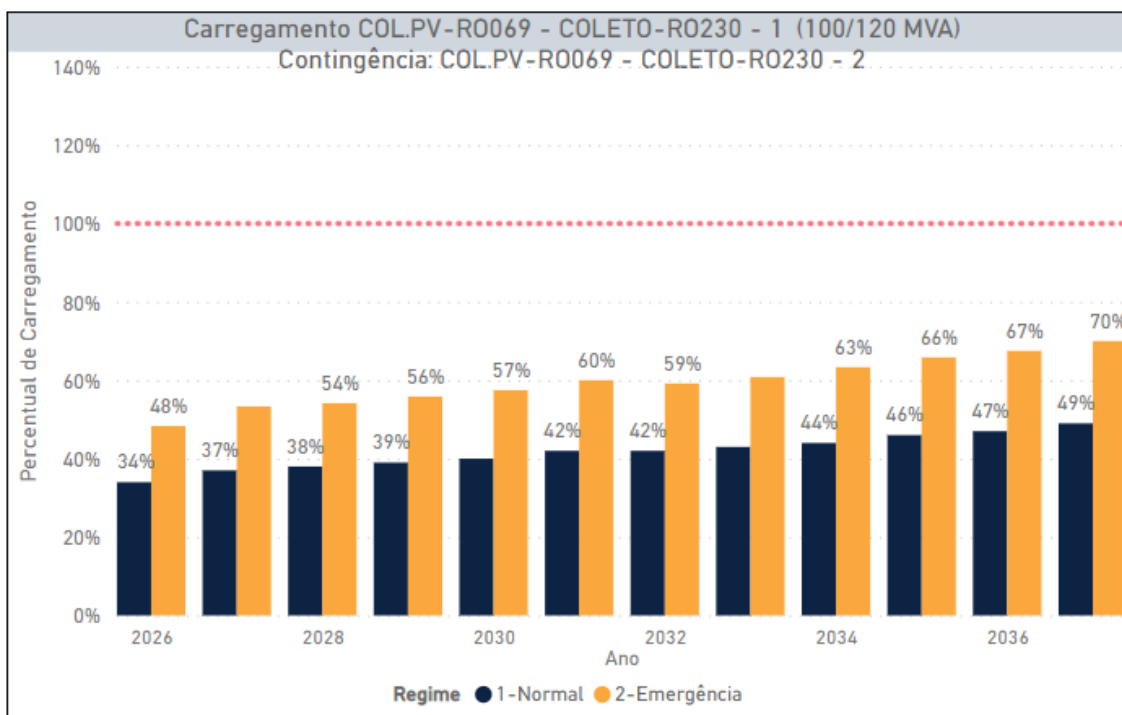


Figura 12-20 - Carregamento da SE 230/69kV Coletora Porto Velho em regime normal e contingência N-1

Nota-se o controle do carregamento na subestação de Coletora Porto Velho ao longo do horizonte.

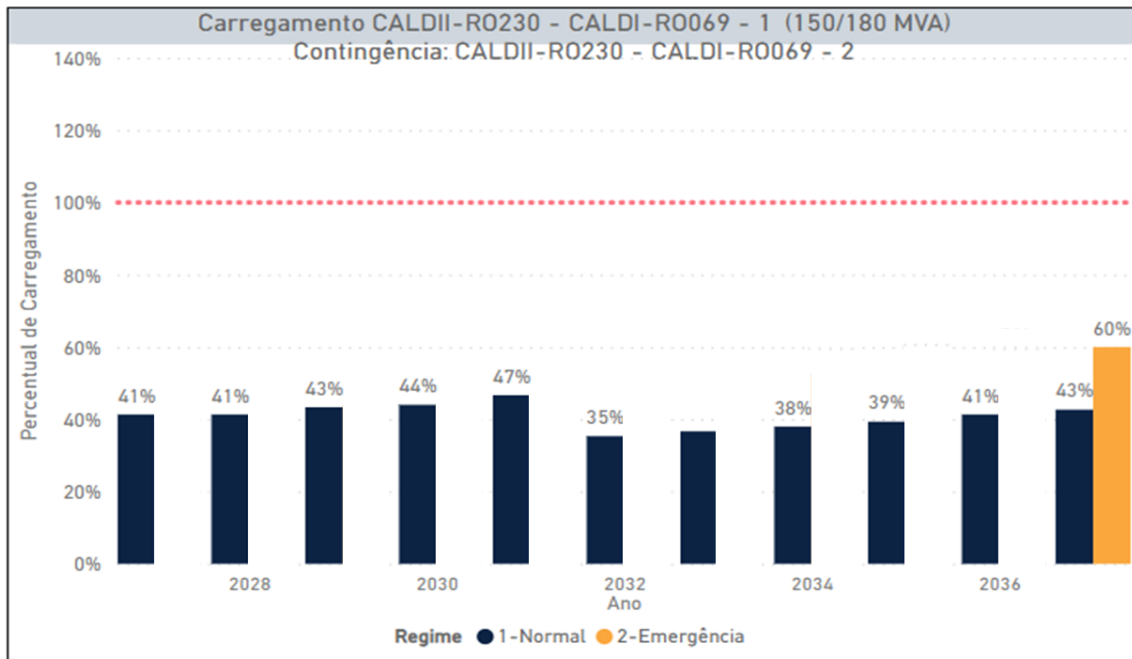


Figura 12-21 - Carregamento da SE 230/69kV Caladinho em regime normal e contingência N-1

Nota-se o controle do carregamento na subestação de Caladinho 230/69kV ao longo do horizonte. A redução do carregamento em 2032 se deve ao segundo circuito 69kV Areal- Centro, em consequência do segundo circuito 69kV Caladinho – Centro no mesmo ano.

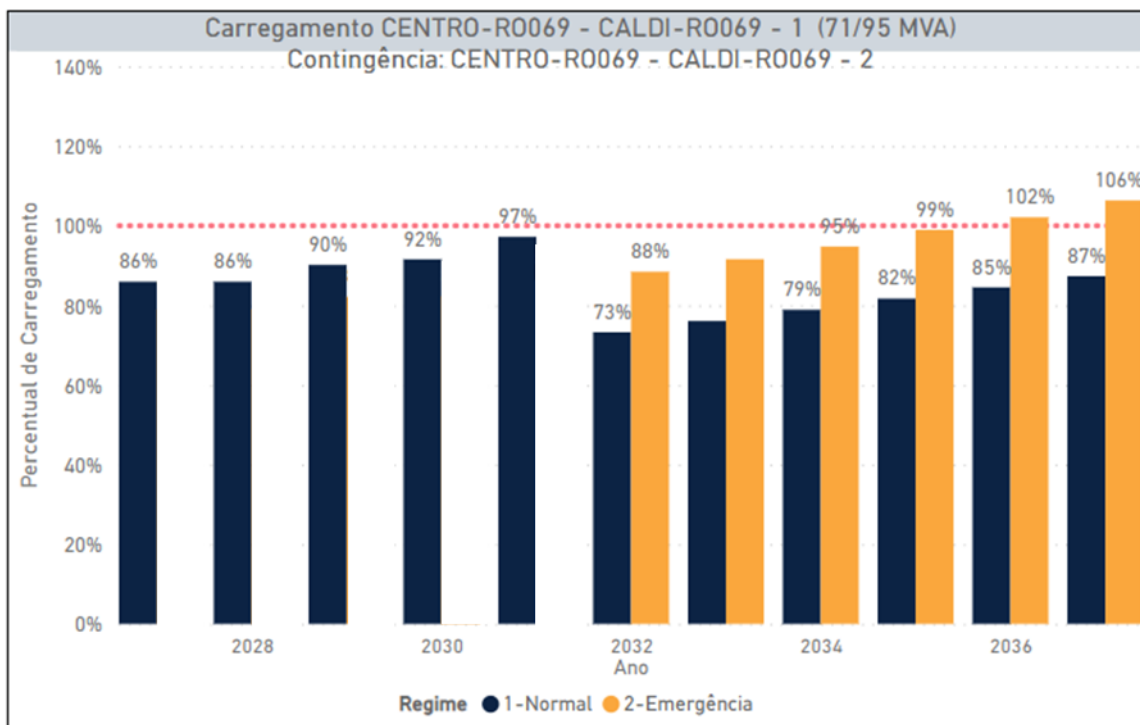


Figura 12-22 - Carregamento da LD 69kV Centro – Caladinho em regime normal e contingência N-1 a partir de 2032

Nota-se o controle do carregamento na LD 69kV Centro – Caladinho ao longo do horizonte para o carregamento normal. Ilustrou-se também, a partir da instalação do segundo circuito, o comportamento do circuito remanescente em contingência N-1 sobrecarregado no final do horizonte.

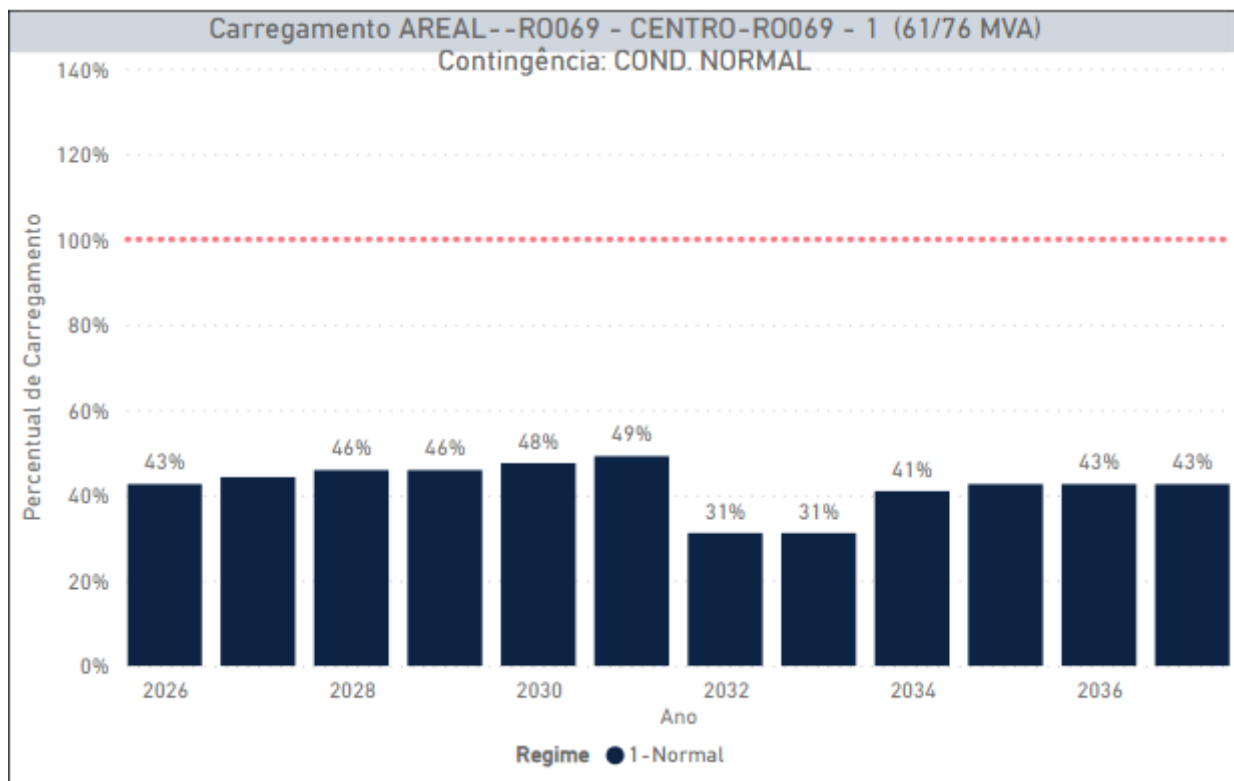


Figura 12-23 - Carregamento da LD 69kV Centro – Caladinho em regime normal e contingência N-1 a partir de 2032

Nota-se o controle do carregamento na LD 69kV Areal - Centro ao longo do horizonte para o carregamento normal.

## 12.4. Plano de Obras das Alternativas

### 12.4.1. Plano de Obras da Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>133.592,38</b>	<b>60.406,59</b>	<b>11.866,67</b>	<b>26.982,13</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO   adição do 5º transformador (Ampliação/Adequação)</b>						<b>28.194,99</b>	<b>20.724,16</b>	<b>2.504,49</b>	<b>14.549,85</b>
5º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	13732,04	13.732,04	10.093,46	1.219,78	7.086,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	6.986,08	844,26	4.904,73
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	831,99	100,54	584,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	2.573,05	310,95	1.806,47
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
<b>SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO   adição do 3º transformador (Ampliação/Adequação)</b>						<b>28.194,99</b>	<b>12.092,35</b>	<b>2.504,49</b>	<b>4.965,58</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2034	1,0	1,0	13732,04	13.732,04	5.889,44	1.219,78	2.418,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	4.076,31	844,26	1.673,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	1.501,35	310,95	616,51
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	485,46	100,54	199,35
MIM - 69 kV		2034	1,0	1,0	325,94	325,94	139,79	28,95	57,40
<b>LT 69 kV COLETORA PORTO VELHO - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>21.120,54</b>	<b>10.565,53</b>	<b>1.876,08</b>	<b>5.393,27</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 20 km		2032	20,0	1,2	538,54	12.925,00	6.465,72	1.148,09	3.300,49
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Coletora Porto Velho	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
MIM - 69 kV	Coletora Porto Velho	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>56.081,86</b>	<b>17.024,55</b>	<b>4.981,61</b>	<b>2.073,42</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.611,30	1.299,35	730,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.780,55	783,49	440,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	1.021,56	287,85	161,82
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	301,73	301,73	95,12	26,80	15,07
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	331,14	93,31	52,45
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2039	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.269,72	1.299,35	351,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2039	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	945,89	287,85	77,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.574,58	783,49	211,75
MIM - 69 kV		2039	1,0	1,0	301,73	301,73	88,07	26,80	7,24
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	306,61	93,31	25,22

#### 12.4.2. Plano de Obras da Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>110.977,11</b>	<b>55.034,94</b>	<b>9.857,81</b>	<b>27.804,40</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO   adição do 5º transformador (Ampliação/Adequação)</b>						<b>30.822,13</b>	<b>22.655,19</b>	<b>2.737,85</b>	<b>15.905,57</b>
5º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	16359,18	16.359,18	12.024,49	1.453,14	8.442,06
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	6.986,08	844,26	4.904,73
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	831,99	100,54	584,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	2.573,05	310,95	1.806,47
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
<b>SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO   adição do 3º transformador (Ampliação/Adequação)</b>						<b>28.194,99</b>	<b>12.092,35</b>	<b>2.504,49</b>	<b>4.965,58</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2034	1,0	1,0	13732,04	13.732,04	5.889,44	1.219,78	2.418,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	4.076,31	844,26	1.673,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	1.501,35	310,95	616,51
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	485,46	100,54	199,35
MIM - 69 kV		2034	1,0	1,0	325,94	325,94	139,79	28,95	57,40
<b>LT 69 kV COLETORA PORTO VELHO - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>21.120,54</b>	<b>10.565,53</b>	<b>1.876,08</b>	<b>5.393,27</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 20 km		2032	20,0	1,2	538,54	12.925,00	6.465,72	1.148,09	3.300,49
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Coletora Porto Velho	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
MIM - 69 kV	Coletora Porto Velho	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>30.839,45</b>	<b>9.721,88</b>	<b>2.739,39</b>	<b>1.539,97</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	17426,34	17.426,34	5.493,51	1.547,94	870,19
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.780,55	783,49	440,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	1.021,56	287,85	161,82
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	301,73	301,73	95,12	26,80	15,07
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	331,14	93,31	52,45

### 12.4.3. Plano de Obras da Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>162.935,40</b>	<b>71.297,08</b>	<b>14.473,13</b>	<b>30.268,72</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO   adição do 5º transformador (Ampliação/Adequação)</b>						<b>28.194,99</b>	<b>20.724,16</b>	<b>2.504,49</b>	<b>14.549,85</b>
5º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	13732,04	13.732,04	10.093,46	1.219,78	7.086,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	6.986,08	844,26	4.904,73
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	831,99	100,54	584,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	2.573,05	310,95	1.806,47
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
<b>SE 230/69 kV CALADINHO   novo pátio 69 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>63.483,51</b>	<b>26.519,39</b>	<b>5.639,08</b>	<b>10.394,77</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	7.449,51	1.428,61	3.445,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	4.322,73	828,98	1.999,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.583,38	303,65	732,26
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	497,39	95,38	230,03
MIM - 69 kV		2033	1,0	1,0	622,35	622,35	288,27	55,28	133,32
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2734,78	2.734,78	1.266,73	242,92	585,82
2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	5.913,66	1.428,61	1.739,84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	3.431,53	828,98	1.009,58
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.256,93	303,65	369,80
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	311,18	311,18	114,42	27,64	33,66
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	394,84	95,38	116,17
<b>LT 69 kV CALADINHO - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>15.175,04</b>	<b>7.028,98</b>	<b>1.347,96</b>	<b>3.250,68</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2033	10,8	1,2	538,54	6.979,50	3.232,86	619,97	1.495,10
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2033	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.747,09	335,04	807,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2033	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.747,09	335,04	807,97
MIM - 69 kV	Centro	2033	1,0	1,0	325,94	325,94	150,97	28,95	69,82
MIM - 69 kV	Caladinho	2033	1,0	1,0	325,94	325,94	150,97	28,95	69,82
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>56.081,86</b>	<b>17.024,55</b>	<b>4.981,61</b>	<b>2.073,42</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.611,30	1.299,35	730,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.780,55	783,49	440,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	1.021,56	287,85	161,82
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	301,73	301,73	95,12	26,80	15,07
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	331,14	93,31	52,45
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2039	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.269,72	1.299,35	351,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2039	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	945,89	287,85	77,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.574,58	783,49	211,75
MIM - 69 kV		2039	1,0	1,0	301,73	301,73	88,07	26,80	7,24
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	306,61	93,31	25,22

#### 12.4.4. Plano de Obras da Alternativa 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>151.441,28</b>	<b>69.729,61</b>	<b>13.452,14</b>	<b>31.977,58</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO   adição do 5º transformador (Ampliação/Adequação)</b>						<b>30.822,13</b>	<b>22.655,19</b>	<b>2.737,85</b>	<b>15.905,57</b>
5º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	16359,18	16.359,18	12.024,49	1.453,14	8.442,06
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	6.986,08	844,26	4.904,73
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	831,99	100,54	584,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	2.573,05	310,95	1.806,47
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
<b>SE 230/69 kV CALADINHO   novo pátio 69 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>63.483,51</b>	<b>26.519,39</b>	<b>5.639,08</b>	<b>10.394,77</b>
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	7.449,51	1.428,61	3.445,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	4.322,73	828,98	1.999,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.583,38	303,65	732,26
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	497,39	95,38	230,03
MIM - 69 kV		2033	1,0	1,0	622,35	622,35	288,27	55,28	133,32
2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	5.913,66	1.428,61	1.739,84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	3.431,53	828,98	1.009,58
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.256,93	303,65	369,80
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	311,18	311,18	114,42	27,64	33,66
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	394,84	95,38	116,17
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2734,78	2.734,78	1.266,73	242,92	585,82
<b>LT 69 kV CALADINHO - CENTRO, C2 (Nova)</b>						<b>26.296,19</b>	<b>10.833,15</b>	<b>2.335,82</b>	<b>4.137,26</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2033	10,8	1,2	538,55	7.124,98	3.300,24	632,89	1.526,26
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2037	10,8	0,5	538,54	2.780,14	946,53	246,95	216,68
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2033	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.747,09	335,04	807,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2033	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.747,09	335,04	807,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2037	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.284,16	335,04	293,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2037	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.284,16	335,04	293,97
MIM - 69 kV	Centro	2033	1,0	1,0	325,94	325,94	150,97	28,95	69,82
MIM - 69 kV	Caladinho	2033	1,0	1,0	325,94	325,94	150,97	28,95	69,82
MIM - 69 kV	Caladinho	2037	1,0	1,0	325,94	325,94	110,97	28,95	25,40
MIM - 69 kV	Centro	2037	1,0	1,0	325,94	325,94	110,97	28,95	25,40
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>30.839,45</b>	<b>9.721,88</b>	<b>2.739,39</b>	<b>1.539,97</b>
3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	17426,34	17.426,34	5.493,51	1.547,94	870,19
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.780,55	783,49	440,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	1.021,56	287,85	161,82
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	301,73	301,73	95,12	26,80	15,07
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	331,14	93,31	52,45

#### 12.4.5. Plano de Obras da Alternativa 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>185.047,84</b>	<b>88.941,01</b>	<b>16.437,32</b>	<b>43.223,78</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>56.081,86</b>	<b>17.024,55</b>	<b>4.981,61</b>	<b>2.073,42</b>
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.611,30	1.299,35	730,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.780,55	783,49	440,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	1.021,56	287,85	161,82
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	301,73	301,73	95,12	26,80	15,07
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	331,14	93,31	52,45
1° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2039	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.269,72	1.299,35	351,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2039	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	945,89	287,85	77,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.574,58	783,49	211,75
MIM - 69 kV		2039	1,0	1,0	301,73	301,73	88,07	26,80	7,24
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	306,61	93,31	25,22
<b>LT 69 kV CALADINHO - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>26.296,19</b>	<b>16.751,61</b>	<b>2.335,82</b>	<b>10.708,77</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2027	10,8	1,2	538,55	7.124,98	5.237,07	632,89	3.676,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2027	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	2.772,41	335,04	1.946,43
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2027	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	2.772,41	335,04	1.946,43
MIM - 69 kV	Centro	2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
MIM - 69 kV	Caladinho	2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2032	10,8	0,5	538,54	2.780,14	1.390,76	246,95	709,93
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Caladinho	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
<b>SE 230/69 kV CALADINHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>93.702,29</b>	<b>50.678,87</b>	<b>8.323,33</b>	<b>28.151,69</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	11.821,43	1.428,61	8.299,50
2° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	8.045,47	1.428,61	4.106,88
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	5.913,66	1.428,61	1.739,84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	6.859,64	828,98	4.815,96
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	2.512,62	303,65	1.764,04
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	4.668,55	828,98	2.383,11
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.710,05	303,65	872,91
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	3.431,53	828,98	1.009,58
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.256,93	303,65	369,80
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	2734,78	2.734,78	2.010,14	242,92	1.411,27
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	622,35	622,35	457,45	55,28	321,16
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	789,29	95,38	554,14
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	311,18	311,18	155,67	27,64	79,46
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	537,18	95,38	274,21
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	311,18	311,18	114,42	27,64	33,66
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	394,84	95,38	116,17

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
<b>LT 69 kV CENTRO - AREAL, C1 (Nova)</b>						<b>8.967,50</b>	<b>4.485,98</b>	<b>796,56</b>	<b>2.289,91</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 3 km		2032	3,0	0,5	514,64	771,96	386,17	68,57	197,13
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Areal	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Areal	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23

#### 12.4.6. Plano de Obras da Alternativa 6

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>127.312,11</b>	<b>74.127,06</b>	<b>11.308,81</b>	<b>44.101,21</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>64.383,24</b>	<b>47.323,60</b>	<b>5.719,00</b>	<b>33.224,58</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	17426,34	34.852,68	25.617,76	3.095,87	17.985,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	8820,38	17.640,76	12.966,49	1.566,98	9.103,41
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	3240,56	6.481,12	4.763,82	575,70	3.344,54
MIM - 69 kV		2027	2,0	1,0	603,46	1.206,92	887,12	107,21	622,82
MIM - 230 kV		2027	2,0	1,0	2100,88	4.201,76	3.088,42	373,23	2.168,29
<b>SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>28.194,99</b>	<b>11.196,62</b>	<b>2.504,49</b>	<b>3.971,02</b>
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2035	1,0	1,0	13732,04	13.732,04	5.453,18	1.219,78	1.934,04
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2035	1,0	1,0	9504,49	9.504,49	3.774,36	844,26	1.338,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1,0	1,0	3500,61	3.500,61	1.390,14	310,95	493,03
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	325,94	325,94	129,44	28,95	45,91
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	449,50	100,54	159,42
<b>LT 69 kV COLETORA - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>34.733,88</b>	<b>15.606,83</b>	<b>3.085,32</b>	<b>6.905,61</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 20 km		2032	20,0	1,2	538,55	13.194,40	6.600,48	1.172,02	3.369,28
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Coletora	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 20 km		2036	20,0	0,5	538,54	5.148,40	1.893,06	457,32	556,95
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Coletora	2036	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.386,89	335,04	408,03
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2036	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.386,89	335,04	408,03
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Coletora	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Coletora	2036	1,0	1,0	325,94	325,94	119,85	28,95	35,26
MIM - 69 kV	Centro	2036	1,0	1,0	325,94	325,94	119,85	28,95	35,26

### 12.4.7. Plano de Obras da Alternativa 7

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>154.916,69</b>	<b>73.065,44</b>	<b>13.760,85</b>	<b>34.638,55</b>
<b>SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>56.081,86</b>	<b>17.024,55</b>	<b>4.981,61</b>	<b>2.073,42</b>
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.611,30	1.299,35	730,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.780,55	783,49	440,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	1.021,56	287,85	161,82
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	301,73	301,73	95,12	26,80	15,07
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	331,14	93,31	52,45
1° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2039	1,0	1,0	14627,82	14.627,82	4.269,72	1.299,35	351,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2039	1,0	1,0	3240,56	3.240,56	945,89	287,85	77,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	8820,38	8.820,38	2.574,58	783,49	211,75
MIM - 69 kV		2039	1,0	1,0	301,73	301,73	88,07	26,80	7,24
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1050,44	1.050,44	306,61	93,31	25,22
<b>LT 69 kV CALADINHO - CENTRO, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>26.296,19</b>	<b>16.751,61</b>	<b>2.335,82</b>	<b>10.708,77</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2027	10,8	1,2	538,55	7.124,98	5.237,07	632,89	3.676,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2027	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	2.772,41	335,04	1.946,43
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2027	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	2.772,41	335,04	1.946,43
MIM - 69 kV	Centro	2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
MIM - 69 kV	Caladinho	2027	1,0	1,0	325,94	325,94	239,58	28,95	168,20
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 10,8 km		2032	10,8	0,5	538,54	2.780,14	1.390,76	246,95	709,93
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Caladinho	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Caladinho	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
<b>SE 230/69 kV CALADINHO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>63.571,14</b>	<b>34.803,30</b>	<b>5.646,86</b>	<b>19.566,45</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	11.821,43	1.428,61	8.299,50
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	6.859,64	828,98	4.815,96
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	2.512,62	303,65	1.764,04
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	2734,78	2.734,78	2.010,14	242,92	1.411,27
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	651,89	651,89	479,16	57,91	336,40
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	1131,91	1.131,91	831,99	100,54	584,12
2° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	16082,93	16.082,93	5.475,61	1.428,61	1.253,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	9332,46	9.332,46	3.177,34	828,98	727,35
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	3418,39	3.418,39	1.163,83	303,65	266,42
MIM - 69 kV		2037	1,0	1,0	311,18	311,18	105,94	27,64	24,25
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	1073,82	1.073,82	365,59	95,38	83,69
<b>LT 69 kV CENTRO - AREAL, C1 (Nova)</b>						<b>8.967,50</b>	<b>4.485,98</b>	<b>796,56</b>	<b>2.289,91</b>
Circuito Simples 69 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 3 km		2032	3,0	0,5	514,64	771,96	386,17	68,57	197,13
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Centro	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Areal	2032	1,0	1,0	3771,83	3.771,83	1.886,85	335,04	963,16
MIM - 69 kV	Centro	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23
MIM - 69 kV	Areal	2032	1,0	1,0	325,94	325,94	163,05	28,95	83,23

