

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**LUCAS AMORIM BRUSCO**

**MATEUS AFONSO DA COSTA SILVA**

**RAQUEL PEREIRA DOS SANTOS**

**ESTUDO DA EFICIÊNCIA DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE  
SUBESTAÇÕES COMO PARÂMETRO PARA INCREMENTO DE POTÊNCIA DE  
TRANSFORMADORES**

**CURITIBA**

**2022**

**LUCAS AMORIM BRUSCO  
MATEUS AFONSO DA COSTA SILVA  
RAQUEL PEREIRA DOS SANTOS**

**ESTUDO DA EFICIÊNCIA DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE  
SUBESTAÇÕES COMO PARÂMETRO PARA INCREMENTO DE POTÊNCIA DE  
TRANSFORMADORES**

**STUDY OF THE EFFICIENCY OF THE SUBSTATION EFFECTIVENESS INDEX  
AS A PARAMETER TO INCREASE THE POWER OF TRANSFORMERS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), campus Curitiba, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen

**CURITIBA**

**2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**LUCAS AMORIM BRUSCO  
MATEUS AFONSO DA COSTA SILVA  
RAQUEL PEREIRA DOS SANTOS**

**ESTUDO DA EFICIÊNCIA DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE  
SUBESTAÇÕES COMO PARÂMETRO PARA INCREMENTO DE POTÊNCIA DE  
TRANSFORMADORES**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), campus Curitiba, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Data de aprovação: 06/dezembro/2022

---

Paulo Cícero Fritzen  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Nastasha Salame da Silva  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Carlos Henrique Mariano  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**CURITIBA  
2022**

## RESUMO

O Plano Decenal de Energia 2031 aponta um crescimento médio anual de 3,5% do consumo de energia pelos usuários, com isso, é necessário a contante reavaliação dos equipamentos presentes nas subestações em atividade. A expansão da infraestrutura das concessionárias de energia elétrica deve ocorrer de acordo com o crescimento de demanda de cada subestação e, também, estar alinhada com as normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Neste trabalho, foi analisada a expansão de subestações dentro do horizonte de 2022 a 2042, através de comparação do índice de aproveitamento de subestações (IAS) com a vida útil de transformadores, através de dois cenários, um deles prevê a expansão da subestação baseado no cálculo realizado através da fórmula do IAS introduzida pela regulação normativa 1003/2022 e o outro cenário prevê a expansão com um transformador que atenderá até o final da sua vida útil. Neste trabalho, também são adotadas duas hipóteses para aquisição desses equipamentos, uma delas prevê a expansão através de um transformador enquanto que a outra divide a potência total em dois equipamentos iguais. Espera-se que o método da vida útil tenha um custo total inferior e menor necessidade de intervenção durante o período de análise ao passo que o método do IAS deve possuir um custo total maior tanto de equipamentos, quanto de mão de obra. Através de simulações, foi visto que apesar do maior custo pelo método do IAS, os ativos ainda mantinham valor durante sua substituição, portanto ao final da análise este método apresentou maior valor agregado validando o uso do IAS como parâmetro para expansão de subestações.

**Palavras-chave:** subestação; expansão; índice de aproveitamento de subestações; transformador.

## ABSTRACT

The 2031 Ten-Year Energy Plan points to an average annual growth of 3.5% in energy consumption by users, therefore, it is necessary to constantly reassess the equipment present in active substations. The expansion of the electricity companies' infrastructure must take place in accordance with the growth in demand at each substation and also be in line with the rules of the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). In this work, the expansion of substations was analyzed within the horizon of 2022 to 2042, by comparing the substation utilization index (IAS) with the useful life of transformers, through two scenarios, one of which foresees the expansion of the substation based on the calculation performed using the IAS formula introduced by normative regulation 1003/2022 and the other scenario provides for expansion with a transformer that will serve until the end of its useful life. In this work, two hypotheses are also adopted for the acquisition of this equipment, one of them foresees the expansion through a transformer while the other divides the total power in two equal equipments. It is expected that the useful life method has a lower total cost and less need for intervention during the analysis period, while the IAS method should have a higher total cost of both equipment and labor. Through simulations, it was seen that despite the higher cost by the IAS method, the assets still maintained value during their replacement, so at the end of the analysis this method presented greater added value, validating the use of IAS as a parameter for substation expansion.

**Keywords:** substation; expansion; substation effectiveness index; transformer.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1 – Subestações existentes e expansões planejadas no Brasil . . . . .</b>	<b>14</b>
<b>Figura 2 – Subestação de Santa Amélia, COPEL . . . . .</b>	<b>15</b>
<b>Figura 3 – Seccionadora da WEG . . . . .</b>	<b>16</b>
<b>Figura 4 – Disjuntor GVO . . . . .</b>	<b>17</b>
<b>Figura 5 – Disjuntor PVO . . . . .</b>	<b>18</b>
<b>Figura 6 – Disjuntor isolado a gás SF6 . . . . .</b>	<b>18</b>
<b>Figura 7 – Sistema de funcionamento relé microprocessado . . . . .</b>	<b>19</b>
<b>Figura 8 – Sistema de refrigeração e isolamento de um transformador . . . . .</b>	<b>20</b>
<b>Figura 9 – Componentes de um transformador . . . . .</b>	<b>21</b>
<b>Figura 10 – Transformador de corrente . . . . .</b>	<b>23</b>
<b>Figura 11 – Transformadores de potencial . . . . .</b>	<b>23</b>

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1 – Crescimento da demanda ao longo do tempo . . . . .</b>	<b>27</b>
<b>Gráfico 2 – Demanda na Subestação A . . . . .</b>	<b>32</b>
<b>Gráfico 3 – Taxa de crescimento de demanda na Subestação A . . . . .</b>	<b>32</b>
<b>Gráfico 4 – Demanda na Subestação B . . . . .</b>	<b>35</b>
<b>Gráfico 5 – Taxa de crescimento de demanda na Subestação B . . . . .</b>	<b>35</b>
<b>Gráfico 6 – Taxa de crescimento de demanda na Subestação C . . . . .</b>	<b>39</b>
<b>Gráfico 7 – Demanda na Subestação C . . . . .</b>	<b>40</b>
<b>Gráfico 8 – Taxa de crescimento de demanda na subestação D . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>Gráfico 9 – Demanda na subestação D . . . . .</b>	<b>42</b>

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Planilha base da demanda da subestação . . . . .	30
Quadro 2 – Dados da Subestação A . . . . .	31
Quadro 3 – Equipamentos Sugeridos na Subestação A . . . . .	33
Quadro 4 – Venda do equipamento atual para cada cenário na subestação A . . .	33
Quadro 5 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação A	34
Quadro 6 – Dados da Subestação B . . . . .	34
Quadro 7 – Equipamentos Sugeridos na subestação B . . . . .	36
Quadro 8 – Venda do equipamento atual para cada cenário na subestação B . . .	36
Quadro 9 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação B	37
Quadro 10 – Dados da Subestação C . . . . .	38
Quadro 11 – Equipamentos Sugeridos na subestação C . . . . .	38
Quadro 12 – Dados da Subestação C após a primeira expansão . . . . .	38
Quadro 13 – Equipamentos Sugeridos na subestação C ao final do período de análise	39
Quadro 14 – Dados da Subestação C ao final do período de análise . . . . .	39
Quadro 15 – Venda do equipamento atual para cada cenário na Subestação C . . .	40
Quadro 16 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação C	41
Quadro 17 – Dados da subestação D . . . . .	41
Quadro 18 – Equipamentos Sugeridos na Subestação D . . . . .	43
Quadro 19 – Dados da Subestação D após a primeira expansão pela Hipótese 1 . .	43
Quadro 20 – Dados da Subestação D após a primeira expansão pela Hipótese 2 . .	43
Quadro 21 – Equipamentos Sugeridos na subestação D ao final do período de análise	43
Quadro 22 – Dados da Subestação D ao final do período de análise da Hipótese 1 .	44
Quadro 23 – Dados da Subestação D ao final do período de análise da Hipótese 2 .	44
Quadro 24 – Venda do equipamento atual para cada cenário na subestação D . . .	44
Quadro 25 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação D	45
Quadro 26 – Comparativo geral entre os investimentos para cada cenário . . . . .	46
Quadro 27 – Comparativo geral entre os investimentos para cada cenário . . . . .	53



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### Siglas

AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAR	Base de Anuidade Regulatória
BRR	Base de Remuneração Regulatória
IAS	Índice de Aproveitamento de Subestações
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEDs	Dispositivos Eletrônicos
NBR	Normas Brasileiras
Proret	Procedimentos de Regulação Tarifária
SE	Subestação
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VMU	Valor de Mercado em Uso
VNR	Valor Novo de Reposição
TC	Transformador de Corrente
MT	Média Tensão
TP	Transformador de Potência
PTI	Potência Total Instalada

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
<b>1.1</b>	<b>Delimitação do Tema</b>	<b>10</b>
<b>1.2</b>	<b>Problemas e Premissas</b>	<b>11</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b>	<b>11</b>
1.3.1	Objetivo geral	11
1.3.2	Objetivos específicos	11
<b>1.4</b>	<b>Justificativa</b>	<b>12</b>
<b>1.5</b>	<b>Metodologia de Pesquisa</b>	<b>12</b>
<b>1.6</b>	<b>Estrutura do trabalho</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>14</b>
<b>2.1</b>	<b>SUBESTAÇÕES</b>	<b>14</b>
2.1.1	Chaves seccionadoras	15
2.1.2	Disjuntores	16
2.1.3	Equipamentos de proteção e controle	19
2.1.4	Transformadores	20
2.1.4.1	Transformador de Potência	20
2.1.4.2	Transformadores de Corrente	22
2.1.4.3	Transformadores de Potencial	23
<b>2.2</b>	<b>ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES</b>	<b>24</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IAS EM SUBESTAÇÕES</b>	<b>26</b>
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>28</b>
<b>4.1</b>	<b>CENÁRIO 1</b>	<b>28</b>
<b>4.2</b>	<b>CENÁRIO 2</b>	<b>28</b>
<b>4.3</b>	<b>PRESSUPOSTO 1</b>	<b>28</b>
<b>4.4</b>	<b>PRESSUPOSTO 2</b>	<b>29</b>
<b>4.5</b>	<b>PLANILHA BASE PARA ANÁLISE DE DEMANDA DAS SUBESTAÇÕES</b>	<b>29</b>
<b>4.6</b>	<b>ANÁLISE FINANCEIRA DAS SUBESTAÇÕES</b>	<b>31</b>
4.6.1	Subestação A	31
4.6.2	Subestação B	34
4.6.3	Subestação C	37

4.6.4	Subestação D . . . . .	41
4.7	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS . . . . .</b>	<b>45</b>
5	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>47</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>49</b>
	<b>APÊNDICE A BANCO DE DADOS DAS SUBESTAÇÕES HIPOTÉTICAS</b>	<b>53</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Conforme visto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, o consumo de energia, no Brasil, deve crescer a uma taxa de 3,5% ao ano nos próximos 10 anos (de 2021 a 2031). Sendo assim, espera-se que haja novos estudos de expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), para atender esse aumento de demanda (EPE, 2022).

Para que haja uma expansão do sistema de distribuição e transmissão, serão necessários estudos e planejamento envolvendo projeções do aumento da demanda de carga elétrica da rede, perspectivas sociodemográficas e mudanças na topologia da rede elétrica de modo geral, conforme o Plano Decenal de Expansão 2030 aponta. Levando em consideração todos esses aspectos, são conduzidas análises por parte da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), permitindo ilustrar o futuro da energia elétrica no país (EPE, 2022).

As subestações atuais foram projetadas para atender até um nível determinado de potência. À medida que aquela região atendida se desenvolve e sua carga aumenta, é necessário que a subestação tenha capacidade para reagir à essas mudanças. Para isso, são conduzidas projeções que tenham por objetivo entender essas mudanças e que promovam a indicação dos componentes e equipamentos adequados para atender àqueles consumidores.

O processo que leva a definição dos equipamentos mais adequados a integrarem uma subestação de distribuição deve levar em conta não apenas o aumento de demanda, mas também a vida útil e as normas que regem os investimentos realizados pelas concessionárias de energia elétrica.

O Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS), é um indicador utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica para avaliar se os investimentos em subestações correspondem ao perfil de demanda dos consumidores de uma subestação. Esta informação precisa ser levada em consideração antes da expansão de uma subestação.

Um abordagem possível para a expansão de uma subestação é através da troca de transformadores de força, considerando a vida útil deste equipamento, permitindo menos intervenções relacionadas a troca de equipamentos, na subestação em questão.

### 1.1 Delimitação do Tema

Com o aumento da população e inovações tecnológicas, é esperado um aumento gradativo da demanda energética. Tendo isso em vista, para suprir essa necessidade, deve-se realizar a adequação dos transformadores de potência das subestações, visando menos custos de investimentos necessários por parte da concessionária.

Esta análise apresenta a necessidade da troca de transformadores de potência de menor capacidade, para um de maior potência, que seja capaz de suprir a demanda de energia atendida por essa subestação.

Com objetivo de instalar transformadores de maior potência em subestações existentes e futuras de uma concessionária de energia elétrica, estuda-se então qual a metodologia mais adequada para realizar a troca de transformadores de acordo com o crescimento da demanda, promovendo a análise da eficiência da aplicação do IAS como parâmetro, quando comparado com o parâmetro de vida útil deste equipamento, permitindo assim que se tenha um investimento menos custoso para a concessionária e, por consequência, para o consumidor.

## **1.2 Problemas e Premissas**

Os custos relacionados a troca de equipamentos devem ser os menores possíveis, uma vez que estes oneram a concessionária de energia elétrica. Analisar as possíveis abordagens são fundamentais para escolher o método mais financeiramente viável.

Este trabalho será conduzido a partir de uma análise de uma base de dados com valores de demanda reais para subestações fictícias de quatro subestações distintas. Nesta análise, serão consideradas duas diferentes hipóteses que contemplam a expansão de uma subestação através de diferentes abordagens. Uma delas prevê a troca do equipamento atual por um transformador que busca atender toda a demanda da subestação ao longo da vida útil do equipamento. A outra hipótese trabalham na possibilidade de utilizar dois transformadores de mesma potência. No final é feita uma análise de viabilidade econômica de cada uma delas. Ambas as hipóteses lidam com cenários, onde um prioriza a vida útil do equipamento e o outro o IAS.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo geral**

O presente trabalho busca estudar, através de análise comparativa entre utilizar o IAS como parâmetro de expansão de potência total instalada, e a vida útil do equipamento, com a meta de validar a eficiência da aplicação do IAS como parâmetro de expansão.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

A fim de escolher o transformador de potência mais adequado para a ampliação de capacidade de suas subestações de menor custo, têm-se os seguintes objetivos:

- Realizar a projeção do aumento da demanda elétrica para as subestações hipotéticas;
- Realizar pesquisa bibliográfica acerca da vida útil de transformadores;
- Analisar as normas da ANEEL acerca do índice de Aproveitamento de Subestações;

- Elaborar uma metodologia comparativa entre o IAS e a vida útil;
- Apontar os custos de investimentos entre as metodologias propostas;
- Concluir acerca da eficiência da aplicação do IAS como parâmetro para expansão de potência total instalada de subestações.

#### **1.4 Justificativa**

Dado um aumento de demanda crescente, é necessário que as concessionárias de energia não só precisem ser capazes de gerar mais energia elétrica, como serem capazes de garantir que toda a sua estrutura de transmissão seja capaz de suportar tal demanda, principalmente um do seu componente mais importantes como o transformador de potência.

Adotar metodologias menos custosas para a expansão do PTI de subestações são fundamentais para garantir um investimento eficiente. Avaliar a eficiência do IAS como fundamento na análise da expansão de subestações é altamente relevante, pois permite assegurar que a ANEEL apresenta boas ferramentas de análise de investimentos. Expansões baseadas no IAS ainda permitem que tal investimento retorne para a concessionária.

#### **1.5 Metodologia de Pesquisa**

O presente trabalho tem caráter bibliográfico e de pesquisa exploratória . A primeira parte se refere a pesquisa bibliográfica, onde será realizado um levantamento acerca de todas as informações acerca das resoluções normativas que tratam do IAS, das características de subestações e ainda da vida útil técnica dos transformadores. A segunda parte foca em uma pesquisa experimental, através de simulações de cenários aplicados a algumas subestações propostas.

#### **1.6 Estrutura do trabalho**

A fundamentação teórica é feita de modo a definir os principais conceitos acerca da subestação, dos transformadores e ainda das normas que regem os investimentos realizados por concessionárias de energias, normas essas redigidas pela ANEEL.

O trabalho será estruturado na análise do custo financeiro de uma expansão da potência total instalada de uma subestação, partindo de hipóteses que apresentem diferentes parâmetros a serem seguidos para aumentar o PTI da subestação. Cada uma das hipóteses deverá priorizar ou a vida útil do transformador, permitindo que a subestação utilize apenas um transformador até que esse equipamento precise ser trocado devido ao envelhecimento, ou o Índice de Apro-

veitamento de Subestações, que priorizará o maior ressarcimento possível dos investimentos realizados pela concessionária já na revisão tarifária subsequente ao ano de expansão.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo versará sobre subestações, suas funcionalidades e alguns dos principais equipamentos que as compõem, responsáveis pela transmissão e distribuição da energia elétrica, dando maior foco nos transformadores, que serão os equipamentos utilizados para aumentar a capacidade das subestações, e sobre equipamentos de proteção, equipamentos fundamentais para o bom funcionamento das subestações, e controle e o Índice de aproveitamento de subestações.

### 2.1 SUBESTAÇÕES

Utilizadas em indústrias, universidades, grandes obras, hospitais, centros comerciais e até na manutenção de energia elétrica da concessionária local, as subestações são responsáveis pela distribuição e transmissão de energia. Há várias instaladas no Brasil, e, como pode ser visto na figura 1, os quadrados vermelhos são as subestações com expansões planejadas e os quadrados pretos são as existentes.

**Figura 1 – Subestações existentes e expansões planejadas no Brasil**



Fonte: Webmap EPE (2022).

As subestações podem ser planejadas e projetadas para exercer diferentes funções no sistema no qual irão operar, como: subestação abaixadora, elevadora, de distribuição, de manobra, entre outras (FILHO, 2021).

A subestação abaixadora reduz o nível de tensão gerado por uma fonte de energia elétrica e distribui a potência associada para as redes de distribuição, alimentando subestações com tensões menores. Já a subestação elevadora, “é aquela que eleva o nível de tensão gerado



por uma fonte de energia elétrica e distribui a potência associada para as linhas de transmissão com tensão mais elevada do que a de origem” (FILHO, 2021), como alguns exemplos de subestações elevadoras, tem-se as de usinas hidrelétricas, eólicas e térmicas.

As Subestações de distribuição podem pertencer a consumidores de médio porte e às empresas de distribuição de energia elétrica, elas são utilizadas para diminuir o nível de tensão de forma a atender às necessidades das áreas de concessão de uma determinada região ou estado da federação. As tensões mais frequentes são de 13,2 kV e 13,8 kV (FILHO, 2021).

A subestação de manobra é destinada ao chaveamento de linhas de transmissão de 230 kV a 750 kV, mas a subestações de manobra que operam em sistemas de 138 kV, 69 kV ou 88 kV, em geral são subestações que pertencem a rede básica.

A figura 2, demonstra uma subestação da COPEL, que opera em 34,5 mil volts e segue modernos padrões construtivos, com iluminação em LED, operação remota e reversão automática, que permite alteração da fonte de alimentação sem a necessidade de intervenção humana (Aenpr, 2021).

**Figura 2 – Subestação de Santa Amélia, COPEL**



**Fonte: Jornal Paraná Cidades (2021).**

As Subestações possuem diversos equipamentos importantes, entre eles estão as Chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores, entre outros que serão abordados nas subseções seguir:

#### 2.1.1 Chaves seccionadoras

Segundo a NBR 6935, a chave seccionadora é um dispositivo mecânico destinado a fazer manobras de abertura e fechamento, que, na posição aberta, assegura uma distância de isolamento e na posição fechada mantém a continuidade do circuito elétrico nas condições especificadas, a figura 3 mostra uma seccionadora do catálogo da WEG.

**Figura 3 – Seccionadora da WEG**

**Fonte: Catálogo WEG (2022).**

As seccionadoras são um dos dispositivos mais importantes de uma subestação, isolando disjuntores, transformadores de medida e de proteção e barramentos, são fabricados monopulares e tripolares. Geralmente nas subestações são utilizadas as trifásicas com acionamento simultâneo das três fases por intermédio de um comando único, seja ele manual ou por meio de um motor. Em subestações com tensão superior a 69 kV podem ser encontradas chaves seccionadoras com abertura central ou lateral e com acionamento manual ou motorizado (COSTA, 2011).

### 2.1.2 Disjuntores

Os disjuntores são também um dos equipamentos mais importantes de uma subestação, podem ser considerados um dos equipamentos de manobra mais eficientes e complexos e são destinados a operar em carga, podendo ser operados de forma manual ou automática. “Possuem capacidade de fechamento e abertura que deve atender a todos os pré-requisitos de manobra sob condições normais e anormais de operação” (DUAILIBE, 1999). São destinados

a interromper a corrente elétrica de um circuito em condições normais, anormais ou em curto-circuito, sendo uma de suas funções a extinção do arco elétrico.

O arco elétrico é definido pela passagem da corrente elétrica através do ar ou do meio isolante. Como a rigidez dielétrica (resistência) do ar ou meio isolante é maior que a do condutor, a passagem da corrente elétrica neste meio provoca uma elevada temperatura, da ordem de milhares de graus (COSTA, 2011).

Os disjuntores podem ser acionados por comando manual através de botões localizados na frente do equipamento, por comando elétrico através de botoeiras em painéis e por comando automático que é realizado através de IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes), como relés digitais e controladoras, em que podem ser atuados sem intervenção humana. Cada tipo de disjuntor possui um meio de extinção de arco, eles são classificados como. Disjuntores a óleo, a vácuo e a gás.

Os disjuntores a óleo, utilizam o óleo isolante como meio de extinção de arco, sendo que PVO é pequeno volume de óleo e GVO é grande volume de óleo. Os GVO, como exemplo na figura 4, são utilizados em média e alta tensão de até 230 kV, uma de suas principais características é a grande capacidade de ruptura do curto-circuito, mas “a tecnologia dos disjuntores GVO está ultrapassada, apesar de sua elevada capacidade de ruptura e ótimo desempenho. Por não conseguir competir no mercado nacional com os disjuntores a pequeno volume de óleo e com os disjuntores a vácuo praticamente desapareceu do mercado” (FILHO, 2013).

**Figura 4 – Disjuntor GVO**



**Fonte: Study Electrical (2021).**

Os disjuntores PVO, como representado na figura 5, são considerados uma evolução do GVO, pois atinge o arco elétrico por todos os lados, sem provocar alongamentos, isso ocorre

porque possui uma câmara de extinção com um fluxo orientado. Esses disjuntores mesmo possuindo um nível de óleo menor que os GVO, eles têm mais eficiência em correntes maiores.

**Figura 5 – Disjuntor PVO**



**Fonte: COSTA (2011).**

A funcionalidade do disjuntor a gás, se baseia na abertura dos contatos do interruptor no interior de um recipiente contendo certa quantidade do gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), esse gás possui um preço elevado e propriedades boas como isolador e como supressor do arco elétrico. Isso porque o SF<sub>6</sub> é um gás eletronegativo, o que lhe propicia facilidades de capturar os elétrons livres presentes no plasma de um arco elétrico, reduzindo, portanto, a sua condutibilidade à medida que a corrente tende ao seu zero natural (FILHO, 2013). Na figura 6 é demonstrado um exemplo desse disjuntor.

**Figura 6 – Disjuntor isolado a gás SF<sub>6</sub>**

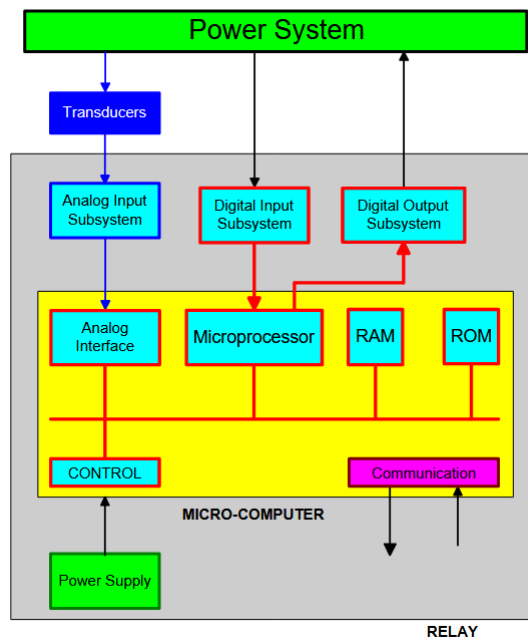


**Fonte: Direct Industry (2022).**

### 2.1.3 Equipamentos de proteção e controle

Nas subestações há também equipamentos responsáveis pela proteção e controle, entre eles estão os relés microprocessados, esses relés, chamados também de relés digitais, consistem basicamente no sistema representado pelo diagrama na figura 7, ou seja, uma estrutura de aquisição em AC, componentes para armazenar memória, microprocessador, com entradas de tensão e corrente isoladas (Working Group I-16, 2009).

**Figura 7 – Sistema de funcionamento relé microprocessado**



Fonte: Working Group I-16 (2009).

A principal vantagem deste relé é que ele é programável. O programa pode cuidar de cálculos on-line e tomar a decisão em conformidade. Outra vantagem importante do relé baseado em microprocessador é que uma unidade de microprocessador pode realizar a operação de relé de vários sistemas (SCHNEIDER ELECTRIC, 2022).

Eles podem fornecer informações em tempo real sobre seu status das funções de proteção, registro de eventos, ajustes, quando há alguma falha na programação, etc, pode-se integrar com outras tecnologias, como um sistema de supervisão e controle, utilizando diversos protocolos de comunicação, sendo que também pode ser integrado com outros equipamentos como TCs e TPs. Em relação ao seu sistema de entrada de dados Analógicos, ele possui blindagem e proteção contra surtos, tem acondicionamento do sinal de entrada, filtragem analógica e digitalização do sinal (Working Group I-16, 2009).

Os equipamentos de controle, podem realizar abertura e fechamento de disjuntores e seccionadoras, e realizar outros comandos, sendo que integrado com um sistema supervisório, pode-se observar alarmes, eventos e efetuar comandos nesses equipamentos de controle (Working Group I-16, 2009).

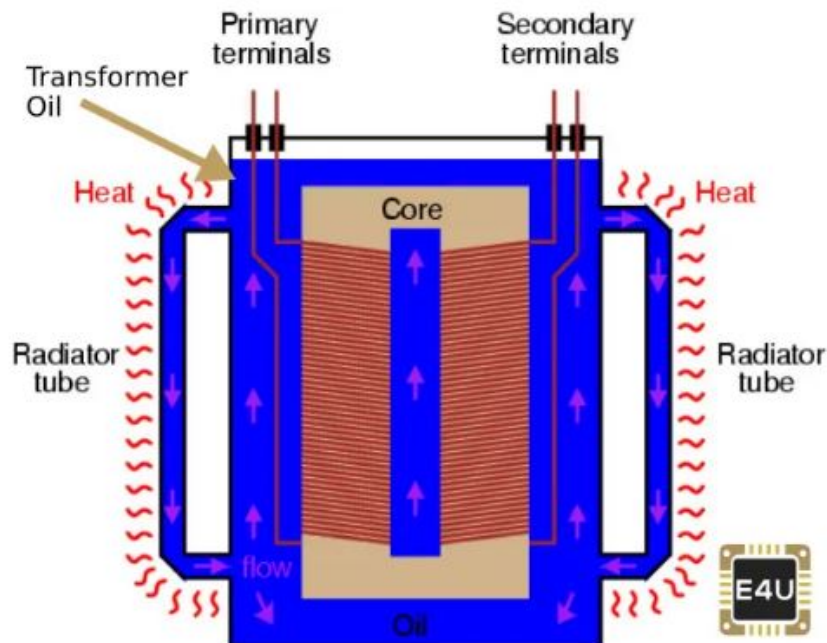
## 2.1.4 Transformadores

### 2.1.4.1 Transformador de Potência

Transformador é uma máquina elétrica que tem como propósito transformar um parâmetro elétrico, seja ele tensão ou corrente, de acordo com a aplicação em que ele será utilizado. Essa transformação ocorre com base na Lei de Faraday que diz que uma oscilação no campo magnético faz com que uma corrente seja induzida no condutor. No transformador, isso é visto através da injeção de corrente em um enrolamento primário que, por sua vez, tem seu campo magnético alterado e essa oscilação é levada, através do núcleo de ferro, até o enrolamento secundário onde uma tensão secundária é induzida (ALEXANDER e SADIKU, 2013).

Os transformadores podem ser classificados de acordo com a sua refrigeração podendo ser refrigerados à óleo ou a seco, onde o trocador de calor é o próprio ar. Além de esses elementos serem responsáveis pela refrigeração, eles também são responsáveis por isolar internamente os terminais do transformador como pode ser visto na figura 8. No caso de transformadores à óleo, pelo fato de o óleo ter maior rigidez dielétrica que o ar, geralmente são menores e acabam economizando espaço de uma instalação. Além disso, transformadores também são classificados de acordo com a quantidade de fases, podendo ser monofásicos ou trifásicos sendo um equipamento de baixa, média ou alta tensão (Aprendendo Elétrica, 2022).

**Figura 8 – Sistema de refrigeração e isolamento de um transformador**

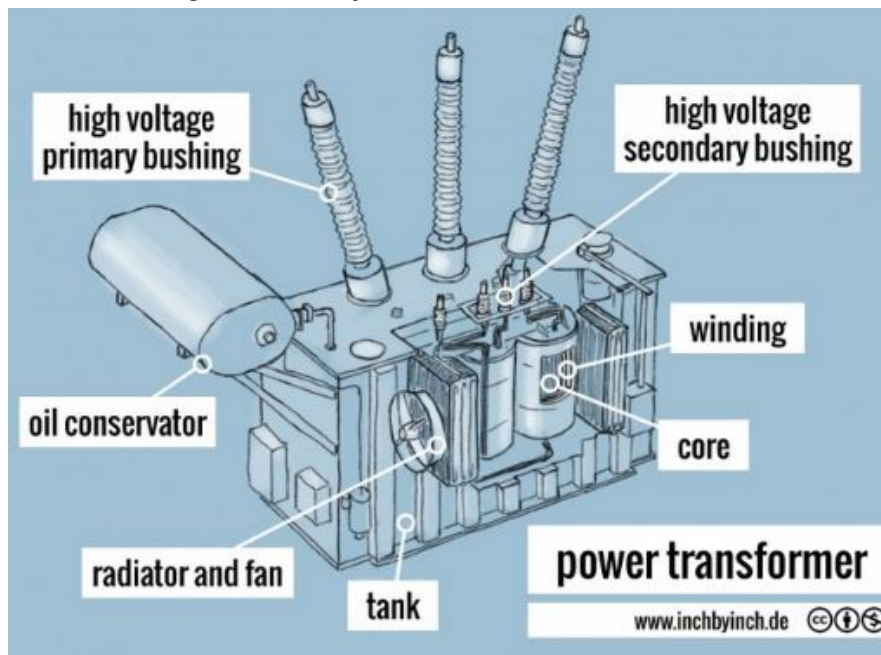


Fonte: Electrical4U (2022).

Para a aplicação estudada nesse trabalho, é abordado o transformador a óleo, abaixador e trifásico de potência em uma subestação.

Além disso, na figura 9, pode-se observar alguns componentes de um transformador na prática são as buchas do primário e do secundário, conservador de óleo e o tanque principal. Outros componentes presentes são a placa de identificação do equipamento, o relé de gás tipo buchholz, a válvula de dreno do óleo para manutenção, indicadores de temperatura e nível do óleo, e o respirador de desidratação.

**Figura 9 – Componentes de um transformador**



Fonte: Inch (2014).

As buchas do primário e secundário do transformador são componentes, normalmente feitos de porcelana, que fazem a proteção elétrica dos terminais do primário e secundário do transformador com o corpo do transformador. O conservador de óleo é um tanque de formato cilíndrico usado para armazenar o óleo que se expande com as variações de temperatura e pressão e é geralmente localizado acima do transformador. Pode possuir uma bolsa de borracha que auxilia na selagem do equipamento. O tanque principal é preenchido com líquido isolante e serve de proteção e resfriamento, onde a parte ativa (bobinas e núcleo) é imersa. A tampa e a janela de inspeção servem para facilitar a verificação do funcionamento adequado do transformador, sendo possível, através dela, fazer a verificação do nível do óleo do transformador. O transformador também deve apresentar a sua placa de identificação as principais características construtivas e operacionais com as informações a respeito da potência, esquemas de ligações e as tensões de operações. Além, disso, tem-se o comutador que permite variar o número de espiras dos enrolamentos de alta tensão (Lorencini, 2013).

Os enrolamentos são bobinas cilíndricas formadas por condutores de cobre podendo ou não ser isolados ou envernizados. Apresentam um arranjo físico que pode ser do tipo helicoidal, em camadas, discos contínuos ou discos entrelaçados. Já o núcleo é feito de chapas de ferrosilício isoladas e sobrepostas entre si, formam um bloco de ferro concentrado. O fluxo magnético

flui através do núcleo, passando do enrolamento primário para o secundário. As bobinas e o núcleo devem ser isolados entre si e devido a composição do núcleo, ele está sujeito à vibração e ruído e, portanto, deve ser devidamente sustentado para minimizar esses problemas. O núcleo pode ser transportado através de olhais de suspensão específicos que permitem que a parte seja levantada quando completamente montada. A fim de evitar vibrações que podem ocasionar em deslocamento indesejado, este é instalado em trilhos de fixação (SIGMA, 2022).

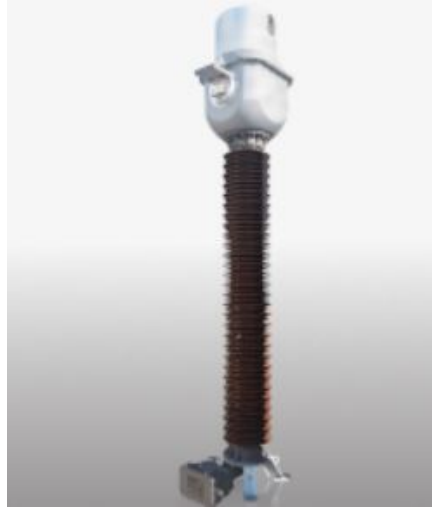
O sistema que permite a drenagem do óleo do transformador é composto pela válvula de dreno de óleo ou registro inferior para filtro prensa tem por função permitir a retirada do óleo do transformador logo após ser vedado. Faz parte de um circuito fechado junto com o registro superior. Esse sistema também pode ser chamado de registro inferior para filtro prensa. Para o carregamento de óleo no transformador, usa-se o sistema de registro superior para filtro prensa. Outra válvula presente neste equipamento é a válvula de segurança ou válvula de alívio de pressão que busca proteger o equipamento ao acionar o desligamento do circuito em situações de pressões elevadas. Altas pressões podem levar a deformações ou ruptura no tanque e são geralmente causadas por uma queima de isolante ou formação de arco elétrico. O transporte de um transformador pode ser feito através de olhais de suspensão presentes na carcaça que permitem a carga e descarga do equipamento permitindo que este seja levantado completamente montado e com óleo. Outro componente de fixação são as alças de sustentação, presentes em transformadores menores para fixação em postes (SIGMA, 2022).

#### 2.1.4.2 Transformadores de Corrente

Os transformadores de corrente são equipamentos monofásicos que fornecem uma corrente secundária com magnitude reduzida que é proporcional a uma corrente primária de elevada magnitude. Deve ser inserido em série com o condutor que deseja medir a corrente, esse condutor é seccionado e suas extremidades são conectadas ao primário do transformador e sua tensão no secundário depende, única e exclusivamente, da impedância (carga). Um transformador de corrente é representado na figura 10.



**Figura 10 – Transformador de corrente**



**Fonte: Artech (2022).**

#### 2.1.4.3 Transformadores de Potencial

Igual aos TCs os TPs são equipamentos monofásicos, só que esses, igualmente baseado na tecnologia de núcleo magnético, os transformadores de potencial são equipamentos que fornecem uma tensão secundária de reduzida magnitude que é proporcional a uma tensão primária de elevada magnitude. Para tanto, o terminal primário do TP é conectado diretamente ao condutor, assim, no secundário do TP, torna-se possível inferir um nível de tensão proporcional à diferença de potencial entre o condutor e a malha de aterramento da subestação (tensão fase-neutro), (ALBURQUERQUE, 2019). Na figura 11 demonstra transformadores de potencial.

**Figura 11 – Transformadores de potencial**



**Fonte: Transformador elétrico (2022).**

## 2.2 ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES

A ANEEL tem autonomia para definir métricas que incentivem o uso eficiente dos recursos das concessionárias. A agência realiza revisões periódicas que avaliam todos os recursos das concessionárias, incluindo como as empresas têm realizado investimentos de melhorias e ampliações, buscando ponderar se tais ações foram necessárias ou cômodas. A resolução normativa avalia não só os investimentos realizados pelas empresas, mas também as mudanças estruturais de custos e de mercado, tarifas realizadas por empresas similares, tanto em contexto nacional como internacional, e modicidade tarifária, de acordo com a resolução normativa ANEEL nº 493/2002 (ANEEL, 2022).

A regulação normativa já sofreu algumas alterações desde sua criação, mas os conceitos e formas de ponderação acerca do IAS se mantém o mesmo em sua essência. O IAS representa quanto do investimento no ativo vai ser remunerado para a concessionária.

A norma vigente que rege e detalha o conceito e a forma de avaliar o IAS é a resolução normativa 1003/2022. O anexo XV do submódulo 2.3C do procedimento de regulação tarifária, ou Proret, trata da forma de avaliação da base de remuneração regulatória (BRR). Este anexo trata de como será realizada a revisão tarifária periódica dos distribuidores de energia elétrica regulamentadas pela ANEEL.

A BRR compreende os ativos imobilizados em serviço (AIS), sendo eles terrenos, reservatórios, edificações, máquinas e demais bens que sejam utilizados no serviço de geração e distribuição, e ainda compreende os bens intangíveis, almoxarifado de operação e bens especiais. Já a base de anuidade regulatória (BAR), trata de itens equivalentes ao BRR, mas cuja finalidade não é diretamente ligada a geração e distribuição, como prédios e terrenos administrativos, além de softwares e demais bens intangíveis.

A resolução apresenta critérios que avaliam a elegibilidade de um bem para a contabilização na BRR, esses critérios julgam se tal bem é utilizado diretamente na geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, sendo inelegíveis aqueles que não estejam desempenhando funções ligadas ao fornecimento de energia elétrica.

Os métodos de avaliação dos ativos partem de premissas como o valor novo de reposição, que representa todos os custos para substituir um bem por outro similar com as mesmas características a partir de um banco de preços referenciais que podem ser fornecidos pela própria concessionária, ou seguindo uma base de referência da ANEEL. Para os bens em uso, chamado tecnicamente pela ANEEL de valor de mercado em uso (VMU), que parte do valor novo de reposição menos a depreciação acumulada do ativo.

O índice de aproveitamento de subestações é aplicado sobre o valor novo de reposição, ou VNR, sendo calculado a partir das características da demanda atual, e da previsão de crescimento para os próximos 10 anos. Este índice se aplica a todos os componentes que compõem o “bay” de uma subestação como chave de aterramento rápido, para-raios, chaves seccionadoras, relé, disjuntores de alta tensão, transformador de corrente, transformador de potencial,

resistores de aterramento e barramentos. A fórmula leva importantes fatores em consideração, como potência instalada na subestação, demanda atual e previsão de crescimento de carga, limitando tal índice ao valor de 100%. A fórmula aplicada pela ANEEL para determinar o índice de aproveitamento de subestações está apontada na equação 1.

$$IAS[\%] = FUS \times ECC \times 100 \quad (1)$$

FUS é o fator de uso da subestação traz o uso da capacidade máxima da subestação, de acordo com a demanda máxima dos últimos dois anos, em relação ao PTI. Podemos encontrar esse índice através da seguinte relação apresentada na equação 2.

$$FUS = (DemandaMaxima[MVA]) \div (PTI[MVA]) \quad (2)$$

Onde o ECC é a expectativa de crescimento percentual para os próximos 10 anos. É realizado através de uma análise de crescimento da demanda para a subestação nos últimos quatro anos, levando em consideração também a projeção de desenvolvimento econômico no local. O cálculo leva em consideração o crescimento anual projetado para os 10 anos seguintes através da taxa de crescimento anual, representado por  $TxCrescAnual$ , conforme apontado pela equação 3.

$$ECC = (1 + TxCrescAnual1) \times (1 + TxCrescAnual2) \times \dots \times (1 + TxCrescAnual10) \quad (3)$$

A resolução normativa que regulamenta o IAS, aponta que no caso em que a demanda no final do período de 10 anos seja menor do que a potência instalada da subestação, desconsiderando um desses transformadores, tal transformador não irá compor o cálculo do índice, mesmo que este esteja em uso. Os transformadores que se enquadrarem neste caso, serão considerados como transformadores de reserva, não compondo o cálculo do índice de aproveitamento, tão pouco sendo contabilizado. Outro caso em que será considerado como transformador de reserva ocorrerá quando o transformador se encontrar em uma área atendida por mais de uma subestação. É possível incluir totalmente o aproveitamento dos transformadores de reserva em situações bem específicas, sendo dever da concessionária realizar a devida justificativa.

Utilizando os conceitos do IAS e da vida útil, é possível realizar a análise do custo de investimento em expansão de capacidade de transformação de subestações assim como o custo a ser pago pela concessionária de energia elétrica. Essa análise tem por objetivo utilizar os índices apontados pela própria ANEEL como fundamento para definir os equipamentos adequados a serem empregados em um aumento da potência total instalada, ou PTI.

É possível, então, utilizar este indicador como parâmetro para expansão de subestações através da elaboração de um cenário de acordo com as normas da ANEEL acima apresentadas.

### 3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IAS EM SUBESTAÇÕES

A ANEEL entende como investimento prudente o emprego dos recursos financeiros de uma concessionária em obras que serão utilizadas pelos consumidores. A agência utiliza métodos para identificar expansões desnecessárias, que mesmo em um horizonte de dez anos, não serão totalmente utilizadas pelos usuários.

A utilização de apenas uma fórmula para concatenar e avaliar todo o conceito de investimento prudente realizado pela concessionária pode ser raso, uma vez que a ideia de separar conveniência de necessidade nem sempre é possível (MALAGOLI et al., 2006).

A aplicação da fórmula do IAS pode apontar por horizonte onde seja considerada apenas a demanda do sistema, sem espaços para margens de segurança, uma vez que, caso seja reservada parte de potência nominal do transformador de potência para casos de emergência, tal porcentagem não seria contabilizada no cálculo do índice de aproveitamento, reduzindo, portanto, a remuneração pelos investimentos em um fornecimento que mantenha padrões seguros de fornecimento. Inicialmente, o estudo de caso avaliou duas situações em um horizonte de 20 anos, priorizando o IAS em uma hipótese e na outra priorizando a vida útil do transformador.

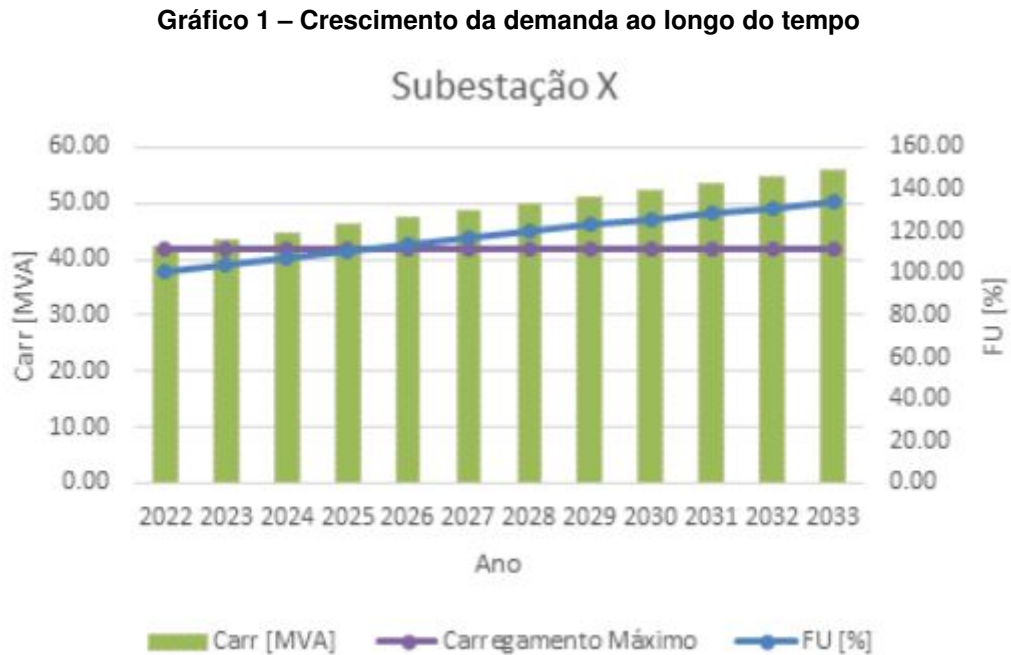
Considerando a substituição do transformador toda vez que a demanda ultrapassasse a potência nominal, tendo como retorno o valor contábil do transformador substituído, a maior modicidade tarifária alcançada foi utilizando o IAS como premissa básica.

Na segunda hipótese do relatório, foi considerada a possibilidade da subestação ter a capacidade de alocar mais de um transformador. Neste caso, a aplicação do IAS como premissa básica elevou os custos com aquisição e instalação de transformadores em comparação a instalação de um transformador que atenda a demanda final no horizonte de 30 anos, apontando as falhas dentro da formulação do IAS em apontar um investimento prudente. Mesmo quando o estudo de caso realizou uma abordagem mais complexa, os resultados obtidos ainda apontaram para cerca de 9% de economia ao priorizar a expansão pelo aumento de demanda, ao invés de ter como premissa básica o IAS (Malagoli et al., 2006).

Dado o crescente aumento de demanda, é feita a análise da viabilidade econômica para o aumento do PTI em dois cenários, um que prioriza o índice de aproveitamento de subestações e outro a vida útil. Para tal, utilizar-se-á a base remuneratória do IAS considerando o carregamento dos transformadores até seu valor nominal.

São realizadas simulações com diferentes cenários, cada um ditado por dois pressupostos, considerando o aumento do valor da potência instalada na subestação. Para tal, é utilizado como fonte de dados a demanda dentro dos próximos anos das subestações hipotéticas, que contemplam diferentes padrões de crescimento, e que se assemelham ao que existe em uma concessionária. A subestação hipotética X possui um crescimento considerável de demanda, superando sua potência total instalada já no presente momento. A estratégia abordada contemplará tais situações, apresentando um meio eficiente de aumentar a PTI com o máximo de aproveitamento do IAS. O gráfico 1 aponta a curva de crescimento da subestação hipotética X,

apontando uma necessidade de intervenção imediata por parte da empresa de energia elétrica responsável.



**Fonte: Autoria própria.**

As diferentes estratégias propostas serão comparadas financeiramente por meio do cálculo estimado dos investimentos, apontando qual abordagem será economicamente mais atrativa para a empresa de energia elétrica. Os valores finais serão projetados para um horizonte de 20 anos.

A subestação hipotética X apresenta uma situação problemática que diversas concessionárias precisam lidar. A necessidade de analisar meios de expandir uma subestação, com um menor custo de investimento, se faz urgente, reduzindo os gastos com expansões realizadas pela concessionária e permitindo a modicidade tarifária para os consumidores.

## **4 SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS**

Buscando avaliar diferentes abordagens para a expansão de uma subestação, foram adotados pressupostos, aplicados em dois diferentes cenários, para que fosse possível analisar várias perspectivas relacionadas a prudência do investimento.

### **4.1 CENÁRIO 1**

Com o intuito de reduzir a quantidade de intervenções em uma subestação, é sugerido um cenário que prevê a troca de transformadores baseado em sua vida útil. A vida útil que é levada em conta neste trabalho é a vida técnica, onde um equipamento é utilizado até que o custo para realizar a manutenção deste equipamento seja igual ou superior ao próprio custo do transformador. A situação apontada pode ocorrer pelo desenvolvimento de novas tecnologias para o equipamento, tornando as peças para manutenção escassas e custosas (LI, VAAHEDI e CHOUDHURY, 2006).

A vida útil técnica de um equipamento como transformador de potência pode variar de acordo com seu carregamento, métodos de dissipação de calor e temperatura ambiente. Quanto maior a capacidade de um transformador de transferir sua temperatura para o ambiente, menor será sua taxa de envelhecimento. A vida útil técnica média de um transformador operando em plena carga é de 20 anos, podendo ser menor quando há sobrecarregamento e maior quando temos um carregamento inferior ao máximo do equipamento (MONIZ, 2007).

### **4.2 CENÁRIO 2**

É proposto ainda um cenário que aborda uma expansão de subestação baseada no IAS, que serve como ferramenta indicadora de investimento prudente na expansão de subestações. Nesta abordagem, a expansão é realizada de acordo com a correção de demanda ideal para que a concessionária seja totalmente remunerada pelos seus investimentos nos anos de revisão tarifária periódica (SAMPAIO, 2021).

### **4.3 PRESSUPOSTO 1**

Considerando que é possível realizar a expansão de uma subestação por mais de um método, foram elaboradas duas hipóteses diferentes buscando avaliar o custo financeiro total de cada uma dessas abordagens, para que seja possível avaliar financeiramente qual o investimento menos oneroso para os consumidores uma vez que esses investimentos serão cobrados destes consumidores por meio do valor da tarifa de energia elétrica.

Pensando nos cenários apresentados, foram desenvolvidas duas hipóteses para atender o objetivo deste trabalho. As hipóteses abaixo têm, como uma premissa adotada, o limite de potência máxima igual a 70 MVA, definido de forma arbitrária, considerando que os equipamentos associados a um transformador possuem limitação de corrente para funcionamento, e propor a utilização de um equipamento de potência muito elevada, pode inviabilizar o uso dos equipamentos. para cada transformador utilizado na SE. Na necessidade de expansão além do limite definido por essa premissa, entende-se que a alta demanda justifica a abertura de uma nova subestação para aquela região.

Na primeira hipótese, denominada “Hipótese 1”, tem-se por objetivo avaliar a PTI na subestação e realizar o incremento necessário em somente um transformador através substituição por outro de maior potência. Caso o equipamento sugerido ultrapasse o valor de 70 MVA estabelecido anteriormente, deverá ocorrer a substituição (ou inclusão) de outro transformador para atender a demanda faltante. Nesta hipótese, temos um investimento inicial menor, uma vez que é proposta a aquisição de uma quantidade menor de transformadores, tendo como requisito único o atendimento da potência faltante na subestação.

#### **4.4 PRESSUPOSTO 2**

Na Hipótese 2, temos o cenário em que a potência total da subestação será dividida entre dois transformadores de mesma potência, de modo a facilitar a manutenção pois em caso de necessidade de desligamento, apenas metade da PTI será comprometida. Essa hipótese prevê que quando for proposta a troca do transformador da subestação, deve ser alocado dois transformadores de mesma potência nominal para que atendam toda a demanda prevista, de acordo com o cenário de vida útil ou IAS.

#### **4.5 PLANILHA BASE PARA ANÁLISE DE DEMANDA DAS SUBESTAÇÕES**

Utilizando o software Excel, foi elaborado uma planilha para auxiliar a o cálculo do incremento ideal de potência de uma subestação de acordo com a demanda apontada para esta unidade. O quadro 1 apresenta a planilha que aplica as equações apresentadas na resolução normativa da ANEEL, para calcular o FUS e o IAS anual da subestação, além de sugerir o incremento ideal de potência para que o índice de aproveitamento da subestação alcance valor máximo na próxima revisão tarifária. O horizonte de cálculo da tabela pode ser expandido de acordo com o horizonte disponível de dados anual de demanda da subestação.

**Quadro 1 – Planilha base da demanda da subestação**

Subestação	Ano	2022	2023	2024	2025
SE D	Demanda	38,62	39,91	41,16	42,36
SE D	FUS	92,69	95,78	98,77	101,65
SE D	IAS (%)	100,00	100,00	100,00	100,00
SE D	Taxa de Crescimento Anual	0,00%	3,33%	3,12%	2,92%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	14,17	0,00

Fonte: Autoria própria.

A planilha permite uma visualização clara a respeito do ano em que a subestação irá atingir carregamento máximo, além de indicar qual o valor ideal de aumento da potência total instalada para que o investimento na unidade atenda os parâmetros de prudência da ANEEL no emprego dos recursos da concessionária em ampliação da capacidade de suas subestações. O valor apontado na Correção da Demanda pelo IAS é calculado quando a demanda da subestação alcança o valor da PTI, indicando o incremento adequado para que o IAS alcance 100% no ano de revisão tarifária e que atenda essa nova demanda. Assim, a subestação poderá atender sua demanda num horizonte de dez anos a partir do próximo ano de revisão tarifária, ou seja, se uma demanda alcançar a potência total instalada dois anos antes de uma revisão tarifária, será indicado um valor de incremento de potência capaz de atender toda a subestação pelos próximos doze anos.

Na prática, não é possível inserir transformadores de qualquer valor nas subestações devido as dificuldades na manutenção e realocação destes equipamentos, pois demandariam da concessionária a aquisição de um equipamento novo sempre que esse transformador apresentar falhas irreparáveis. Caso a concessionária decida usar um transformador de menor potência do que a indicada, a demanda da unidade irá superar a PTI antes dos doze anos, mas o IAS permanecerá igual a 100% ao longo das revisões tarifárias que passar, caso contrário, utilizando um transformador de maior capacidade permitirá superar os doze anos de atendimento de demanda, mas terá como ônus um valor do IAS no ano de revisão tarifária inferior a 100%, resultando em uma remuneração parcial dos ativos investidos.

Para realizar a análise, foram utilizados dados reais de subestações fictícias que constam no Apêndice A. Estas subestações foram elaboradas para apresentar uma curva de demanda semelhante ao que se tem na prática. Neste apêndice constam todas as informações utilizadas para realizar as simulações, ondem se aplicam os cenários e pressupostos. No Apêndice temos apresentada os dados referentes à Subestação A, Subestação B, Subestação C e Subestação D.



## 4.6 ANÁLISE FINANCEIRA DAS SUBESTAÇÕES

Utilizando valores hipotéticos, foram montados cenários de demanda de subestações com diferentes características, buscando aplicar as hipóteses e entender os custos envolvidos em cada um dos cenários.

### 4.6.1 Subestação A

Na primeira subestação analisada, com seus dados representados no quadro 2, tem-se dois transformadores de 41,67 MVA, onde verifica-se que há crescimento de demanda, iniciando em 2022 com uma demanda de 58,33 MVA e chegando em 2042 com a demanda de 103,39 MVA, observando uma taxa de crescimento média anual nesses 20 anos, que podem ser vistos no apêndice A, de 2,68%.

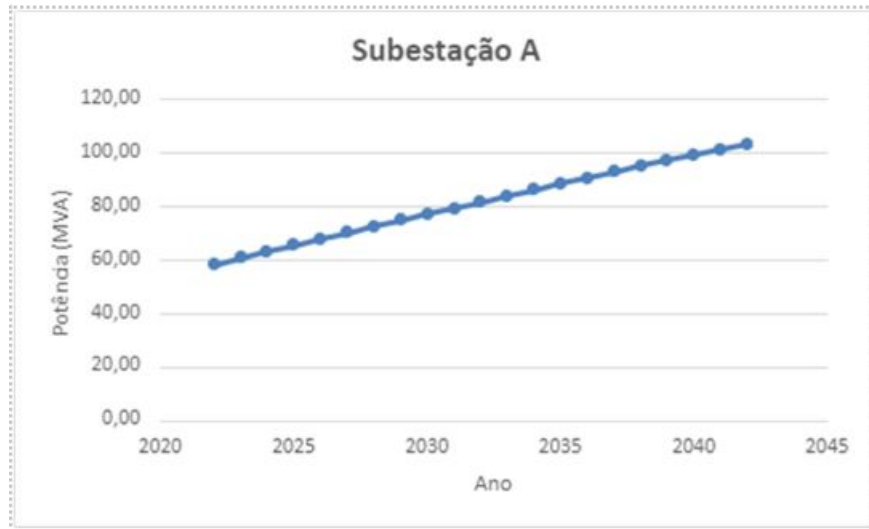
**Quadro 2 – Dados da Subestação A**

Subestação	Ano	2022	2031	2032	2041	2042
SE A	Demanda	58,33	95,31	42,13	101,42	103,39
SE A	FUS	70,00	95,31	97,98	121,69	124,05
SE A	IAS (%)	97,98	100,00	100,00	100,00	100,00
SE A	Taxa de Crescimento Anual	0,00%	2,81%	2,81%	1,94%	1,85%
SE A	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	21,35	0,00	0,00

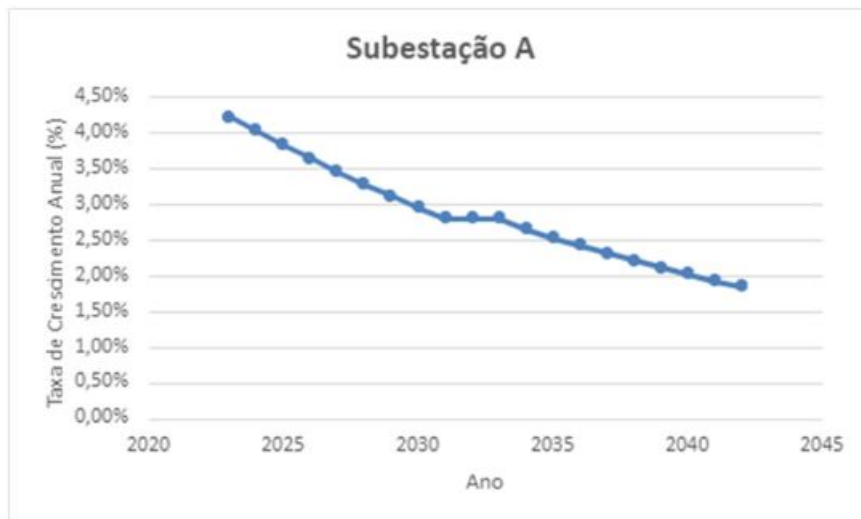
**Fonte: Autoria própria.**

Para a subestação A, pela análise é necessário ter uma expansão na subestação, sendo necessário o aumento de potência de 21,35 MVA em 2032, pois houve aumento de demanda. Devido a esse aumento, tanto pela vida útil, quanto para o IAS é verificado que se deve trocar de transformador, visto que em 2032 é quando completa 10 anos de acordo com o IAS e está dentro dos 20 anos da vida útil. No quadro 2 apresentado, quando é alterado o valor da potência dos transformadores, os dados de porcentagem e correção da demanda pelo IAS, são atualizadas.

Nos gráficos abaixo, 2 e 3, são representados o crescimento da demanda de potência ao decorrer dos 20 anos e a taxa de crescimento anual da subestação A, respectivamente, onde a demanda é crescente, no entanto, a taxa desse crescimento foi diminuindo.

**Gráfico 2 – Demanda na Subestação A**

Fonte: Autoria própria.

**Gráfico 3 – Taxa de crescimento de demanda na Subestação A**

Fonte: Autoria própria.

Analisando esse incremento de 21,35 MVA, pela hipótese 1, tem-se que será necessário trocar um dos transformadores de 41,67 MVA para um de 65 MVA, onde pelo Banco de Preços de Referências da ANEEL, tem-se o valor de R\$ 7.394.087,83, mantendo o outro em 41,67 MVA, sendo que essa potência atende tanto a análise por vida útil, quanto para o IAS. Já para a hipótese 2, onde troca-se os dois transformadores por transformadores de potência iguais, onde foi escolhido dois de 52 MVA em relação ao IAS e vida útil, onde pelo banco de referências, os transformadores de 52 MVA custam cada um o valor de R\$ 6.729.858,15. Os equipamentos sugeridos são mostrados no quadro 3:

**Quadro 3 – Equipamentos Sugeridos na Subestação A**

SE	CASO	EQUIPAMENTO ATUAL	EQUIPAMENTO SUGERIDO	
			VIDA ÚTIL	IAS
A	HIPÓTESE 1	2 X 41,67 MVA	1x65 MVA 1X41,67 MVA	1x65 MVA 1X41,67 MVA
A	HIPÓTESE 2	2 X 41,67 MVA	2x 52 MVA	2x 52 MVA

**Fonte: Autoria própria.**

Pela hipótese 1, analisando o IAS, o valor do transformador antigo segundo o Banco de Preços de Referências da ANEEL, é de R\$ 6.133.873,28. Considerando que a taxa de depreciação por ano é de 5%, e que o incremento necessário será em 2032, o transformador antigo será vendido por R\$ 3.066.936,64, devido a depreciação de 10 anos. Já pela vida útil, foi considerado que o transformador atual é trocado por um novo em 2022 e que não houve depreciação do valor, onde se obtém então, o valor de R\$ 6.133.873,28, ou seja, mesmo valor de sua compra.

Na hipótese 2, analisando o IAS a soma dos valores dos transformadores antigos são de R\$ 12.267.746,57. Como visto anteriormente considerando que a taxa de depreciação por ano é de 5%, e que o incremento necessário será em 2032, os transformadores antigos serão vendidos por R\$ 6.133.873,28, devido a depreciação de 10 anos. Já pela vida útil, foi considerado que os transformadores atuais são trocados por novos em 2022, e que não houve depreciação no valor de venda, ou seja, considerando que os transformadores são novos, onde se obtém o valor de R\$ 12.267.746,57, o mesmo valor de sua compra.

Ao ser analisado qual será o valor da venda futura do equipamento sugerido, pela vida útil, utilizando todos os 20 anos, o valor de venda é igual a R\$ 0,00 para as hipóteses 1 e 2, já em relação ao IAS, tem-se que para o caso 1, com a depreciação de 5% ao ano, durante 10 anos, o transformador pode ser vendido por R\$ 3.697.043,92, e para a hipótese 2, com método do IAS, com a venda dos dois transformadores novos consegue-se R\$ 6.729.858,15. Os valores apresentados das hipóteses 1 e 2 são vistos no quadro 4.

**Quadro 4 – Venda do equipamento atual para cada cenário na subestação A**

SE	CASO	VALOR RECUPERADO ESTIMADO DO TRANSFORMADOR ORIGINAL		VALOR RECUPERADO ESTIMADO DA TROCA DOS EQUIPAMENTOS	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
A	HIPÓTESE 1	R\$ 6.133.873,28	R\$ 3.066.936,64	R\$ 0,00	R\$ 3.697.043,92
A	HIPÓTESE 2	R\$ 12.267.746,57	R\$ 6.133.873,28	R\$ 0,00	R\$ 6.729.858,15

**Fonte: Autoria própria.**

No quadro 5, mostra a relação de custo menos venda para saber qual hipótese é mais vantajosa, a primeira ou a segunda, e qual é a melhor alternativa financeira para atender a demanda, o IAS ou pela vida útil. Como pode ser visto o IAS é mais vantajoso financeiramente, mesmo que os custos iniciais do IAS e vida útil sejam as mesmas, quando se olha o custo

menos venda atual e futura, e como pelo IAS não há 100% de depreciação, ela é considerada melhor financeiramente.

**Quadro 5 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação A**

SE	CASO	CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS		INVESTIMENTO REALIZADO PELA CONCESSIONÁRIA	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
A	HIPÓTESE 1	R\$ 7.394.087,83	R\$ 7.394.087,83	R\$ 1.260.214,55	R\$ 630.107,27
A	HIPÓTESE 2	R\$ 13.459.716,30	R\$ 13.459.716,30	R\$ 1.191.969,73	R\$ 595.984,87

Fonte: Autoria própria.

#### 4.6.2 Subestação B

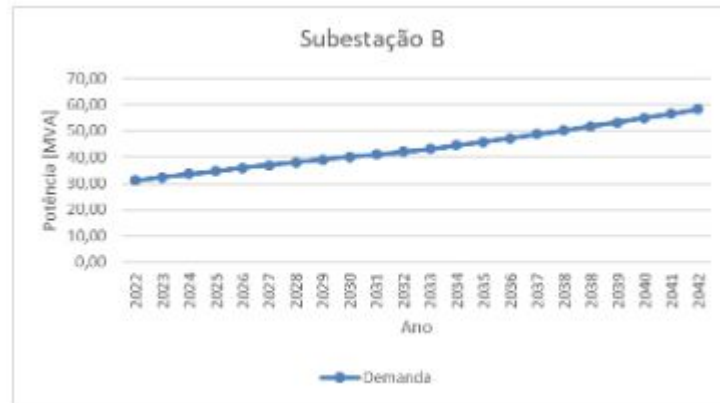
Dada uma subestação B, com um transformador de 41,67 MVA, e com a demanda inicial para a subestação de 31,11 MVA, com crescimento variável ao longo dos anos, como ocorre em uma subestação real, apresentando um crescimento médio anual de 2,9%, a demanda para esta unidade está representado no quadro 6.

**Quadro 6 – Dados da Subestação B**

Subestação	Ano	2022	2031	2032	2041	2042
SE B	Demanda	31,11	41,09	42,13	54,85	56,51
SE B	FUS	74,65	98,62	101,11	131,62	135,61
SE B	Taxa de Crescimento Anual	0,00%	2,52%	2,52%	3,03%	3,03%
SE B	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	16,09	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

O gráfico 4 apresenta o comportamento da demanda ao longo do período de análise, que compreende 2022 até o ano de 2042, alcançando todo o horizonte de análise previsto de 20 anos. Ainda, o gráfico 5 apresenta a taxa de crescimento anual, em porcentagem da demanda para cada ano do horizonte.

**Gráfico 4 – Demanda na Subestação B**

Fonte: Autoria própria.

**Gráfico 5 – Taxa de crescimento de demanda na Subestação B**

Fonte: Autoria própria.

Pela hipótese um, é recomendado a substituição do transformador de potência atual por um de maior capacidade. Tanto pela vida útil quanto pelo que recomenda o IAS, a hipótese um sugere alocar um transformador de 60 MVA, que será capaz de atender toda a demanda durante a vida útil, do ano 2022 até o ano 2042, e corresponde a soma do transformador atual com o incremento de potência sugerido considerando o IAS.

A análise pela vida útil considera a substituição do transformador de força atual, considerando seu valor como novo, por um que atenda todos os consumidores ao longo da sua vida útil técnica. É levando em consideração um decréscimo anual de 5% do valor original do transformador, chegando ao valor avaliado para o equipamento, no fim de 20 anos, de zero reais. O valor de um transformador de 41,67 MVA, segundo o Banco de Preços de Referências da ANEEL, é de R\$ 6.133.873,28, valor que será integralmente utilizado para adquirir o transformador de 60 MVA na abordagem pela vida útil. Considerando o IAS, a troca só ocorrerá em 2031, com o transformador de 41,67 MVA sofrendo depreciação por 8 anos, chegando ao valor de R\$ 3.373.630,30 no momento da troca pelo transformador de 60 MVA.

A hipótese dois propõe a substituição do transformador atual por dois transformadores de mesma capacidade, que sejam capazes de suprir as necessidades dos consumidores dessa

subestação hipotética ao longo de 20 anos. De forma semelhante ao que ocorreu na hipótese um, a troca ocorrerá de acordo com a vida útil do equipamento, onde essa substituição ocorrerá já no primeiro ano, ou pelo IAS, que apontará a necessidade da troca no ano anterior ao ano em que o transformador de força presente na subestação atinja capacidade máxima, ou seja, no ano de 2031.

Pelo cenário que foca na vida útil, teremos a substituição do transformador de 41,67 MVA por dois de 30 MVA, onde cada um dos dois transformadores propostos custa R\$ 5.352.930,38. O quadro 7 apresenta os custos envolvidos.

**Quadro 7 – Equipamentos Sugeridos na subestação B**

SE	CASO	EQUIPAMENTO ATUAL	EQUIPAMENTO SUGERIDO	
			VIDA ÚTIL	IAS
B	HIPÓTESE 1	1 X 41,67 MVA	1 X 60 MVA	1 X 60 MVA
B	HIPÓTESE 2	1 X 41,67 MVA	2 X 30 MVA	2 X 30 MVA

**Fonte: Autoria própria.**

Segundo o banco de referência, o custo de um transformador de 60 MVA é de R\$ 7.148.056,60, este transformador chegará ao fim da sua vida útil técnica sem possuir valor para revenda, portanto, não será considerado nenhum retorno para a concessionária para o cenário que prioriza a vida útil. Para a abordagem do IAS, o novo transformador chegará no fim do horizonte de análise com um valor R\$ 2.859.222,64, uma vez que a substituição ocorreu 9 anos após o início do período analisado.

Analisando os investimentos realizados através desta hipótese, tivemos que para a subestação B, tivemos que o menor investimento a ser realizado pela concessionária é pelo IAS resultando em uma economia de mais de 10% se comparado com o cenário que dá prioridade a vida útil do equipamento.

O valor necessário para adquirir os transformadores que substituirão o de 41,67 MVA é de R\$ 10.705.860,76. No final do horizonte, teremos que os transformadores do cenário que tem como meta utilizar os transformadores durante toda sua vida útil é de zero reais, uma vez que é considerado que o valor de revenda é nulo. Já o transformador cuja troca foi realizada seguindo o proposto pela planilha, 9 anos após o início da análise, teve um valor residual combinado de R\$ 4.282.344,30. no quadro 8 são apresentados os valores referentes as substituições dos transformadores, considerando o valor recuperado através da venda destes.

**Quadro 8 – Venda do equipamento atual para cada cenário na subestação B**

SE	CASO	VALOR RECUPERADO ESTIMADO DO TRANSFORMADOR ORIGINAL		VALOR RECUPERADO ESTIMADO DA TROCA DOS EQUIPAMENTOS	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
B	HIPÓTESE 1	R\$ 6.133.873,28	R\$ 3.373.630,30	R\$ 0,00	R\$ 2.859.222,64
B	HIPÓTESE 2	R\$ 6.133.873,28	R\$ 3.373.630,30	R\$ 0,00	R\$ 4.282.344,30

**Fonte: Autoria própria.**

O custo de investimento que a concessionária deveria realizar nesta hipótese para o cenário da vida útil dos transformadores chega a ser quase o dobro do valor do investimento priorizando o IAS. O valor necessário para adquirir os transformadores que substituirão o de 41,67 MVA é de R\$ 10.705.860,76. No final do horizonte, teremos que os transformadores do cenário que tem como meta utilizar os transformadores durante toda sua vida útil é de zero reais, uma vez que é considerado que o valor de revenda é nulo. Já o transformador cuja troca foi realizada seguindo o proposto pela planilha, 9 anos após o início da análise, teve um valor residual combinado de R\$ 4.282.344,30.

O custo de investimento que a concessionária deveria realizar nesta hipótese para o cenário da vida útil dos transformadores chega a ser quase o dobro do valor do investimento priorizando o IAS. O quadro 9 apresenta a diferença de custo entre as abordagens para a hipótese 2.

**Quadro 9 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação B**

SE	CASO	VALOR RECUPERADO ESTIMADO DO TRANSFORMADOR ORIGINAL		VALOR RECUPERADO ESTIMADO DA TROCA DOS EQUIPAMENTOS	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
B	HIPÓTESE 1	R\$ 6.133.873,28	R\$ 3.373.630,30	R\$ 0,00	R\$ 2.859.222,64
B	HIPÓTESE 2	R\$ 6.133.873,28	R\$ 3.373.630,30	R\$ 0,00	R\$ 4.282.344,30

**Fonte: Autoria própria.**

#### 4.6.3 Subestação C

Abaixo, no quadro 10, temos um resumo do cenário inicial e final, bem como para a primeira expansão da Subestação C que deve ocorrer em 2024. Nota-se que o índice de crescimento decresce dentro desse período e, em decorrência disso, a demanda não sofre variações significativas entre o período inicial e final da análise. Para esta subestação, que possui um transformador de 41,67 MVA, temos a previsão de aumento da potência atual em 13,42 MVA com o método do IAS conforme demonstrado no quadro 10.

Quadro 10 – Dados da Subestação C

Subestação	Ano	2022	2024	2025	2041	2042
SE C	Demanda	38,62	41,16	42,36	59,91	61,36
SE C	FUS	92,69	98,77	101,65	143,78	147,24
SE C	IAS (%)	100	100	100	100	100
SE C	Taxa de Crescimento Anual	0,00%	3,12%	2,92%	1,03%	0,96%
SE C	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0	13,42	0	0	0

Fonte: Autoria própria.

Os equipamentos sugeridos pelo método de vida útil estão demonstrados no quadro 11 e devem atender até o final do período de 20 anos. Pelo IAS, o equipamento utilizado foi diferente devido à formulação que prevê um horizonte de 10 anos e a necessidade de atingir o valor de 100% na próxima revisão tarifária.

Quadro 11 – Equipamentos Sugeridos na subestação C

SE	CASO	EQUIPAMENTO ATUAL	EQUIPAMENTO SUGERIDO	
			VIDA ÚTIL	IAS
C	HIPÓTESE 1	1 X 41,67 MVA	1 X 70 MVA	1 X 60 MVA
C	HIPÓTESE 2	1 X 41,67 MVA	2 X 41,67 MVA	2 X 30 MVA

Fonte: Autoria própria.

Com a base de dados atualizada com o equipamento sugerido, pode-se observar no quadro 11 que o IAS pede um novo incremento em 2041, amebado em verde uma vez que se trata de ano de revisão tarifária.

Quadro 12 – Dados da Subestação C após a primeira expansão

Subestação	Ano	2040	2041	2042
SE C	Demanda	58,50	59,91	61,36
SE C	FUS	97,50	99,85	102,26
SE C	IAS (%)	100,00	100,00	100,00
SE C	Taxa de Crescimento Anual	1,10%	1,03%	0,96%
SE C	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	11,55	0,00

Fonte: Autoria própria.

A tabela final de equipamentos sugeridos ficou, então, conforme visto no quadro abaixo. Os equipamentos ao final do período de 2042 são os mesmos para as duas subestações, porém é visto que pelo IAS ocorreram maiores expansões e necessidades de reanálise durante o período proposto de 20 anos.



**Quadro 13 – Equipamentos Sugeridos na subestação C ao final do período de análise**

SE	CASO	EQUIPAMENTO ATUAL	EQUIPAMENTO SUGERIDO	
			VIDA ÚTIL	IAS
C	HIPÓTESE 1	1 X 41,67 MVA	1 X 70 MVA	1 X 70 MVA
C	HIPÓTESE 2	1 X 41,67 MVA	2 X 41,67 MVA	2 X 41,67 MVA

Fonte: Autoria própria.

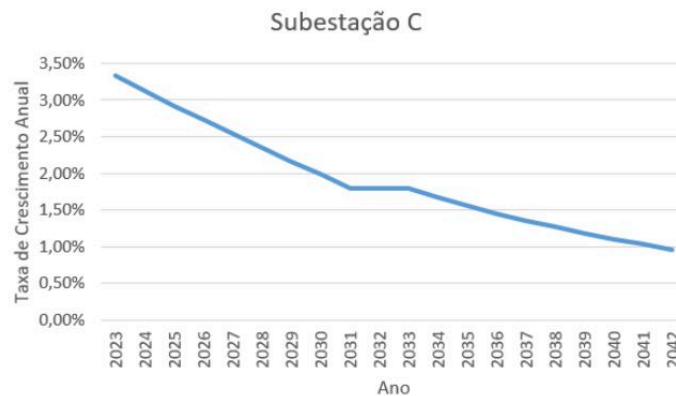
Com isso, pode-se observar que o IAS foi plenamente atendido até próxima revisão tarifária que ocorrerá em 2046, conforme pode-se observar no quadro 14.

**Quadro 14 – Dados da Subestação C ao final do período de análise**

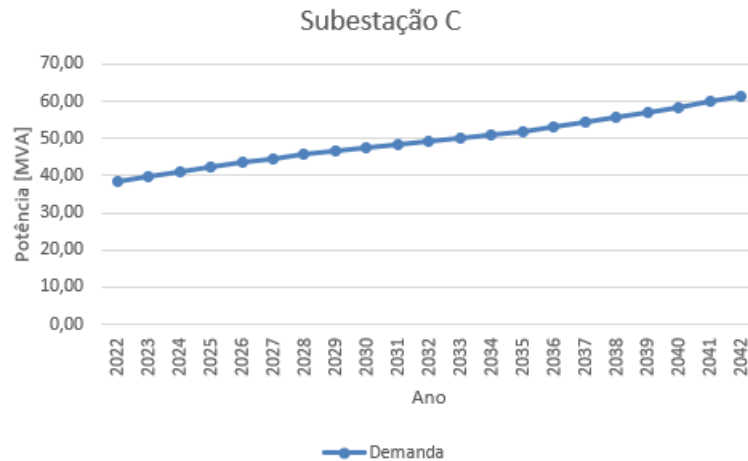
Subestação	Ano	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
SE C	Demanda	58,50	59,91	61,36	62,83	64,08	65,35	66,65
SE C	FUS	83,57	85,59	87,65	89,76	91,54	93,36	95,21
SE C	IAS (%)	90,23	91,94	93,71	95,54	97,03	98,58	100,00
SE C	Taxa de Crescimento Anual	1,10%	1,03%	0,96%	0,90%	0,84%	0,78%	0,73%
SE C	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

No gráfico 6, é apresentado o comportamento da taxa de crescimento anual e no gráfico 7 a demanda para a subestação C.

**Gráfico 6 – Taxa de crescimento de demanda na Subestação C**

Fonte: Autoria própria.

**Gráfico 7 – Demanda na Subestação C**

**Fonte: Autoria própria.**

O valor do transformador de 41,67 MVA presente atualmente nessa subestação, sem considerar nenhuma depreciação, é de R\$ 6.133.873,28 conforme o Banco de Preços de Referências da ANEEL. Segundo esta relação da ANEEL, o preço de um transformador de 30 e 60 MVA são, respectivamente, R\$ 5.352.930,38 e R\$7.148.056,6. O transformador é vendido pelo valor integral para o método da vida útil devida à troca imediata conforme explicado anteriormente ao passo que, no método do IAS, é prevista a primeira expansão somente no ano de 2024, portanto, esse valor cai para R\$ 5.520.485,96 devido aos dois anos que esse equipamento foi depreciado. O valor recuperado estimado representa o valor atual dos ativos sugeridos no momento de sua troca – nesse valor, está inclusa a depreciação do equipamento. Para o método da vida útil, os transformadores perdem todo o seu valor, já pelo IAS, os ativos da primeira expansão depreciaram por dezessete anos durante o período compreendido entre 2024 e 2041 e os ativos da segunda expansão depreciaram um ano referente ao período entre 2041 e 2042. Estes valores podem ser observados no quadro 15 abaixo.

**Quadro 15 – Venda do equipamento atual para cada cenário na Subestação C**

SE	CASO	VALOR RECUPERADO ESTIMADO DO TRANSFORMADOR ORIGINAL		VALOR RECUPERADO ESTIMADO DA TROCA DOS EQUIPAMENTOS	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
C	HIPÓTESE 1	R\$ 6.133.873,28	R\$ 5.520.485,96	R\$ 0,00	R\$ 8.320.690,01
C	HIPÓTESE 2	R\$ 6.133.873,28	R\$ 5.520.485,96	R\$ 0,00	R\$ 13.260.238,35

**Fonte: Autoria própria.**

Ao verificar os custos para esse caso, verifica-se, no quadro 16, que o custo total dos equipamentos adquiridos para o método do IAS é bastante superior ao visto pela vida útil que propõe uma expansão única. Dentre as hipóteses adotadas, a hipótese 2 é a mais onerosa devido à compra de mais equipamentos. Esta disparidade fica ainda mais evidente quando é feita a análise do investimento realizado pela concessionária. Nesse campo, compreende-se

o custo total de todos os equipamentos adquiridos diminuídos dos valores de todos os ativos com a depreciação congelada no momento de sua substituição e do valor atual do equipamento presente ao final do ano de 2042.

**Quadro 16 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação C**

SE	CASO	CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS		INVESTIMENTO REALIZADO PELA CONCESSIONÁRIA	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
C	HIPÓTESE 1	R\$ 7.629.980,55	R\$ 14.778.037,15	R\$ 1.496.107,27	R\$ 936.861,18
C	HIPÓTESE 2	R\$ 12.267.746,57	R\$ 22.973.607,33	R\$ 6.133.873,28	R\$ 4.192.883,02

Fonte: Autoria própria.

O melhor investimento, portanto, para essa subestação, dá-se pela escolha da hipótese 1 utilizando o método do IAS, onde combina-se a hipótese menos onerosa devido à compra de menos equipamentos com o método que prevê mais expansões durante o período analisado. O segundo, terceiro e quarto melhores investimentos foram amebados nas cores azul, laranja e vermelho, respectivamente, no quadro 16.

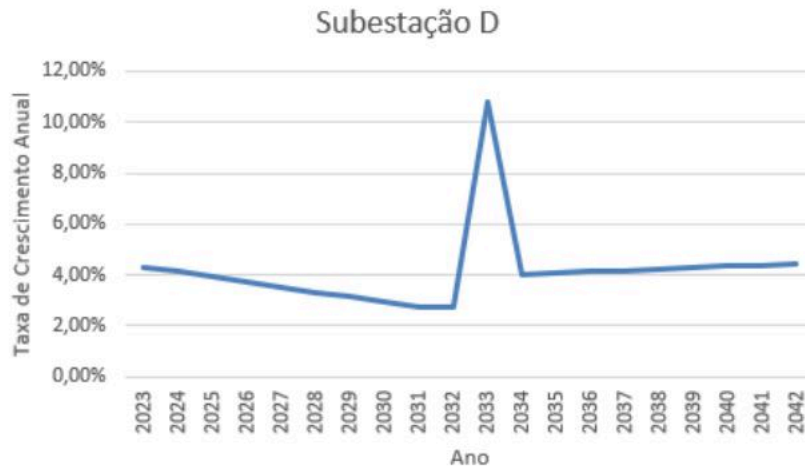
#### 4.6.4 Subestação D

Abaixo, no quadro 17, temos um resumo do cenário inicial e final, bem como para a primeira expansão da Subestação D que deve ocorrer em 2022. Nota-se que o índice de crescimento é alto e constante dentro desse período e a demanda sofre grandes variações entre o período inicial e final na região. No gráfico 8 apresenta o comportamento da taxa de crescimento anual para a subestação D e o gráfico 9 a demanda.

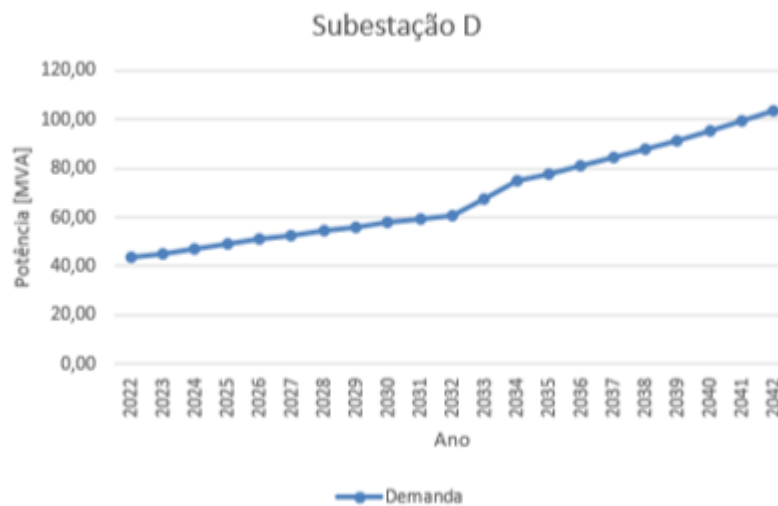
**Quadro 17 – Dados da subestação D**

Subestação	Ano	2022	2023	2041	2042
SE D	Demanda	43,464	45,338	99,329	103,423
SE D	FUS	104,304	108,804	238,371	248,196
SE D	IAS (%)	100	100	100	100
SE D	Taxa de Crescimento Anual	0,00%	4,31%	4,38%	4,43%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	22,28	0	0	0

Fonte: Autoria própria.

**Gráfico 8 – Taxa de crescimento de demanda na subestação D**

Fonte: Autoria própria.

**Gráfico 9 – Demanda na subestação D**

Fonte: Autoria própria.

A subestação D adotada também possui apenas um transformador de 41,67 MVA atualmente, porém ela requer uma expansão imediata de 22,28 MVA, independentemente do método, visto que a demanda da região está crescendo em altas taxas. O aumento de demanda deve ser atendido plenamente pelo método da vida útil até 2042 enquanto o método do IAS irá atender até 2033 pela hipótese 1 e até 2036 pela hipótese 2, anos em que será necessário realizar uma nova expansão. Os equipamentos sugeridos foram representados no quadro 18 e pode-se perceber uma disparidade bastante significativa entre os dois métodos devido à alta taxa de crescimento dessa SE e ao horizonte de demanda que cada um dos métodos atende.

**Quadro 18 – Equipamentos Sugeridos na Subestação D**

SE	CASO	EQUIPAMENTO ATUAL	EQUIPAMENTO SUGERIDO	
			VIDA ÚTIL	IAS
D	HIPÓTESE 1	1 X 41,67 MVA	1 X 70 MVA 1 X 41,67 MVA	1 X 70 MVA
D	HIPÓTESE 2	1 X 41,67 MVA	2 X 60 MVA	2 X 41,67 MVA

Fonte: Autoria própria.

Com a base de dados atualizada com o equipamento sugerido na hipótese 1, pode-se observar no quadro 19 que o IAS pede um novo incremento em 2033.

**Quadro 19 – Dados da Subestação D após a primeira expansão pela Hipótese 1**

Subestação	Ano	2032	2033	2034	2035	2036
SE D	Demanda	61,01	67,62	74,94	77,95	81,17
SE D	FUS	87,16	96,60	107,05	111,36	115,95
SE D	IAS (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
SE D	Taxa de Crescimento Anual	2,75%	10,83%	4,02%	4,07%	4,12%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	37,17	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

A base de dados atualizada com o equipamento sugerido na hipótese 2, por sua vez, solicita um novo incremento em 2036 pelo método do IAS conforme quadro 20.

**Quadro 20 – Dados da Subestação D após a primeira expansão pela Hipótese 2**

Subestação	Ano	2032	2033	2034	2035	2036
SE D	Demanda	61,01	67,62	74,94	77,95	81,17
SE D	FUS	73,21	81,13	89,92	93,54	97,39
SE D	IAS (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
SE D	Taxa de Crescimento Anual	2,75%	10,83%	4,02%	4,07%	4,12%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	0,00	0,00	42,23

Fonte: Autoria própria.

O quadro 21 representa os equipamentos sugeridos no final do período de análise. Estes são os mesmos para as duas subestações, porém, novamente, é visto que pelo IAS ocorreram maiores expansões e necessidades de reanálise durante o período proposto de 20 anos.

**Quadro 21 – Equipamentos Sugeridos na subestação D ao final do período de análise**

SE	CASO	EQUIPAMENTO ATUAL	EQUIPAMENTO SUGERIDO	
			VIDA ÚTIL	IAS
D	HIPÓTESE 1	1 X 41,67 MVA	1 X 70 MVA 1 X 41,67 MVA	1 X 70 MVA 1 X 41,67 MVA
D	HIPÓTESE 2	1 X 41,67 MVA	2 X 60 MVA	2 X 60 MVA

Fonte: Autoria própria.

Dessa forma temos, portanto, que tanto as hipóteses 1 como 2 estão atendendo 100% do IAS no ano de 2046 no qual ocorrerá a próxima revisão tarifária conforme quadro 22 e 23 respectivamente.

**Quadro 22 – Dados da Subestação D ao final do período de análise da Hipótese 1**

Subestação	Ano	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
SE D	Demanda	61,01	67,62	74,94	77,95	81,17	84,51	87,99	91,62	95,40	99,33
SE D	FUS	54,64	60,55	67,11	69,81	72,68	75,68	78,80	82,05	85,43	88,95
SE D	IAS (%)	87,89	91,83	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
SE D	Taxa de Crescimento Anual	2,75%	10,83%	4,02%	4,07%	4,12%	4,17%	4,22%	4,28%	4,33%	4,38%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

**Quadro 23 – Dados da Subestação D ao final do período de análise da Hipótese 2**

Subestação	Ano	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
SE D	Demanda	61,01	67,62	74,94	77,95	81,17	84,51	87,99	91,62	95,40	99,33
SE D	FUS	50,84	56,35	62,45	64,96	67,64	70,43	73,33	76,35	79,50	82,77
SE D	IAS (%)	81,78	85,46	95,18	99,51	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
SE D	Taxa de Crescimento Anual	2,75%	10,83%	4,02%	4,07%	4,12%	4,17%	4,22%	4,28%	4,33%	4,38%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

O valor do equipamento presente atualmente nessa subestação, sem considerar nenhuma depreciação, é de R\$ 6.133.873,28 conforme o Banco de Preços de Referências da ANEEL. Segundo esta relação da ANEEL, o preço de um transformador de 60 e 70 MVA são, respectivamente, R\$ 7.148.056,6 e R\$ 7.629.980,55. O transformador é vendido pelo valor integral para os dois métodos devida à necessidade de troca imediata pela demanda da SE.

No método de vida útil, os transformadores não têm valor no momento de sua troca, conforme visto nos outros casos. Já pelo IAS, na hipótese 1, o transformador de 70 MVA perde todo o seu valor pois é utilizado durante todo o período de análise e o transformador de 41,67 MVA deprecia por 9 anos no período compreendido entre 2033 e 2042. Na hipótese 2 pelo IAS, são considerados os dois transformadores de 41,67 MVA depreciados em 14 anos - de 2022 a 2036 - somados aos dois transformadores de 60 MVA depreciados em 6 anos compreendidos de 2036 até 2042. Estes números podem ser observados no quadro 24 abaixo.

**Quadro 24 – Venda do equipamento atual para cada cenário na subestação D**

SE	CASO	VALOR RECUPERADO ESTIMADO DO TRANSFORMADOR ORIGINAL		VALOR RECUPERADO ESTIMADO DA TROCA DOS EQUIPAMENTOS	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
D	HIPÓTESE 1	R\$ 6.133.873,28	R\$ 6.133.873,28	R\$ 0,00	R\$ 3.373.630,31
D	HIPÓTESE 2	R\$ 6.133.873,28	R\$ 6.133.873,28	R\$ 0,00	R\$ 13.687.603,21

Fonte: Autoria própria.

No tangente aos custos desses equipamentos, o investimento pelos dois métodos na hipótese 1 são os mesmos pois os equipamentos adquiridos são iguais. Na hipótese 2, o valor observado no IAS é praticamente o dobro do valor visto pelo método de vida útil uma vez que são comprados dois transformadores adicionais no ano de 2036.

**Quadro 25 – Investimento em transformadores para cada cenário na Subestação D**

SE	CASO	CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS		INVESTIMENTO REALIZADO PELA CONCESSIONÁRIA	
		VIDA ÚTIL	IAS	VIDA ÚTIL	IAS
D	HIPÓTESE 1	R\$ 13.763.853,83	R\$ 13.763.853,83	R\$ 7.629.980,55	R\$ 4.256.350,24
D	HIPÓTESE 2	R\$ 14.296.113,20	R\$ 26.563.859,77	R\$ 8.162.239,92	R\$ 6.742.383,27

**Fonte: Autoria própria.**

É visto, portanto, no quadro 25, que o método do IAS é bastante superior em decorrência da necessidade de expansões constantes. A melhor opção para essa subestação seria uma expansão baseada no método do IAS utilizando as premissas da hipótese 1, combinando o baixo custo com o método que prevê mais expansões e conseqüentemente menos depreciação dos ativos utilizados.

O segundo, terceiro e quarto melhores investimentos foram amebados nas cores azul, laranja e vermelho, respectivamente, no quadro 25.

Nesse caso em específico, o valor investido observado pelo método da vida útil foi bastante similar entre as duas hipóteses pois ambas propõe dois transformadores e a diferença de preço entre eles não é significativa.

#### **4.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS**

Para a subestação A, ao comparar as hipóteses 1 e 2, nota-se que em ambas o IAS foi melhor economicamente em relação a vida útil e entre as duas hipóteses a hipótese 2 utilizando o IAS é economicamente melhor, tendo um custo menor em relação a primeira.

Para a subestação B, quando comparamos as hipóteses, temos que o custo do investimento pela hipótese um é três vezes menor, pelo cenário do IAS, e que pelo cenário da vida útil, o valor chega a ser mais de quatro vezes menor. Para a subestação C, tem-se, portanto, que a escolha de um transformador respeitando o método do IAS considerando a hipótese 1 é mais vantajosa visto que consideramos a hipótese mais econômica junto do método que tem mais retorno com vendas de equipamentos.

Para a subestação D, devido ao crescimento substancial na região, foi visto que o método de vida útil requer um investimento significativamente maior. Visto que é uma região onde constantes expansões deverão ocorrer, o método do IAS acaba se tornando mais atrativo por conta da menor depreciação dos ativos durante o período de atendimento proposto.

A diferença entre as hipóteses estão apontadas no quadro 26, onde tem-se os custos de investimentos para cada uma das hipóteses, seja priorizando a vida útil, seja priorizando o IAS.

É importante ressaltar que as diferentes hipóteses implicam em cenários de manutenção também diferentes.

**Quadro 26 – Comparativo geral entre os investimentos para cada cenário**

SE	CASO	INVESTIMENTO REALIZADO PELA CONCESSIONÁRIA	
		VIDA ÚTIL	IAS
A	HIPÓTESE 1	R\$ 1.260.214,55	R\$ 630.107,27
A	HIPÓTESE 2	R\$ 1.191.969,73	R\$ 595.984,87
B	HIPÓTESE 1	R\$ 1.014.183,32	R\$ 915.203,66
B	HIPÓTESE 2	R\$ 4.571.987,48	R\$ 3.049.886,15
C	HIPÓTESE 1	R\$ 1.496.107,27	R\$ 936.861,18
C	HIPÓTESE 2	R\$ 6.133.873,28	R\$ 4.192.883,02
D	HIPÓTESE 1	R\$ 7.629.980,55	R\$ 4.256.350,24
D	HIPÓTESE 2	R\$ 8.162.239,92	R\$ 6.742.383,27

**Fonte: Autoria própria.**

O risco de se manter apenas um transformador alimentando toda uma subestação pode ser alto, pois em situações de manutenção, toda a unidade deverá ser desativada causando falta para os consumidores, caso não haja transformadores reserva disponíveis. Ainda, podemos concluir que em ambas as hipóteses, o investimento guiado pelo IAS resulta em um custo menor para a concessionária e, por consequência, para os usuários.

Os resultados obtidos apontam qual cenário apresenta o maior valor dos ativos de cada subestação, valor este que pode ser utilizado para a troca dos transformadores atuais por outros de capacidade mais adequada ao horizonte futuro da subestação.

Atender as normas em vigor deve ser prioridade para as concessionárias, utilizar ferramentas de análise que possam indicar as características mais adequadas para os equipamentos a serem empregados em expansões de subestações deve ser fundamental para que o usuário não seja onerado por investimentos na estrutura de distribuição de energia elétrica custosas.

Foi visto que a hipótese 1 que considera a troca de somente um transformador por outro de maior potência é mais vantajosa, pois o aumento de potência não acompanha o aumento no preço. Apesar disso, essa hipótese é apresenta risco para subestações que possuem apenas um transformador em sua instalação, uma vez que a confiabilidade é menor, pois não há um transformador para suportar a carga da subestação, caso ocorra uma falta, ou até mesmo manutenção periódica.

A análise das situações propostas apontou que a melhor combinação financeira se obtém através da aplicação da hipótese um, que sugere a utilização de apenas um transformador de potência para toda a subestação, e utilizando o índice de aproveitamento de subestação como parâmetro para ditar o incremento de potência instalada total, no ano sugerido. Esse resultado pode ser observado em três das quatro subestações propostas.

A combinação que mais onerou a concessionária, e seus usuários, foi a combinação da hipótese dois, que propõe a utilização de dois transformadores de mesma potência, juntamente com a premissa de se utilizar os equipamentos ao longo de toda a sua vida útil. Em três das quatro situações apontadas foram obtidos valores para esta combinação consideravelmente superiores a qualquer outra combinação de hipótese e cenário.



## 5 CONCLUSÃO

O aumento de demanda de energia elétrica é algo natural, uma vez que vivemos em uma sociedade onde a tecnologia é cada vez mais presente e é, cada vez mais, vemos a necessidade da infraestrutura elétrica acompanhar o crescimento da demanda. Em decorrência disto, foram abordadas formas de expandir as instalações de distribuição das concessionárias de energia elétrica pautadas nas características de demanda de seus consumidores.

A crescente demanda dos consumidores torna necessário, entre diversas coisas, também a adequação das subestações à essas mudanças. Neste sentido, faz com que seja imperativo a troca dos transformadores atuais por outros de maior capacidade, permitindo assim a capacidade de fornecer maior energia elétrica aos usuários. Esta troca deve ser pautada nas normas definidas pelas agências reguladoras de energia elétrica, uma vez que estas agências são responsáveis por garantir não apenas o atendimento dos consumidores, mas também a modicidade tarifária.

O IAS é utilizado pela ANEEL para verificar se um investimento em expansão de capacidade de uma subestação foi de fato necessária. Esse indicador traduz as características dos usuários da rede juntamente com a PTI em uma porcentagem que apresenta qual o grau de utilização dos equipamentos instalados na subestação serão utilizados em um horizonte de 10 anos.

Para se realizar um aumento da potência total instalada em uma subestação, é possível adotar diversas abordagens. Buscando simplificar a análise, foram apontados dois cenários diferentes, para definir qual o incremento de potência deveria ser realizado em uma subestação.

O cenário da vida útil aponta que as trocas de transformadores de uma subestação, deverão considerar um horizonte máximo de funcionamento para este equipamento, ou seja, permitindo que não seja necessária a substituição deste transformador, ao longo de toda a sua vida útil técnica. Para este cenário, a vida útil técnica adotada foi de 20 anos.

O segundo cenário previu o incremento de potência na subestação priorizando o índice de aproveitamento de subestações, ou seja, que esses incrementos de potência, permitissem alcançar 100% do IAS nos anos de revisão tarifária periódica. Como este indicador analisa a demanda em um horizonte de 10 anos, as trocas de equipamento neste caso ocorreram mais vezes, se comparado ao cenário da vida útil.

Para aplicar cada cenário, foram elaborados duas pressuposições. O pressuposto um propõe que seja utilizado apenas um transformador na subestação, buscando atender toda a demanda da subestação, de acordo com cada cenário. Este pressuposto limitou, de forma arbitrária, a potência de transformação em aproximadamente 70 MVA, uma vez que há um limite de corrente para os equipamentos associados ao transformador.

O pressuposto dois busca a divisão de potência de transformação da subestação, entre dois transformadores idênticos. Desta forma, manutenções ou trocas de transformadores poderiam ser realizadas sem a total desativação da subestação.

Para realizar os cálculos de depreciação, foram considerados os valores presentes na Base de Remuneração Regulatória da ANEEL para cada transformador, de acordo com sua capacidade de potência. A depreciação total considerada para um transformador, acontece no fim de sua vida útil técnica. Assim, para efeito desta análise, cada transformador depreciou cerca de 5% do seu valor original por ano.

Foram apresentadas quatro subestações hipotéticas, que se assemelham ao que se tem na prática, nas concessionárias de energia elétrica. Para cada uma destas subestações, foram realizadas análises de cada cenário combinado com as pressuposições apresentadas no trabalho. Com isso, cada subestação teve no final quatro valores de custo de investimento, um para cada combinação de cenário e pressuposto.

Em todos os casos, o método do IAS apresentou um menor custo de investimento, devido à maior frequência de troca dos equipamentos, enquanto os equipamentos ainda não estavam no fim de sua vida útil técnica, e ainda possuíam valor comercial, que pôde ser utilizado para mitigar os custos envolvidos na aquisição de transformadores de força de maior potência.

Como resultado das análises deste trabalho, foi concluído que a combinação que apresentou o custo de investimento mais baixo, foi o pressuposto um juntamente com o cenário do IAS, que propõe a utilização de apenas um transformador de potência, reduzindo assim, de forma considerável, os custos de aquisição de equipamentos. Uma expansão pautada neste cenário e neste pressuposto, permitirá que os investimentos de expansão realizados em uma subestação alcance valores elevados no IAS, e ainda, fazendo com que os custos relacionados a estes investimentos sejam menores.

A combinação de cenário e pressuposto mais vantajoso financeiramente deve ser pautada ainda em outras análises, que permitirão garantir a vantagem econômica destas sugestões. Deve-se levar em consideração o custo de indisponibilidade, para as subestações que terão como equipamento apenas um transformador, pois correm o risco de não atender a demanda em momentos de manutenção ou ainda em eventos imprevistos, que poderiam suspender a operação da unidade.

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se ainda serem realizadas análises mais detalhadas dos efeitos da troca de transformadores nos demais equipamentos presentes na subestação através parceria com uma concessionária de energia elétrica. Assim, será possível ter acesso aos dados das subestações disponíveis, previsão de demanda, relação de equipamentos associados, além de acesso às normas internas da empresa. Com estas informações, será possível elaborar abordagens que possam ser aplicadas a todas as subestações da concessionária, calcular o índice de aproveitamento de subestações para cada hipótese, assim como os custos de investimento reais, para a implementação da combinação do cenário e pressuposto mais vantajoso. Isso permitirá uma análise mais completa e soluções assertivas para a empresa em questão.

## REFERÊNCIAS

- ALBURQUERQUE, R. J. F. **Proteção do Sistema Elétrico de Potência**. Londrina - PR, 2019.
- FILHO, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 4ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- FILHO, J. M. **Subestações de alta tensão**. 1ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.
- FILHO, J. M. **Manual Transformador a Óleo até 4000kVA**. 4ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- ALEXANDER, CHARLES K; SADIKU, MATTHEW N. O. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. 5ª Ed. Porto Alegre: Editora AMGH, 2013.
- MALAGOLI, C. V.S. et al. **O Índice de Aproveitamento de Subestações e o Planejamento da Expansão: um Estudo de Caso**. SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SENDI), XVII, 2006, Belo HorizonteMG. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), 2006, p. 1-9.
- Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 10 jun. 2022.
- Working Group I-16. **UNDERSTANDING MICROPROCESSOR-BASED TECHNOLOGY APPLIED TO RELAYING**. 2009.
- Resolução ANEEL no 493 de 03/09/2002 - Federal - LegisWeb**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=98182#:~:text=Estabelece%20metodologia%20e%20crit%C3%A9rios%20gerais>. Acesso em: 15 jun. 2022.
- SAMPAIO, A. **PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES**. PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS: [s.n.].
- NACIONAL, I. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL No 1.003, DE 1o DE FEVEREIRO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.003-de-1-de-fevereiro-de-2022-378557431>. Acesso em: 13 jun. 2022.
- COSTA, O. C. J. **NOTAS DE AULA SOBRE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS EM SUBESTAÇÕES**: Capacitação de profissionais integrantes dos órgãos gestores de recursos hídricos do Estado do Ceará para o PISF. 2011. DEL GIUDICE ASSESSORIA TÉCNICA LTDA, Brasília, 2011.
- DUALIBE, P. **Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção**. Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999.
- Electrical Gang. **What Is a Conservator Tank of Transformer**. Disponível em: <https://electricalgang.com/conservator-tank-of-transformer/>. Acesso em 10/06/2022

Sigma Transformadores. **MANUAL DE INSTRUÇÕES TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ATÉ 300 kVA.** Disponível em: <http://sigmatransformadores.com.br/wp-content/uploads/2018/07/Manual-TR-TRIFASICO-DE-DISTRIBUICAO-DE-15-A-300.pdf>. Acesso em 10/06/2022

Enel Distribuição. **Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição - Classes 15 e 36,2 kV Especificação e Padronização.** Disponível em: <https://www.eneldistribuicao.com.br/go/documentos/NTC10.pdf>. Acesso em 10/06/2022

Lorencini Brasil. **Características construtivas dos transformadores de potência.** <https://www.lorencini.com.br/blog/caracteristicas-construtivas-dos-transformadores-de-potencia/>. Acesso em 10/06/2022

Cigre. **Guia de manutenção para transformadores de potência.** [http://www.cigre.org.br/archives/BT\\_15.pdf](http://www.cigre.org.br/archives/BT_15.pdf). Acesso em 10/06/2022

Sigma Transformadores. **MANUAL DE INSTRUÇÕES TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE FORÇA 1000 kVA.** Disponível em: <http://sigmatransformadores.com.br/wp-content/uploads/2018/07/Manual-Sigma-1000kVA.pdf>. Acesso em 10/06/2022

PATIL, VISHNU. **What Is a Conservator Tank of Transformer.** Electrical Gang. Disponível em: <https://electricalgang.com/conservator-tank-of-transformer/>. Acesso em 10/06/2022

Electrical4u online. **Transformer Oil: Testing, Types & Properties.** Disponível em: <https://www.electrical4u.com/transformer-insulating-oil-and-types-of-transformer-oil/> Acesso em 10/06/2022

Inch. **Power Transformer.** Disponível em: <https://inchbyinch.de/pictorial/power-transformer/> Acesso em 10/06/2022

Aprendendo Elétrica. **Tipos de refrigeração dos transformadores.** Disponível em: <https://aprendendoeletrica.com/tipos-de-refrigeracao-dos-transformadores/>. Acesso em 10/06/2022

WEG. **MANUAL TRANSFORMADOR A ÓLEO ATÉ 4000kVA.** Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h9a/h78/WEG-transformadores-a-oleo-instalacao-e-manutencao-10000892317-12.10-manual-portugues-br.pdf>. Acesso em 10/06/2022

Miracle. **Parts Of A Transformer.** Disponível em: <https://www.miracle.net.in/blog/parts-of-a-transformer/>. Acesso em 10/06/2022

Electrical4u online. **Transformer Moisture Causes & Solutions Explained.** Disponível em: <https://www.electrical4uonline.com/transformer-moisture-causes-solutions-explained/> Acesso em 10/06/2022

Electrical Gang. **What Is a Conservator Tank of Transformer.** Disponível em: <https://electricalgang.com/conservator-tank-of-transformer/>. Acesso em 10/06/2022

EVO. **Subestação de média tensão – Poste, Cubículo Blindado e Abrigada em Alvenaria.** Disponível em: <https://evorepresentacao.com.br/noticias/subestacao-abrigada-alvenaria-blindado/>. Acesso em 10/06/2022

Hilkar. **Resistores de Aterramento.** Disponível em: [www.hilkar.com/pt/RsAterramento.html](http://www.hilkar.com/pt/RsAterramento.html). Acesso em 10/06/2022

PORTO, B. P. **DISJUNTORES DE POTÊNCIA: UMA BREVE INTRODUÇÃO A TEORIA E ENSAIOS BÁSICOS EM LABORATÓRIO.** 2009. Trabalho de Conclusão de Curso - Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6935: SECCIONADOR, CHAVES DE TERRA E ATERRAMENTO RÁPIDO: Especificação.** São Paulo: ABNT, 1985.

**Informações Econômico-Financeiras.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/informacoes-economico-financeiras/info-economico-financeiras>. Acesso em: 24 nov. 2022.

SILVA, S. S. **PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES.** Disponível em: [http://repositorio.sis.puc-campinas.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/15160/ceatec\\_ppgsiu\\_me\\_Amiraldo\\_SS.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.sis.puc-campinas.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/15160/ceatec_ppgsiu_me_Amiraldo_SS.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 04 set. 2022.

FILIPPE, P. C. **METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CUSTOS DA INDISPONIBILIDADE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES.** Disponível em: [https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/14550/DIS\\_PPGEPP\\_2018\\_CAMPANHOLA\\_FILIPPE.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/14550/DIS_PPGEPP_2018_CAMPANHOLA_FILIPPE.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 29 out. 2022.

ADMIN. **COPEL INVESTE 5 MILHÕES NA SUBESTAÇÃO EM SANTA AMÉLIA | JORNAL PARANÁ CIDADES.** DISPONÍVEL EM: <https://jornalparanacidades.com.br/featured/copel-investi-5-milhoes-na-subestacao-em-santa-amelia/>. Acesso em: 24 nov. 2022.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Réle de proteção extraíveis para aplicações básicas e avançadas.** Disponível em: <https://www.se.com/br/pt/product-range/62400-powerlogic-p5/>. Acesso em 10/06/2022

## **APÊNDICE A – BANCO DE DADOS DAS SUBESTAÇÕES HIPOTÉTICAS**

A base de dados abaixo foi utilizada para simular os dados de demanda, realizar os cálculos do IAS e dos valores recomendados por esse indicador através da fórmula apresentada na equação 1 para as quatro subestações.

**Quadro 27 – Comparativo geral entre os investimentos para cada cenário**

Transformadores da SE Trafo 1 [MVA]: 41,67 Trafo 2 [MVA]: 41,67 Trafo 3 [MVA]: 0	Subestação	Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042		
			Demanda	58,33	60,81	63,26	65,68	68,08	70,44	72,76	75,03	77,26	79,43	81,56	83,95	86,31	88,60	90,85	93,06	95,22	97,34	99,40	101,42	103,39	
			FUS	70,00	72,96	75,90	78,82	81,69	84,52	87,30	90,03	92,71	95,31	97,88	100,73	103,56	106,31	109,02	111,67	114,26	116,80	119,27	121,69	124,05	
			IAS (%)	97,98	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			Taxa de Crescimento Anual	0,00%	4,23%	4,04%	3,84%	3,65%	3,46%	3,29%	3,13%	2,97%	2,81%	2,66%	2,52%	2,38%	2,24%	2,10%	1,96%	1,83%	1,70%	1,57%	1,44%	1,31%	1,18%
SE A	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Transformadores da SE Trafo 1 [MVA]: 41,67 Trafo 2 [MVA]: 0 Trafo 3 [MVA]: 0	Subestação	Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042		
			Demanda	31,11	32,32	33,52	34,71	35,86	36,98	38,06	39,10	40,08	41,09	42,13	43,20	44,50	45,85	47,24	48,67	50,15	51,67	53,23	54,85	58,22	
			FUS	74,65	77,56	80,45	83,29	86,05	88,74	91,34	93,82	96,19	98,62	101,11	103,66	106,80	110,04	113,37	116,81	120,35	124,00	127,75	131,62	139,72	
			IAS (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			Taxa de Crescimento Anual	0,00%	3,90%	3,72%	3,52%	3,32%	3,12%	2,92%	2,72%	2,52%	2,32%	2,12%	1,92%	1,72%	1,52%	1,32%	1,12%	0,92%	0,72%	0,52%	0,32%	0,12%	0,00%
SE B	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Transformadores da SE Trafo 1 [MVA]: 41,67 Trafo 2 [MVA]: 0 Trafo 3 [MVA]: 0	Subestação	Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042		
			Demanda	38,62	39,91	41,16	42,36	43,51	44,62	45,67	46,65	47,58	48,43	49,30	50,18	51,08	51,94	53,19	54,47	55,78	57,13	58,50	59,91	61,36	
			FUS	92,69	95,78	98,77	101,65	104,43	107,07	109,59	111,96	114,18	116,22	118,30	120,43	122,59	124,65	127,64	130,71	133,86	137,09	140,39	143,78	147,24	
			IAS (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			Taxa de Crescimento Anual	0,00%	3,33%	3,12%	2,92%	2,73%	2,53%	2,35%	2,17%	1,98%	1,79%	1,59%	1,40%	1,21%	1,02%	0,83%	0,64%	0,45%	0,26%	0,07%	-0,12%	-0,31%	-0,50%
SE C	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	0,00	0,00	13,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Transformadores da SE Trafo 1 [MVA]: 41,67 Trafo 2 [MVA]: 0 Trafo 3 [MVA]: 0	Subestação	Ano	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042		
			Demanda	43,46	45,34	47,20	49,05	50,88	52,68	54,43	56,14	57,79	59,38	61,01	62,62	64,20	65,74	67,24	68,70	70,11	71,47	72,79	74,06	75,28	
			FUS	104,30	108,80	113,28	117,72	122,11	126,42	130,63	134,72	138,69	142,50	146,42	150,43	154,62	159,08	163,80	168,77	173,98	179,52	185,39	191,59	198,12	
			IAS (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			Taxa de Crescimento Anual	0,00%	4,31%	4,11%	3,92%	3,73%	3,53%	3,33%	3,14%	2,94%	2,75%	2,55%	2,35%	2,15%	1,95%	1,75%	1,55%	1,35%	1,15%	0,95%	0,75%	0,55%	0,35%
SE D	Correção da demanda pelo IAS [MVA]	22,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			

Fonte: Autoria própria.