

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

TATIANE TEXEIRA

**METODOLOGIA PARA ESTUDO DE VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DE
SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO EM UNIDADES CONSUMIDORAS
INDUSTRIAIS**

**São Leopoldo
2022**

TATIANE TEXEIRA

**METODOLOGIA PARA ESTUDO DE VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DE
SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO EM UNIDADES CONSUMIDORAS
INDUSTRIAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pelo Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade do
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Ms. Eduardo Augusto Martins

São Leopoldo

2022

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à esta instituição de ensino, seu corpo docente, administrativo e diretivo, que sempre buscou e busca proporcionar a melhor experiência universitária para seus estudantes, fundamentada em seus princípios éticos voltados ao desenvolvimento da sociedade e do indivíduo.

Agradeço ao professor Eduardo Augusto Martins pela orientação, paciência e por todo o apoio durante a realização deste projeto.

À Tecnova Engenharia por disponibilizar os documentos e dados para análise e construção deste trabalho, e por me incentivar durante esta jornada. Aos meus colegas de empresa que me acompanharam durante este projeto, compreenderam a minha dedicação aos estudos e vibram comigo minhas conquistas.

Ao meus pais e minha irmã agradeço por todo apoio, incentivo e compreensão pela minha ausência pelo tempo dedicado aos estudos.

Por fim, agradeço ao Renan Daniel Dias Martins pelo apoio incondicional e por não me permitir ser vencida pelo cansaço.

RESUMO

Em um cenário cada vez mais competitivo com aumento de produtividade constante, que por consequência, reflete em aumento de consumo de energia elétrica, cada vez mais a indústria investe no controle dos custos com eletricidade. O gerenciamento de energia é uma ferramenta eficiente para redução de custos, visto que permite otimizar o uso da energia elétrica, bem como os aspectos relacionados ao seu faturamento. Este trabalho apresenta uma metodologia para o estudo de viabilidade para a instalação de subestação de alta tensão (AT) em unidades consumidoras industriais, com objetivo de garantir o melhor cenário técnico-econômico para o abastecimento de energia elétrica. Esta metodologia está focada na migração do subgrupo A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) ou A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV) para subgrupo A3 (tensão de fornecimento de 69 kV) ou A2 (tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV), conforme Resolução ANEEL nº 1.000, em indústrias de médio a grande porte, ou seja, unidades consumidoras com carga instalada a partir de 75 kW e demanda a partir 2.500 kW. Com base no banco de dados da Empresa Tecnova Engenharia e aplicação da metodologia em três casos reais, observou-se a importância das etapas definidas e a influência de cada etapa na análise de viabilidade técnico-econômica. E a partir do modelo matemático definido e com apoio de planilha em *Excel* foram realizados os cálculos considerando o valor do investimento e economia com a tarifa de uso do sistema (TUSD) para definir o tempo do retorno do investimento e indicadores financeiros para apoio à tomada de decisão. Por fim, a metodologia proposta permite que a indústria faça um gerenciamento de sua energia e, principalmente, planejamento estratégico que inclua a análise do aumento do consumo de energia, bem como demanda e garanta que a tomada de decisão seja no tempo necessário para garantir que a indústria esteja no melhor cenário econômico, bem como possa ampliar sua produção garantindo seus lucros.

Palavras-chave: Subestação de Alta Tensão; Resolução ANEEL nº 1.000; Estudo de Viabilidade; Indústria; Demanda.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Etapas para viabilização de acesso para unidades consumidoras industriais	22
Figura 2 – Sistema simplificado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.....	24
Figura 3 – Projeto eletromecânico de uma subestação de 138 kV	26
Figura 4 – <i>Bay</i> de saída de linha.....	28
Figura 5 – Dupla derivação de linha de transmissão de circuito duplo.....	29
Figura 6 – Seccionamento com barra principal e transferência.....	30
Figura 7 - Subestação convencional em Cordeirópolis/SP	31
Figura 8 – Subestação GIS em Porto Alegre/RS	32
Figura 9 – Critérios para Estudo de Viabilidade	37
Figura 10 – Método para o Estudo de Viabilidade do Projeto da Subestação de Alta Tensão	37
Figura 11 – Fluxograma Critério Qualidade de Energia	40
Figura 12 - Fluxograma Critério Regulatório	41
Figura 13 – Diagrama Unifilar Projeto Caso 1	52
Figura 14 – Diagrama Unifilar Projeto Caso 2.....	59
Figura 15 – Diagrama Unifilar Projeto Caso 3.....	67

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Previsão de Aumento de Demanda Caso 1	50
Gráfico 2 – Consumo Médio Mensal Caso 1	51
Gráfico 3 - Investimento escopo distribuidora Caso 1	53
Gráfico 4 – Investimento Projeto Caso 1	54
Gráfico 5 - Custo anual da TUSD Caso 1	55
Gráfico 6 - Fluxo de Caixa e Retorno do Investimento Caso 1.....	56
Gráfico 7 - Previsão de Aumento de Demanda Caso 2.....	57
Gráfico 8 - Previsão de Consumo Médio Mensal Caso 2.....	58
Gráfico 9 – Investimento Projeto Caso 2.....	60
Gráfico 10 – Custo anual da TUSD no Ano 1 Caso 2	61
Gráfico 11 – Custo anual da TUSD no Ano 2 Caso 2	62
Gráfico 12 - Custo anual da TUSD no Ano 2 Caso 2	62
Gráfico 13 - Custo total anual da TUSD Caso 2.....	63
Gráfico 14 - Fluxo de Caixa e Retorno do Investimento Caso 2.....	64
Gráfico 15 – Previsão de Aumento de Demanda Caso 3.....	65
Gráfico 16 - Previsão de Aumento de Consumo Médio Mensal Caso 3.....	66
Gráfico 17 – Investimento do Projeto Caso 3.....	68
Gráfico 18 - Custo anual do TUSD no Ano 1 Caso 3	69
Gráfico 19 - Custo anual do TUSD no Ano 2 Caso 3	70
Gráfico 20 - Custo anual do TUSD no Ano 3 Caso 3	70
Gráfico 21 - Custo total anual do TUSD Caso 3.....	71
Gráfico 22 - Fluxo de Caixa e Retorno do Investimento.....	72

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Cobrança de energia e demanda das tarifas disponíveis para consumidores do grupo A	17
Quadro 2 – Enquadramento das Unidades Consumidoras Grupo A.....	17
Quadro 3 – Classificação Tensão de Conexão	24
Quadro 4 – Percentuais PIS/PASEP/COFINS mensais/2021	48
Quadro 5 – Tributos e alíquotas	49
Quadro 6 - Justificativa Casos Selecionados	49
Quadro 7 – TUSD Distribuidora Caso 1	54
Quadro 8 - TUSD Distribuidora Caso 1 com a inclusão dos tributos.....	54
Quadro 9 – Indicadores Financeiros Caso 1	56
Quadro 10 – TUSD Distribuidora Caso 2	60
Quadro 11 - TUSD Distribuidora Caso 2 com a inclusão dos tributos.....	61
Quadro 12 – Indicadores Financeiros Caso 2	64
Quadro 13 – TUSD Distribuidora Caso 3	68
Quadro 14 - TUSD Distribuidora Caso 3 com a inclusão dos tributos.....	69
Quadro 15 – Indicadores Financeiros Caso 1	72
Quadro 16 – Resumo Dados Caso 1, 2 e 3	75

LISTA DE SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AIS	<i>Air Insulated Substation</i> (Subestação Isolada a Ar)
AT	Alta Tensão
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COFINS	Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Eletricidade
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
ENEL	<i>Ente nazionale per l'energia elettrica</i> (Agência Nacional de Eletricidade)
ERD	<i>Encargo de Responsabilidade da Distribuidora</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
GIS	<i>Gas Isulation Switchgear</i> (Subestação Isolada a gás)
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MT	Média Tensão
NBR	Normas Brasileiras de Regulação
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SF ₆	Hexafluoreto de enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Tema	10
1.2	Delimitação do tema	11
1.3	Objetivos	11
1.3.1	Objetivo geral	11
1.3.2	Objetivos específicos	11
1.4	Justificativa	11
1.5	Organização do trabalho	12
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1	Carga, Demanda, Classificação das Instalações Consumidoras e Modalidade Tarifária	14
2.1.1	Carga e Demanda	14
2.1.2	Classificação das instalações consumidoras	15
2.1.3	Modalidade Tarifária	16
2.2	Qualidade da Energia Elétrica	19
2.3	Conexão no Sistema Elétrico	21
2.3.1	Acesso ao Sistema de Distribuição	21
2.3.2	Linha de Distribuição	23
2.3.3	Subestação de Alta Tensão de Consumidor	24
2.4	Indicadores Financeiros para Análise de Projetos de Investimento	32
2.4.1	Retorno de Investimento Simples	33
2.4.2	Valor Presente Líquido	33
2.4.3	Taxa Interna de Retorno	34
2.4.4	Despesas e Receitas	34
3	METODOLOGIA	36
3.1	Metodologia Proposta	36
3.2	Critérios para Estudo de Viabilidade	38
3.3	Etapas para Estudo de Viabilidade para Construção da Subestação de Alta Tensão	42
3.4	Modelo Proposto	44
3.4.1	Custos da TUSD	44
4	APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO	48

4.1	Caso 1: Empresa Fabricante de Compressores	50
4.2	Caso 2 – Empresa Montadora de Veículos.....	56
4.3	Caso 3 – Empresa de Alimentos	64
4.4	Discussão dos Resultados	73
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	76
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	77
	REFERÊNCIAS.....	78
	APÊNDICE A – ABA PLANILHA EXCEL DADOS E CRITÉRIOS.....	81
	APÊNDICE B – ABA PLANILHA EXCEL DADOS ESTUDO DE VIABILIDADE	82
	APÊNDICE C – ABA PLANILHA EXCEL ANÁLISE DA VIABILIDADE	83
	APÊNDICE D – ABA PLANILHA EXCEL CENÁRIOS.....	84
	APÊNDICE E – ABA PLANILHA EXCEL RESULTADO	85

1 INTRODUÇÃO

A indústria brasileira é responsável por 30% do consumo final de energia e em torno de 40% da eletricidade consumida no Brasil. (EPE, 2020). Além disso, o consumo de energia elétrica de uma indústria pode representar 40% de seus custos de produção. (FIRJAN, 2007). Sendo assim, investimentos no gerenciamento de energia, juntamente com uma qualidade de energia adequada, são imprescindíveis para a otimização dos custos e garantia da competitividade produtiva.

Tendo em vista que o objetivo de toda indústria é obter lucro e crescer continuamente, é necessário buscar alternativas para redução de custos, gerando assim resultados mais positivos. Por outro lado, também se faz necessário reduzir custos nos momentos em que não se está focado em expansão, pois isso garante que a estruturação econômica esteja sólida o suficiente para quando houver a necessidade de crescimento. Para isso, é necessário analisar estrategicamente os custos operacionais para que se possa tomar decisões que apresentem viabilidade técnica, bem como um retorno financeiro adequado.

Novos projetos devem ser estudados quanto a sua viabilidade técnica e econômica que buscam responder se o projeto é viável, ou seja, se o investimento tem retorno suficiente para se pagar, se aumenta a rentabilidade do negócio ou se gera um impacto negativo, bem como os riscos envolvidos.

A partir destas colocações, é possível visualizar o foco deste trabalho, que é elaborar uma metodologia de estudo de viabilidade de instalação de subestação de alta tensão em unidades consumidoras industriais. Visando definir os motivadores do estudo, que podem ser a redução de custos, melhora da qualidade de energia e atendimento das exigências regulatórias. E, principalmente, visualizar as variáveis que têm influência sobre o resultado, bem como a importância de conhecimento técnico sobre o projeto para a análise dos dados financeiros e aplicação deles.

1.1 Tema

Gerenciamento de consumo de energia, demanda contratada, enquadramento tarifário e regularização do setor elétrico de indústrias alimentadas em média tensão (MT) (menor que 34,5 kV) e possuem características para migração para atendimento em alta tensão (AT) (maior que 69 kV).

1.2 Delimitação do tema

Estabelecer uma metodologia de estudo de viabilidade de migração de subgrupo A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) ou A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV) para subgrupo A3 (tensão de fornecimento de 69 kV) ou A2 (tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV) em indústrias de médio a grande porte, ou seja, unidades consumidoras com carga instalada a partir de 75 kW e demanda a partir 2.500 kW.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Desenvolver uma metodologia para análise da viabilidade técnico-econômica para implantação de uma subestação de alta tensão a partir de critérios para determinar quando o estudo de viabilidade deve ser feito. Atendendo aos critérios, definir as etapas do estudo e, por fim, auxiliar na tomada de decisão do consumidor.

1.3.2 Objetivos específicos

O trabalho possui os seguintes objetivos específicos:

- a) Definir os critérios para determinar quando realizar o estudo de viabilidade para a construção de uma subestação de alta tensão, bem como elaborar fluxograma de apoio;
- b) Esclarecer procedimento e etapas para definição dos dados para o estudo de viabilidade;
- c) Definir modelo matemático para realizar a análise de viabilidade do projeto com base nos dados coletados nas etapas definidas;
- d) Projetar uma ferramenta de suporte à tomada de decisões.

1.4 Justificativa

Aspectos como qualidade no fornecimento da energia, interrupção no fornecimento de energia, altas tarifas, entre outros problemas com fornecimento de energia elétrica motivam os grandes consumidores da rede, em geral indústrias de

médio e grande porte, a considerar novas alternativas de fornecimento de energia para atendimento de suas plantas. Diante do cenário atual, o investimento no gerenciamento de energia é uma ferramenta de suma importância para redução dos custos, aumentando a competitividade.

Sendo a energia elétrica um custo considerável e indispensável para o funcionamento de uma indústria, exigindo atenção na análise da eficiência energética que permite a elaboração de um plano de ação garantindo redução de custos (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2018), ou seja, analisar continuamente o consumo e demanda de energia, permite identificar oportunidades no cenário atual da indústria, bem como planejar uma expansão com mapeamento da necessidade de ampliações e adequações no fornecimento de energia. Assim, com o crescimento das cargas dos complexos industriais, os sistemas de média tensão se tornam incapazes de suprir as demandas solicitadas. Desta forma, devido às implicações técnicas e comerciais esses consumidores passam a ser atendidos em tensões mais elevadas. (MAMEDE FILHO, 2021).

Um dos fatores para garantir o menor custo de faturamento da energia elétrica é a tensão de fornecimento da indústria, que reflete na composição tarifária, sendo o custo da energia maior para consumidores em classe de tensão menor de fornecimento, visto que o investimento por parte da distribuidora é maior com a transmissão, transformação, manutenção e operação. (BARROS; GEDRA, 2015). Desta forma, analisar a viabilidade técnico-econômica de uma subestação de alta tensão para uma indústria, é uma oportunidade do aumento de demanda de energia elétrica das indústrias, melhoria na qualidade de energia e, como consequência, a redução de custo.

1.5 Organização do trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos. O capítulo 1 introduz o tema abordado, os objetivos e justificativas, bem como a delimitação do trabalho. O segundo capítulo apresenta o referencial bibliográfico, tratando das características do sistema de distribuição de energia elétrica, regulação destes serviços e indicadores financeiros para análise de projetos de investimento. O capítulo 3 apresenta a metodologia e o modelo proposto neste trabalho para a análise de viabilidade da instalação da subestação de alta tensão. No capítulo 4 são apresentados 3 casos

reais com a aplicação do modelo proposto e discussão dos casos. O capítulo 5, por fim, discorre sobre as conclusões do estudo realizado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta uma síntese dos assuntos principais que são necessários para a melhor compreensão do trabalho, sendo imprescindível o conhecimento prévio de características do sistema de distribuição de energia elétrica, bem como a regulação destes serviços e indicadores financeiros para análise de projetos de investimento. Os próximos tópicos apresentam uma visão geral sobre esses assuntos.

2.1 Carga, Demanda, Classificação das Instalações Consumidoras e Modalidade Tarifária

Para a definição da classificação dos consumidores quanto à classe de tensão de fornecimento é analisada a carga instalada na unidade consumidora bem como a sua demanda. Define-se seu grupo e subgrupo e, por fim, a escolha da modalidade tarifária de acordo com as regras da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000. Este capítulo trata das estruturas e modalidades tarifárias, bem como sobre conceitos importantes para o entendimento do assunto.

2.1.1 Carga e Demanda

Demanda é a quantidade de energia que será consumida em um determinado período. A partir do perfil de utilização dos equipamentos, ou seja, quantidade de cargas ligadas ao mesmo tempo durante um intervalo de tempo, define-se a demanda.

Na fatura de energia elétrica há diversas informações referente às medições que serão faturadas, sendo possível analisar a demanda máxima e determinar a demanda a ser contratada. É de suma importância que a demanda contratada esteja de acordo com a necessidade, evitando a cobrança de multas por excesso de consumo ou a contratação de demanda muito acima da necessária. A demanda contratada é a potência ativa acordada que a distribuidora disponibiliza ao consumidor e sua cobrança será feita integralmente, independentemente se utilizada ou não durante o período de faturamento. (ANEEL, 2021).

No caso de uma unidade industrial nova, a demanda a ser contratada poderá ser calculada por um profissional com experiência e, além disso, a Resolução nº 1.000

determina o prazo de 3 ciclos consecutivos de leituras das grandezas elétricas para que se possa adequar a contratação da energia elétrica. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2018).

2.1.2 Classificação das instalações consumidoras

A Resolução nº 1.000 Art. 23 estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica e classifica os consumidores a partir da tensão de fornecimento, conforme critérios abaixo:

- tensão secundária em rede aérea: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW;
- tensão secundária em sistema subterrâneo: até o limite de carga instalada conforme padrão de atendimento da distribuidora;
- tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW; e
- tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

Também, segundo a Resolução nº 1.000 Art. 23, os critérios citados anteriormente serão excepcionados quando houver conveniência técnica e econômica para o subsistema elétrico da distribuidora, desde que haja anuência do interessado. E o interessado pode optar por tensão diferente das estabelecidas nos critérios para tensão de fornecimento, desde que haja viabilidade técnica.

Sendo a tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV define-se Grupo A e tensão de fornecimento for inferior a 2,3 kV define-se Grupo B. Cada grupo é classificado em subgrupo conforme segue:

Grupo A:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e

f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes; e
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

2.1.3 Modalidade Tarifária

A tarifa é definida como o valor a ser pago pelo consumidor por unidade de energia que é consumida e os custos desde a geração até a disponibilização aos consumidores. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014). A Resolução nº 1.000 estabelece as modalidades tarifárias, bem como suas regras, sendo a modalidade convencional dividida entre tarifa monômnia destinada aos consumidores do grupo B e a tarifa binômnia para o grupo A. A tarifa monômnia tem somente a componente de consumo de energia. Já a tarifa binômnia tem seu preço atrelado a demanda de potência e consumo de energia elétrica.

Também, para efeito de aplicação de tarifas de energia, os consumidores são classificados por classes de consumo que são: industrial, comercial, residencial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

A modalidade horária aplica diferentes tarifas para o consumo de energia elétrica e demanda de potência, considerando as horas de utilização do dia. Sendo as horas de utilização do dia divididas em horário de ponta e horário de fora ponta. Horário de ponta é o intervalo de utilização de energia composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico. O horário de fora ponta é composto pelas demais horas, exceto o horário de ponta.

A modalidade horária se divide em azul e verde. A modalidade azul tem sua tarifa diferenciada para demanda e energia. Já a verde tem tarifa diferenciada para energia e única para demanda, conforme Quadro 1.

Quadro 1 - Cobrança de energia e demanda das tarifas disponíveis para consumidores do grupo A

	Verde	Azul
Demanda (R\$/kW)	Única	Ponta
		Fora Ponta
Energia (R\$/kWh)	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta

Fonte: adaptado de Barros; Gedra (2015, p. 49).

Quanto ao enquadramento das unidades consumidoras, deve-se seguir os critérios estabelecidos na Resolução nº 1.000, sendo os subgrupos A1, A2 e A3 (tensão superior a 69 kV) obrigatoriamente classificados na modalidade tarifária horária azul. Já os subgrupos A3a, A4, A5 (tensão inferior a 69 kV) com demanda igual ou superior a 300 kW devem optar entre modalidade tarifária horária azul ou verde. Já com demanda inferior a 300 kW, classificam-se como modalidade tarifária convencional binômica, ou horária azul ou verde. No Quadro 2 observa-se o resumo das modalidades tarifárias de acordo com a tensão de fornecimento.

Quadro 2 – Enquadramento das Unidades Consumidoras Grupo A

	Tarifa Convencional	Tarifa Horária Azul	Tarifa Horária Verde
Tensão de Fornecimento	< 69 kV	Qualquer tensão	< 69 kV
Demanda contratada	< 300 kW	Qualquer demanda	Qualquer demanda

Fonte: adaptado de Barros; Gedra (2015, p. 49).

A Estrutura Tarifária reflete os seguintes custos: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Sendo dividida em: TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e TE – Tarifa de Energia. (ANEEL, 2021a). Sendo assim, a tarifa final publicada pela ANEEL é a soma da TE mais a TUSD para consumidores do Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

A TUSD e TE são publicadas nas respectivas resoluções homologatórias de reajuste e revisão tarifária para cada modalidade e subgrupo tarifário. As resoluções apresentam o valor da TE e TUSD sem os tributos e, então, as distribuidoras de energia incluem os mesmos para emitir a fatura de energia. Os tributos federais,

estaduais e municipais estão presentes nas faturas de energia elétrica. As distribuidoras são responsáveis por recolher e repassar esses tributos às autoridades competentes pela sua cobrança. Os tributos são: Programas de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), Contribuição para Financiamento de Seguridade Social (Cofins) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Além disso, é adicionada uma taxa de iluminação pública para o município. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

Para os consumidores do ACR do Grupo A o faturamento para enquadramento de tarifa horária verde é a partir da soma das equações (1) e (2), ou seja, possui o custo total devido ao consumo, sendo a tarifa de consumo composta pela soma da TE e a TUSD. E o custo total devido à demanda contratada com custo único, conforme definido no Quadro 1.

$$C = TCp \times Cmp + TCfp \times Cmfp , \quad (01)$$

$$D = TD \times Dc , \quad (02)$$

onde:

C = custo total devido ao consumo (R\$);

Cmp = consumo medido na ponta (MWh);

$Cmfp$ = consumo medido fora ponta (MWh);

D = custo total devido à demanda contratada (R\$);

Dc = demanda contratada (kW);

TCp = tarifa de consumo na ponta (R\$/MWh);

$TCfp$ = tarifa de consumo fora ponta (R\$/MWh);

TD = tarifa de demanda (R\$/kW).

Na tarifa horária azul o faturamento é feito a partir da soma da equação (1) e (3), ou seja, o custo total devido ao consumo somado ao custo total devido a demanda considerando os postos tarifários ponte e fora ponta.

$$D = TDp \times Dcp + TDfp \times Dcfp , \quad (03)$$

onde:

Dcp = demanda contratada na ponta (kW);

$Dcfp$ = demanda contratada fora ponta (kW);

TDp = tarifa de demanda na ponta (R\$/kW);

$TDfp$ = tarifa de demanda fora ponta (R\$/kW).

Conforme a Resolução nº 1.000, ao ocorrer ultrapassagem de demanda de potência ativa em mais de 5% (cinco por cento) dos valores contratados para consumidor, a cobrança por ultrapassagem se aplica somente para consumidores do Grupo A, a cobrança pela ultrapassagem será feita a partir equação (4):

$$DU = (Dmp - Dcp) \times 2 \times TDp + (Dmfp - Dcfp) \times 2 \times TDfp, \quad (04)$$

onde:

Dmp = demanda medida na ponta;

Dmfp = demanda medida fora ponta.

Os consumidores do ACL, potencialmente livres, especiais ou livres do Grupo A para acesso a rede da distribuidora celebram o CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição) com a distribuidora proprietária das instalações a serem acessadas.

Para o caso dos consumidores potencialmente livre, especiais ou livres no CUSD são especificados os montantes de potência máxima demandada e, sobre estes, é aplicada a TUSD. (ANEEL, 2021). Enquanto o valor da TE é definido de acordo com o contrato de compra de energia no mercado livre. Somando-se a TUSD e TE do mercado livre utiliza-se como tarifa na equação (1).

Consumidores potencialmente livres são unidades consumidoras que atendem às regras para se tornarem consumidores livres, porém não adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre. Os consumidores livres adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre convencional ou ainda, energia incentivada e satisfazem individualmente os seguintes requisitos: a partir de 2022, os consumidores com demanda contrata acima de 1 MW e atendidos em qualquer tensão. O consumidor especial é a unidade ou unidades que adquire(em) energia elétrica incentivada e atendem aos seguintes requisitos: carga maior ou igual a 500 kW e tensão mínima de 2,3 kV. (ANEEL, 2021).

2.2 Qualidade da Energia Elétrica

Os sistemas elétricos de potência estão sujeitos a falhas nos seus componentes, gerando assim interrupções no fornecimento de energia dos consumidores ligados a este sistema e, como consequência, a qualidade da energia elétrica fica comprometida. (MAMEDE FILHO, 2020a). Com o avanço tecnológico das cargas, incluindo a utilização de equipamentos eletrônicos e a automatização das

máquinas nas indústrias, observa-se o aumento da sensibilidade destes sistemas eletrônicos aos fenômenos relacionados a qualidade de energia elétrica.

Na indústria, a consequência da interrupção de energia elétrica é diferente em um grande comércio ou em uma residência, pois o prejuízo atrelado à falta de energia está associado à classificação do consumidor. (SINAPSIS INOVAÇÃO EM ENERGIA LTDA., 2016). Segundo Mamede Filho (2020a), pode-se classificar os custos das interrupções em duas naturezas: custo financeiro e custo social. Os custos financeiros estão atrelados ao não faturamento da concessionária de energia elétrica. Já o custo social é referente à perda de faturamento de sua unidade de negócio; consumidores industriais e comerciais, bem como a forma como os consumidores enxergam a concessionária.

Atualmente, a qualidade da energia elétrica é regulamentada pelo Módulo 8 do PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2021b), possibilitando a agência reguladora definir conceitos e estabelecer critérios para a verificação da qualidade do serviço do fornecimento de energia elétrica feito pelas distribuidoras e, também, garantir o atendimento dos anseios da sociedade pela continuidade do serviço.

O Módulo 8 tem como objetivo garantir a qualidade do produto, serviço prestado e tratamento de reclamações. A qualidade do produto aborda a qualidade da tensão, ou seja, da forma de onda, da sua amplitude ou distorção. A qualidade do serviço aborda o número de interrupções de energia e sua duração. É a partir do acompanhamento e avaliação rigorosa das interrupções dos sistemas elétricos que as distribuidoras se orientam no planejamento estratégico e operacional com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia a seus clientes. (MAMEDE FILHO, 2020a).

Os indicadores são base para determinar os investimentos das concessionárias, a fim de garantir a qualidade da energia elétrica. A partir dos indicadores, são feitas as compensações aos consumidores, porém, o valor ressarcido pela concessionária diverge do custo efetivo que representa para o consumidor industrial, objeto de estudo deste trabalho.

Desta forma, é possível que a unidade consumidora avalie a necessidade de que a qualidade da energia elétrica seja superior à exigida na regulamentação do setor elétrico, porém deverá arcar com os custos relativos a esse fator.

2.3 Conexão no Sistema Elétrico

Neste capítulo são apresentadas as condições para acesso ao sistema de distribuição, em seguida se trata da linha de distribuição e, por fim, da subestação de alta tensão do consumidor.

2.3.1 Acesso ao Sistema de Distribuição

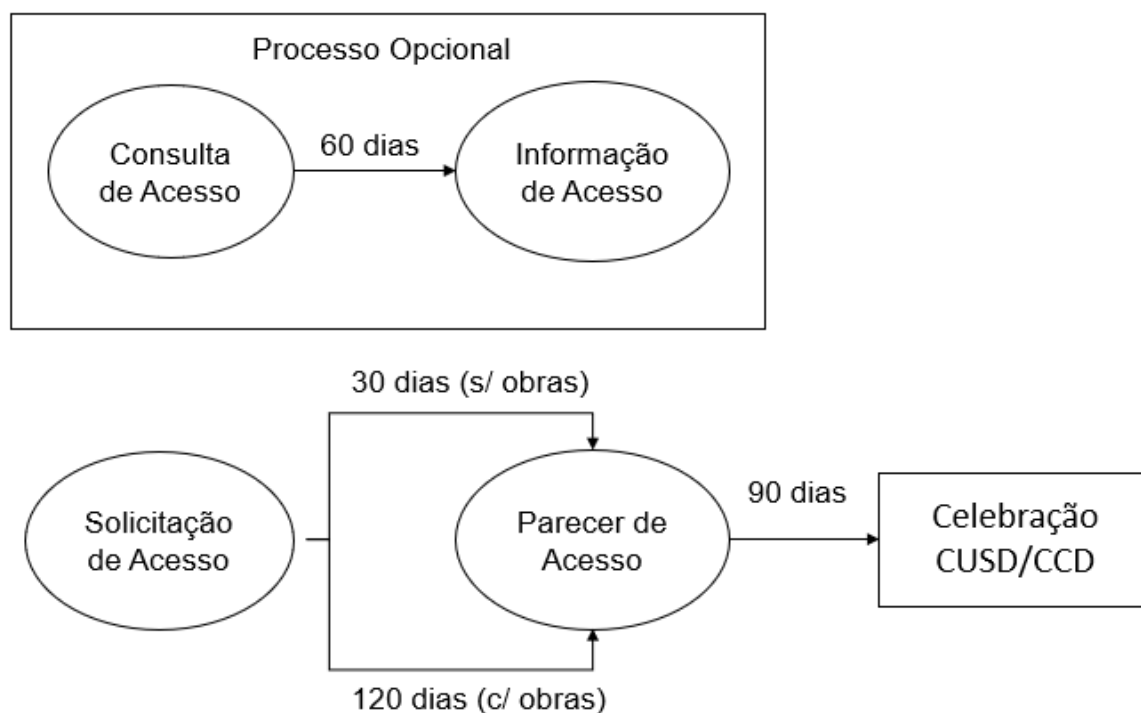
Para acessar o sistema de distribuição, é necessário seguir o procedimento de acordo com Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017) e cada concessionária é responsável por elaborar seu procedimento para guiar seu consumidor.

Basicamente, o processo é composto pelas seguintes etapas:

- Consulta de acesso: solicitação que o cliente faz para a concessionária para que possa acessar o sistema de distribuição. Neste processo a concessionária define as informações necessárias para tal consulta;
- Informação de acesso: resposta da consulta de acesso em que a concessionária deve informar as alternativas de conexão, tais como: ponto de conexão, tensão de fornecimento, trecho de linha a ser construído. A partir da estimativa de custos é apresentada a alternativa escolhida a partir do menor custo global. O menor custo global é o critério utilizado para avaliação de alternativas tecnicamente equivalentes para a viabilização do acesso. Neste valor estão previstos os custos das instalações de responsabilidade da acessada, observando-se o mesmo horizonte de tempo para as alternativas avaliadas. (ANEEL, 2018). Pode-se encontrar outros nomes para tal documento, a Enel, por exemplo, adotou a nomenclatura Atestado de Viabilidade Técnica (ENEL, 2019);
- Solicitação de acesso: a solicitação do cliente para a concessionária para acessar o sistema de distribuição;
- Parecer de acesso: é apresentado o ponto de conexão consolidado e suas características técnicas. O próximo passo é a assinatura do acordo operativo do qual o cliente pode optar por realizar as obras necessárias ou aguardar a concessionária conforme prazo apresentado.

Na Figura 1 observa-se as etapas para viabilização de acesso para unidades consumidoras industriais, bem como os prazos para cada uma das fases.

Figura 1 – Etapas para viabilização de acesso para unidades consumidoras industriais



Fonte: adaptado de ANEEL (2017, p. 21).

O prazo da distribuidora é de acordo com o cronograma apresentado no orçamento estimado ou orçamento prévio, segundo a Resolução nº 1.000, Art. 88, §1º.

Da execução da obra pelo interessado sendo o valor a ser restituído ao interessado o menor valor verificado entre: o custo comprovado pelo interessado; orçamento entregue pela distribuidora; e Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD), quando das obras de participação financeira do consumidor. Este valor a ser restituído deve ser pago 3 (três) meses após a data de aprovação do comissionamento da obra, conforme Art. 114 da Resolução nº 1.000.

Nos casos de aumento de carga e conexão de unidade consumidora do Grupo A, é passível de ocorrer obras com participação financeira do consumidor, tendo então o ERD, conforme Art. 109 da Resolução nº 1.000. A participação financeira do

consumidor é a diferença positiva entre o custo da obra proporcionalizado e o encargo de responsabilidade da distribuidora.

Sendo o custo da obra proporcionalizado referente a todos os itens do orçamento da alternativa de menor custo, que impliquem reserva de capacidade no sistema, como condutores, transformadores de força/distribuição, reguladores de tensão, entre outros, considerando a relação do montante de uso do sistema de distribuição a ser atendido ou acrescido e a demanda disponibilizada pelo item do orçamento. Importante destacar que a proporcionalização não se aplica a mão-de-obra, estruturas, postes, torres, bem como materiais, equipamentos, instalações e serviços não relacionados diretamente com a disponibilidade de reserva de capacidade do sistema. Já o encargo de responsabilidade da distribuidora é baseado no montante de uso do sistema de distribuição a ser atendido ou acrescido e demais parâmetros publicados pela revisão tarifária.

Sendo estes bens e instalações oriundos das obras de conexão, devem ser cadastrados e incorporados ao Ativo Imobilizado em Serviço da distribuidora na respectiva conclusão, sendo que a operação e manutenção destas instalações ficam a cargo da distribuidora.

2.3.2 Linha de Distribuição

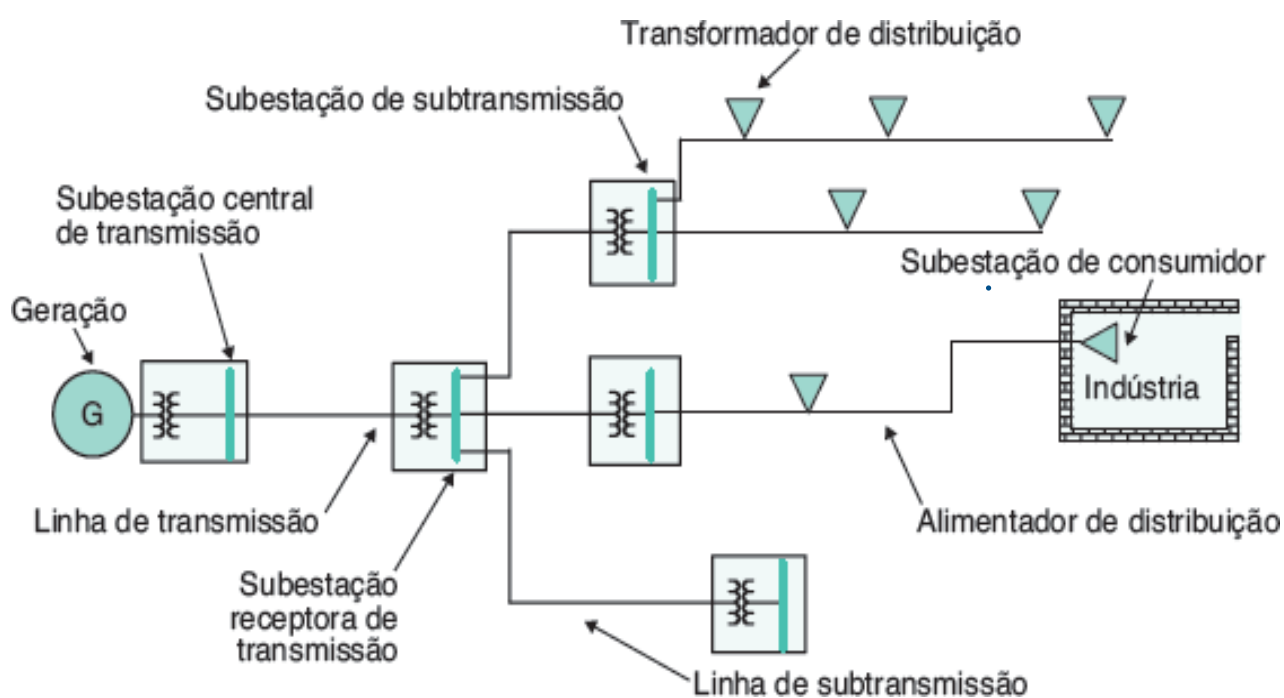
No Módulo 1 do PRODIST (ANEEL, 2018), linha de distribuição é definida como o conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a distribuição da energia elétrica até os locais de consumo e para interligar os subsistemas.

Na Informação de Acesso ou Parecer de Acesso, a distribuidora indica as características básicas da linha de distribuição, entre elas: classe de tensão (69 kV ou 138 kV), número de circuitos (único circuito também chamado de circuito simples ou dois circuitos também chamado de circuito duplo), distância, tipo de estrutura e cabo. Estas características são baseadas nas normas das distribuidoras e o dimensionamento do cabo está ligado ao planejamento da expansão do sistema de distribuição, conforme o PRODIST.

2.3.3 Subestação de Alta Tensão de Consumidor

Nesta subseção é tratado de subestações de alta tensão de consumidor ou industriais, ou seja, aquelas construídas em propriedade particular alimentadas pelas subestações de subtransmissão, que são responsáveis por suprir os pontos finais de consumo (MAMEDE FILHO, 2021), conforme é possível visualizar na Figura 2. As subestações são compostas pelos seguintes equipamentos: transformador, chaves seccionadoras, disjuntores, equipamentos de proteção contra raios e curto-circuito e equipamentos de medição.

Figura 2 – Sistema simplificado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.



Fonte: Mamede Filho (2017, p. 533).

Desta forma, a unidade consumidora terá seu ponto de conexão em AT (tensão maior que 69 kV) com o sistema de distribuição e, para que possa alimentar seus equipamentos será necessário rebaixar essa tensão para MT (tensão menor que 34,5 kV) conectando-se à subestação de média tensão existente. O Quadro 3 apresenta as tensões de conexão padronizadas para MT e AT.

Quadro 3 – Classificação Tensão de Conexão

Tensão	Classificação
13,8 kV	Média Tensão

25 kV	Alta Tensão
34,5 kV	
69 kV	
88 kV	
138 kV	

Fonte: elaborado pela autora.

Segundo Mamede Filho (2017), nas instalações industriais são utilizados 2 tipos básicos de subestação:

1. Com apenas uma entrada de linha de transmissão e um transformador de potência;
2. Dupla alimentação, formada por duas entradas de linha de transmissão e 2 (dois) transformadores de potência.

Levando em consideração os seguintes critérios:

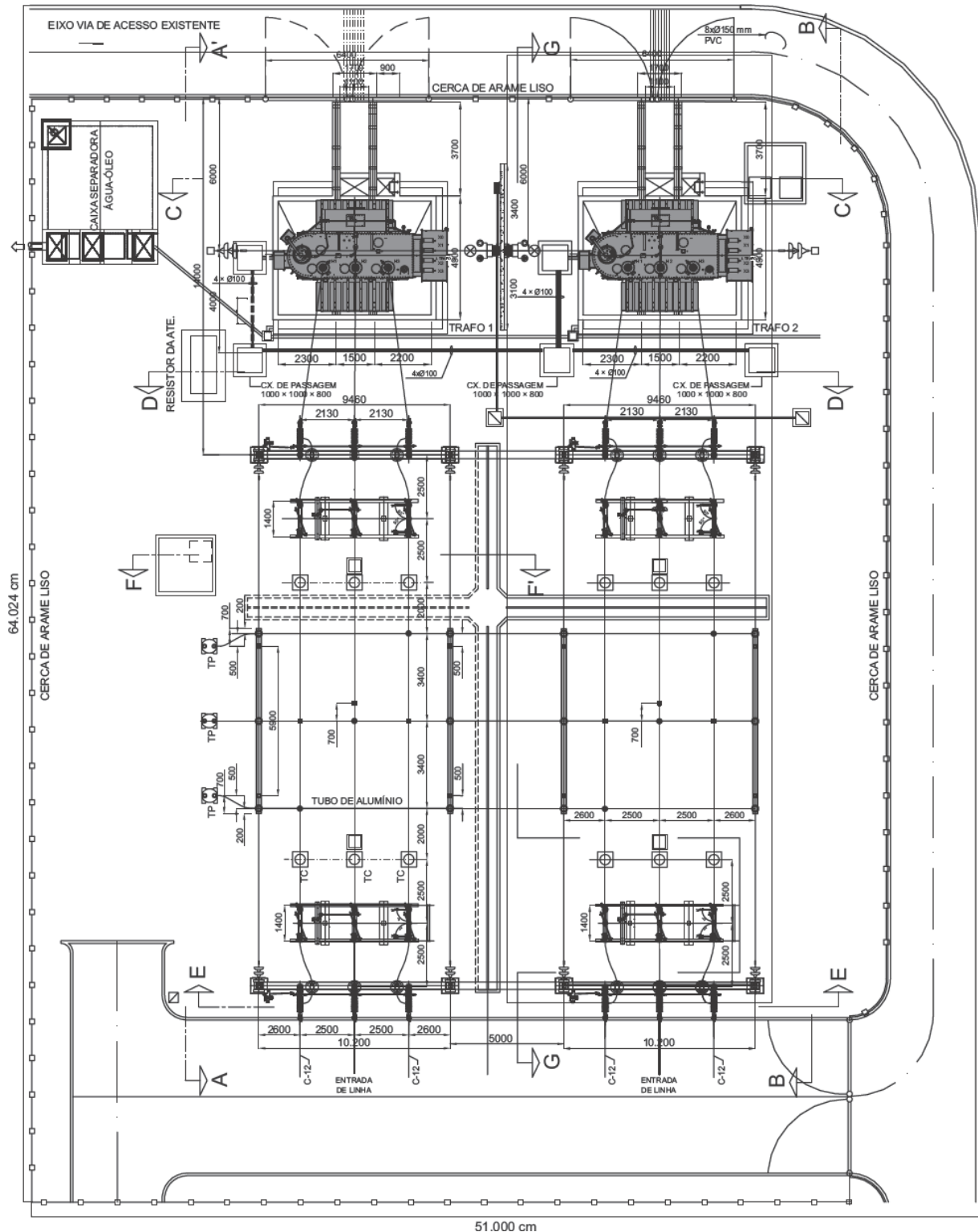
- Custo de investimento;
- Confiabilidade e continuidade requeridas pela carga;
- Flexibilidade de manobra operacional;
- Facilidade de execução de manutenção preditiva e operacional.

Já para o levantamento de cargas é necessário avaliar as seguintes fases:

- Carga inicial no curto prazo;
- Carga prevista para a primeira expansão da indústria;
- Carga máxima, ou seja, capacidade máxima da instalação.

A potência nominal dos transformadores de potência deve ser definida pela demanda calculada, considerando uma reserva para atender a expansão se ocorrer no curto prazo, ou seja, dois a cinco anos. Agora, se a previsão de aumento de carga for no médio prazo, entre cinco e dez anos, indica-se deixar um *bay*, ou vão, de espera. *Bays* são partes da subestação que correspondem a um vão de entrada ou saída de linha, ou vão de transformador. Na Figura 3 observa-se um projeto eletromecânico que contempla dois *bays* de entrada de linha e dois *bays* de transformador.

Figura 3 – Projeto eletromecânico de uma subestação de 138 kV



Fonte: Mamede Filho, (2021, p. 320).

O bay de espera deve ter a estrutura civil realizada, ou seja, fundações dos equipamentos e transformador de potência, bem como as estruturas dos barramentos e equipamentos, ficando assim somente a aquisição e instalação dos equipamentos

para o futuro. Destaca-se que as subestações industriais são planejadas para que o sistema atenda ao menos à demanda de energia elétrica de curto e médio prazos. (MAMEDE FILHO, 2021).

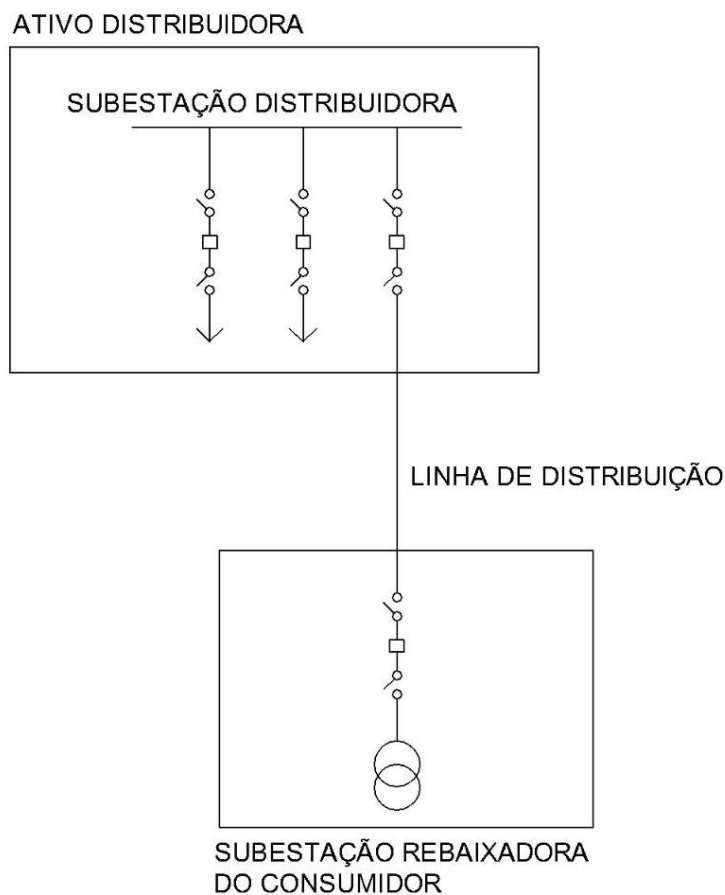
As subestações industriais são compostas por dois setores:

- Setor de Alta Tensão: nesta área ficam as seguintes estruturas: entrada de linha de transmissão; para-raios; transformadores de corrente e potencial para medição e proteção; chaves seccionadoras tripolares; disjuntores e transformador de potência;
- Setor de Média Tensão: são as estruturas construídas a partir do secundário do transformador de potência. Nas subestações industriais, o setor de média tensão, normalmente, é feito com equipamentos chamados cubículos de média tensão, instalados no interior da casa de comando e controle. (MAMEDE FILHO, 2018). Cubículo de média tensão é constituído por disjuntores, para-raios, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e potencial e barramentos. Podem ser classificados em isolado a ar com custo reduzido ou blindados em SF₆ (hexafluoreto de enxofre), com custo elevado.

No documento emitido pela concessionária, informação de acesso ou parecer de acesso, o ponto de entrega do acessante, a tensão de fornecimento, bem como as obras de conexão necessárias são determinados. Com base nas normas das distribuidoras Copel (Companhia Paranaense de Eletricidade), CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) e Enel (*Ente nazionale per l'energia elettrica*) tem-se um resumo dos tipos de conexão padronizadas por elas:

- Conexão com única entrada de linha de transmissão a partir de um circuito simples que conectará um *bay* de saída de linha da subestação da concessionária até a subestação industrial. Segundo Enel (2019), esse tipo de conexão é chamado de “Conexão Radial” e é possível visualizar o diagrama unifilar na Figura 4. Já nos documentos das concessionárias CPFL e Copel não está previsto este tipo de conexão.

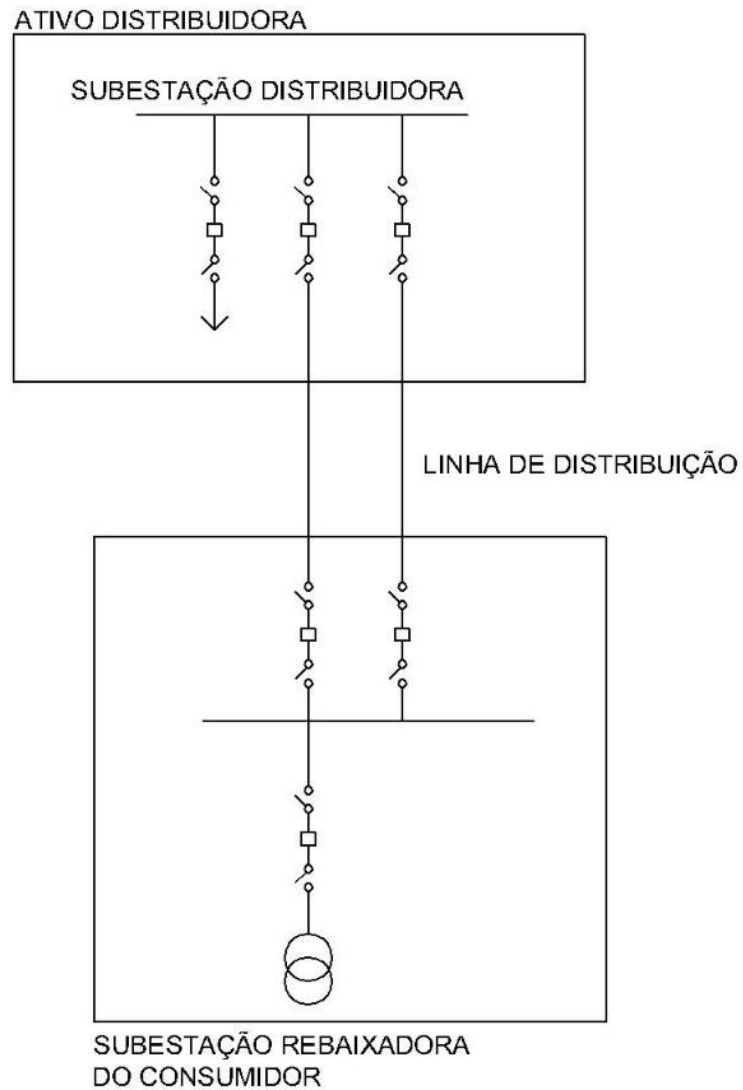
Figura 4 – Bay de saída de linha



Fonte: Adaptado de ENEL (2019, p. 41).

- Conexão com duas entradas de linha de transmissão, divide-se em:
 - Dupla derivação, ou seja, a alimentação é feita a partir de duas fontes distintas de alimentação, conforme Figura 5. Sendo assim, é necessário que o arranjo da subestação do consumidor seja preparada para entrada dupla, cada uma conectada a um circuito dessa linha. Neste caso, a subestação do consumidor não é energizada simultaneamente pelos dois circuitos, exceto brevemente quando necessário manobras entre eles.

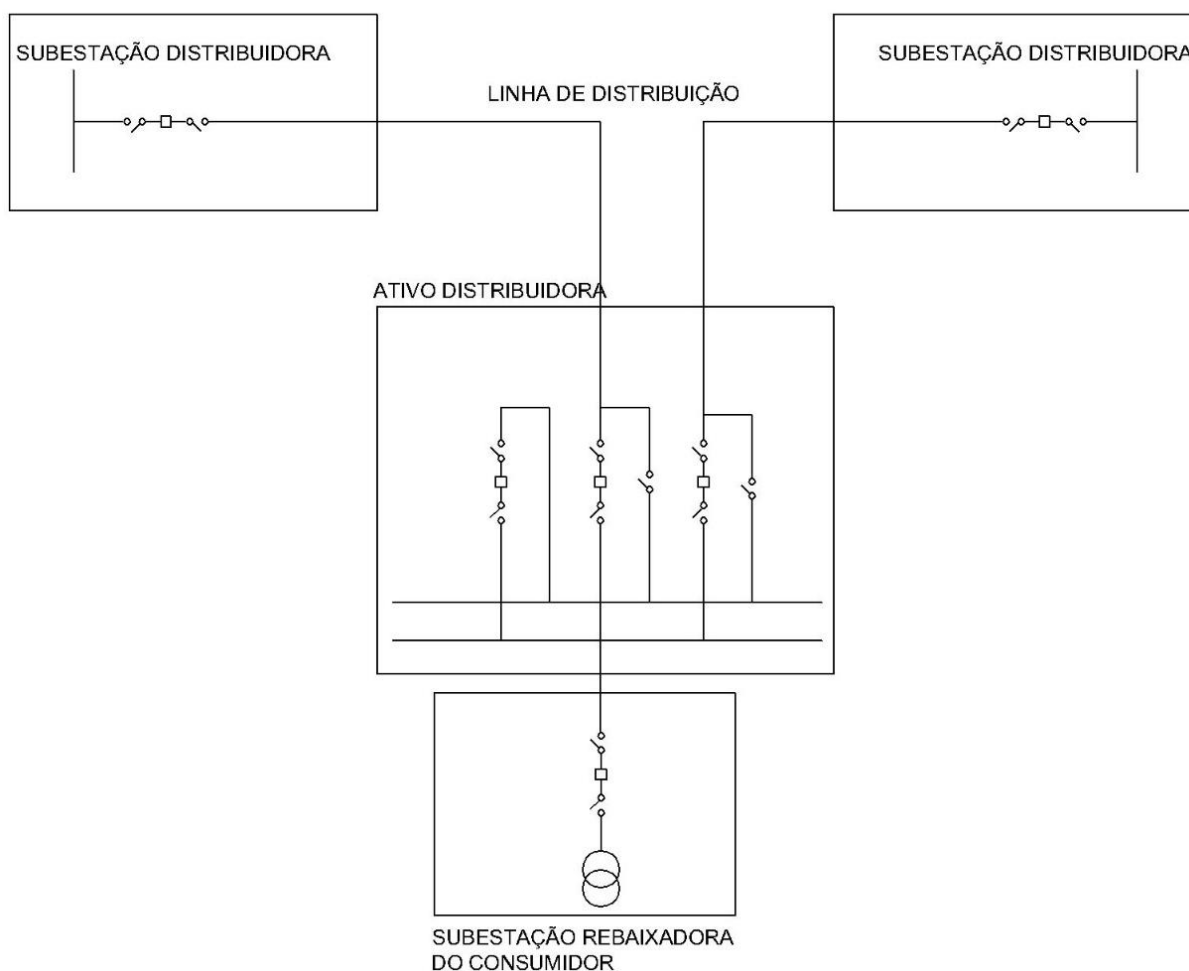
Figura 5 – Dupla derivação de linha de transmissão de circuito duplo



Fonte: Adaptado de CPFL (2020, p. 92).

- Secionamento, ou seja, é realizado o secionamento de uma linha transmissão que leva 2 circuitos até a subestação particular. Este tipo de conexão pode ter diversas exigências por parte da concessionária. A fim de exemplificar, na Figura 6 é possível visualizar o modelo de secionamento padrão da concessionária Copel.

Figura 6 – Seccionamento com barra principal e transferência



Fonte: Adaptado de COPEL (2020, p. 19)

Segundo Mamede Filho (2021), uma etapa relevante para o projeto de uma subestação de alta tensão é a escolha do terreno. Nas subestações industriais, a subestação fica localizada nos limites do terreno do empreendimento. Desta forma, a partir das exigências da concessionária, se necessário, é possível otimizar o espaço para a construção da subestação comparando as seguintes possibilidades de construção de subestação:

- Subestação Convencional – AIS (*Air Insulated Substation*): os equipamentos são isolados a ar, com exceção do transformador, que possui isolamento a óleo e aos disjuntores, que são isolados a óleo ou gás. Essa subestação, também, é conhecida como AIS. Devido ao seu tipo de isolamento os equipamentos necessitam de uma distância mínima de afastamento, ocupando uma grande área. Na Figura 7 visualize-se

uma subestação convencional construída para a Incefra, grande indústria de revestimentos cerâmicos situada em Cordeirópolis/SP. A subestação convencional rebaixadora de 138 kV para 13,8 kV é composta por um transformador de potência de 10/12,5 MVA.

Figura 7 - Subestação convencional em Cordeirópolis/SP



Fonte: (TECNOVA ENERGIA, 2020).

- Subestação Híbrida: é um tipo de subestação que considera tanto a tecnologia da subestação convencional quanto isoladas a SF₆. As chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores de corrente e transformadores de potencial são isolados a SF₆. Já os equipamentos de medição, para-raios e transformadores de potência são isolados a ar. Os equipamentos de alta tensão encapsulados e isolados a gás SF₆, garantem a facilidade de uma subestação isolada a ar, podendo ter uma redução de área de até 65%, segundo Mamede Filho (2020b). Neste caso, o investimento torna-se mais elevado se comparado com a subestação convencional.
- Subestação GIS (*Gas Insulation Switchgear*) Abrigada: é uma subestação com isolamento a SF₆, também denominada GIS, onde os componentes de alta tensão são isolados a SF₆, incluindo os barramentos, exceto o

transformador de força. Atualmente, é o tipo de subestação mais compacta podendo ocupar 15% do espaço ocupado por uma subestação convencional, segundo Mamede Filho (2020b). Sua aplicação é mais voltada para quando a área do terreno tem custo elevado e a aplicação necessita de elevadíssimo grau de confiabilidade e continuidade de serviço, por exemplo, *Shopping Centers* e hospitais. Dentre as alternativas, este tipo de subestação apresenta o custo mais elevado. Na Figura 8 é possível visualizar uma subestação GIS construída para o Hospital de Clínicas situada em Porto Alegre. A subestação GIS rebaixadora de 69 kV para 13,8 kV é composta por três transformadores de potência de 15/20 MVA.

Figura 8 – Subestação GIS em Porto Alegre/RS



Fonte: TECNOVA ENERGIA, 2021.

Observa-se as diferentes alternativas de subestações que permitem avaliar necessidades técnicas, econômicas, bem como aérea do terreno a ser disponibilizada para a construção.

2.4 Indicadores Financeiros para Análise de Projetos de Investimento

Ao realizar a análise de um projeto de eficiência energética visando reduzir custos com a energia elétrica, pode ser necessário um investimento inicial ou não. No caso de uma mudança de subgrupo tarifário A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a

25 kV) ou A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV) modificarem para subgrupo A3 (tensão de fornecimento de 69 kV) ou A2 (tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV), é necessário um investimento inicial e, portanto, se torna necessário utilizar de ferramentas que auxiliem na tomada de decisão, a fim de visualizar o retorno do investimento em função dos benefícios da mudança.

Dito isto, é necessária a análise financeira que tem como objetivo apresentar indicadores para o desempenho financeiro do projeto proposto. Neste caso, indicadores financeiros de análise podem ser o Retorno de Investimento Simples, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), o indicador financeiro a ser utilizado pode ser indicado pela diretoria da empresa ou pelo agente financiador.

Por outro lado, a decisão de qual indicador utilizar pode ser feita pelo responsável do projeto para definir os requisitos mais importantes a serem avaliados e é possível a junção de mais de um indicador para melhorar a análise. Independentemente do indicador financeiro escolhido, é necessário o levantamento do que é considerado como receita e o que é considerado com despesa, visando garantir uma análise adequada do projeto. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2018).

2.4.1 Retorno de Investimento Simples

O Retorno de Investimento Simples é o tempo necessário para recuperar o capital investido a partir das receitas oriundas da economia gerada pelo projeto de eficiência energética. De forma mais simplificada, é possível dizer que, por exemplo, se uma empresa faz um investimento de R\$ 10.000,00 com um retorno investimento máximo de 12 meses, isso significa que a economia gerada por este investimento deve ser de, ao menos, R\$ 833,33 ao mês. Ou seja, se a economia gerada por este investimento for inferior a este valor, pode-se dizer que o retorno não é aceitável. O período do retorno do investimento normalmente é determinado pela gestão da empresa.

2.4.2 Valor Presente Líquido

O VPL consiste na transferência para o instante atual de todas as variações de caixas esperadas, descontadas a uma determinada taxa de juros, e somadas algebricamente, dado pela equação (05):

$$VPL = -Civ + \sum_{t=1}^T \frac{FCt}{(1+i)^t} , \quad (05)$$

onde:

Civ = custo de investimento;

FC = fluxo de caixa do período t ;

t = número do período em que foi determinada o fluxo de caixa;

i = taxa de juros (custo de oportunidade).

Se o VPL for positivo significa que o projeto apresenta receitas maiores que as despesas, por outro lado, se apresentar resultado negativo, significa que as receitas em valor presente são inferiores às despesas.

2.4.3 Taxa Interna de Retorno

A TIR, por definição, é a taxa que torna o VPL de um fluxo de caixa igual a zero, dada pela equação (06):

$$0 = -Civ + \sum_{t=1}^T \frac{FCt}{(1+TIR)^t} , \quad (06)$$

onde:

Civ = custo de investimento;

FC = fluxo de caixa do período t ;

t = número do período em que foi determinada o fluxo de caixa.

A TIR verifica se o valor a ser investido traz um retorno se aplicado no projeto ou se mantido em aplicação bancária, por exemplo. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2018).

2.4.4 Despesas e Receitas

É necessária uma definição do que é considerado receita e despesa a fim de garantir que as análises financeiras sejam as mais adequadas possíveis. No caso de uma mudança de subgrupo tarifário A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) ou A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV) modificarem para subgrupo A3 (tensão de fornecimento de 69 kV) ou A2 (tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV) a despesa inicial é o projeto e a construção da subestação para a nova tensão no ponto

de entrega de energia e, também, a conexão com a rede de energia existente. A manutenção nesta situação pode passar a ser mais cara ou mais barata que a atual, e essa variação deve ser avaliada anualmente e é considerada uma despesa. Já a receita será a redução na fatura de energia elétrica com a aplicação da tarifa reduzida para o novo subgrupo tarifário.

Normalmente, os projetos de eficiência energética têm como despesa a aquisição e instalação de novos equipamentos mais eficientes. Sendo a receita a diferença entre a fatura de energia atual e a analisada após o investimento. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2018). As receitas e despesas devem ser determinadas a cada projeto com base nas análises e motivações do projeto e feitas pelo profissional responsável pelo estudo de viabilidade. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2018).

Estas referências são um importante subsídio na formação da metodologia para solução do problema que é proposto. A metodologia é desenvolvida no capítulo 3.

3 METODOLOGIA

Considerando aspectos como qualidade no fornecimento da energia, tarifas e legislação, bem como a expansão das indústrias tem-se por alternativa a construção de uma subestação de alta tensão, desta forma o objeto de estudo deste trabalho é uma metodologia para determinar quando realizar o estudo de viabilidade, a partir de um fluxograma de apoio, bem como definir o modelo matemático para a análise de viabilidade do projeto.

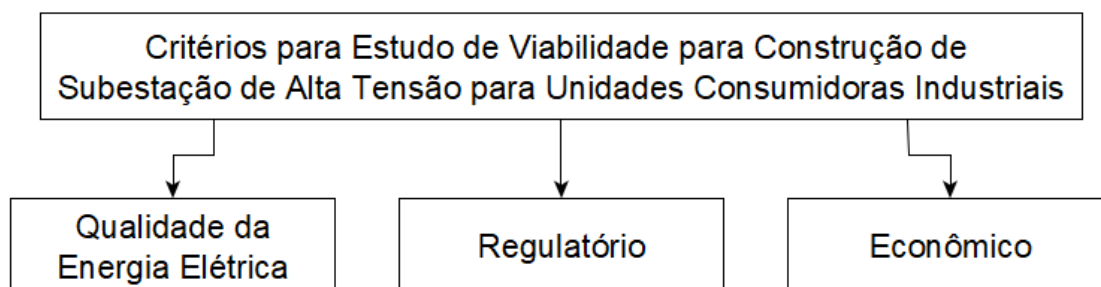
O trabalho foi desenvolvido através da análise de dados extraídos do banco de dados da empresa Tecnova Engenharia LTDA. A Tecnova Engenharia LTDA é uma empresa referência no mercado para soluções integradas de engenharia e infraestrutura em EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), que da sigla em inglês se resume a Engenharia, Compras e Construção, de subestações de alta tensão. O EPC significa que a contratada é responsável pela execução integral do escopo, efetuando o fornecimento de todos os materiais, mão de obra e equipamentos, assumindo o risco de execução do projeto no que tange prazos e custos em retorno a uma determinada quantia financeira fixada previamente.

Na etapa seguinte, é aplicada a metodologia proposta em três casos selecionados, considerando as variáveis dos seguintes temas: variação dos critérios, variação do modelo matemático, variação da economia e variação do investimento.

3.1 Metodologia Proposta

Conforme definições feitas sobre classificação das unidades consumidoras na seção 2.1, com o objetivo de auxiliar a tomada de decisão do consumidor pertencente ao grupo A, A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) ou A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV), somente plantas industriais, quanto à viabilidade de conexão em alta tensão, ou seja, subgrupo A3 (69 kV) e A2 (88 kV a 138 kV), divide-se em três partes. A primeira parte, Figura 9, é referente aos critérios para definir quando realizar o estudo de viabilidade para a construção de uma subestação de alta tensão, na subseção 3.2 são abordados cada um dos critérios.

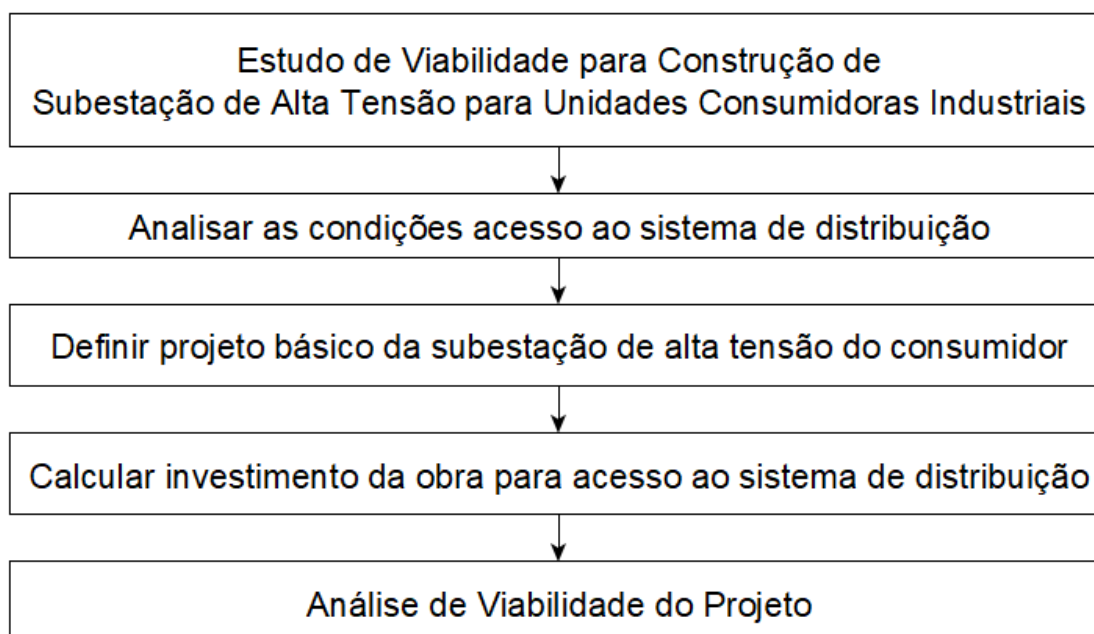
Figura 9 – Critérios para Estudo de Viabilidade



Fonte: elaborado pela autora.

Na Figura 10, pode-se notar as etapas para definição dos dados necessários para o estudo de viabilidade para construção de subestação de alta tensão para unidades consumidoras industriais.

Figura 10 – Método para o Estudo de Viabilidade do Projeto da Subestação de Alta Tensão



Fonte: elaborado pela autora.

Na seção 3.3 são abordadas as etapas descritas para esclarecer a influência de cada uma das variáveis na análise do tempo de retorno do investimento que tem como objetivo dar apoio à tomada de decisão para construção da subestação de alta tensão na indústria.

3.2 Critérios para Estudo de Viabilidade

Os critérios são definidos a partir da revisão bibliográfica, conforme Figura 9, sendo eles: Qualidade de Energia, Regulatório e Econômico. A qualidade de energia deve ser levada em consideração para validação se a unidade consumidora está recebendo a energia elétrica com qualidade, conforme procedimentos estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST. (ANEEL, 2021b). O critério regulatório é considerado quando a concessionária determina que o ponto de conexão deve ser feito em alta tensão, por exemplo. Junto deste critério, pode-se abordar quando a indústria tem previsão de ampliação. O fator econômico é baseado na tarifação de cada subgrupo apresentando valores menores para conexão em alta tensão.

A qualidade de energia interfere diretamente no processo produtivo, podendo ocasionar despesas por interrupção. Se verificado que a distribuidora está atendendo aos indicadores, é possível levar em consideração a necessidade de uma qualidade de produto e serviço maior do que a regulada pela ANEEL. Desta forma, pode-se realizar o estudo de viabilidade para construção de subestação de alta tensão. Segundo a Resolução nº 1.000, o custeio das obras é de responsabilidade do interessado, caso ele almeje maior qualidade no fornecimento de energia do que aquela definida pela ANEEL.

O critério regulatório é baseado na Resolução nº 1.000, que estabelece que a tensão de fornecimento deve ser igual ou superior 69 kV quando a demanda contrata exceder 2.500 kW. Porém, pode ocorrer exceções, conforme previsto na Resolução nº 1.000, quando houver conveniência técnica e econômica para o subsistema elétrico da distribuidora e desde que haja anuência do interessado.

A tarifa de energia elétrica para consumidores que recebem sua energia em alta tensão é menor do que os demais consumidores de média tensão, ou seja, é um fator econômico. A tarifa de energia elétrica do subgrupo A2 possui um valor menor do que a tarifa do subgrupo A3 e assim sucessivamente, sendo a tarifa mais cara para unidade consumidora que está conectada em tensão menor de fornecimento, pois houve investimento em infraestrutura por parte da distribuidora na transmissão e transformação, manutenção e operação,

reduzindo seu valor para consumidores de alta tensão (superior a 69 kV). (BARROS; GEDRA, 2015).

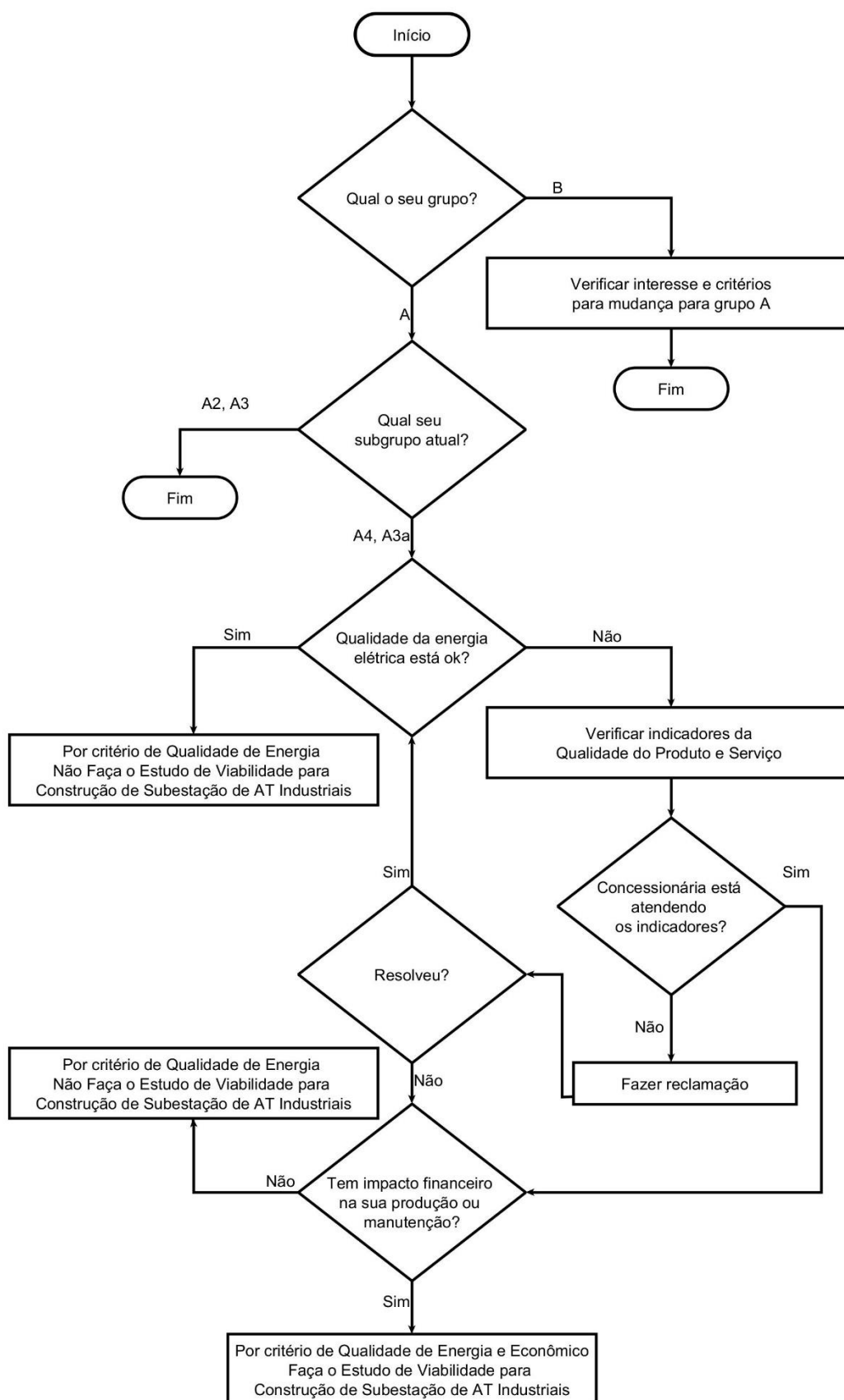
Na Figura 11 e Figura 12 são apresentados os fluxogramas com os questionamentos a serem feitos ao consumidor para dar apoio para à decisão de seguir no estudo de viabilidade para construção da subestação de alta de tensão e, a partir deles, coletar dados para o estudo, se realizado. Na Figura 11 são apresentados os questionamentos para mapear a necessidade de a subestação de alta tensão devido a indústria necessitar de uma qualidade e energia superior à prevista pela ANEEL.

O fluxograma referente ao critério de qualidade de energia, Figura 11, aborda em qual grupo o consumidor está, bem como seu subgrupo. É possível que o cliente seja do Grupo B, então sugere-se verificar interesse de mudança para o Grupo A e fim. Caso seja do Grupo A2 ou A3, ou seja, seu ponto de conexão é em AT, então o estudo não se aplica. Se A4 ou A3a significa que o consumidor é alimentado em MT, foco deste trabalho. O próximo questionamento é referente à qualidade de energia se está adequada, se sim, responder o fluxograma da Figura 12.

Após respondidas as questões do fluxograma do critério de qualidade de energia, Figura 11, é necessário percorrer o fluxograma do critério regulatório, Figura 12. Destaca-se que o critério econômico está associado tanto ao critério de qualidade de energia quanto ao critério regulatório. Pode ocorrer de o critério econômico ser o único motivador do estudo.

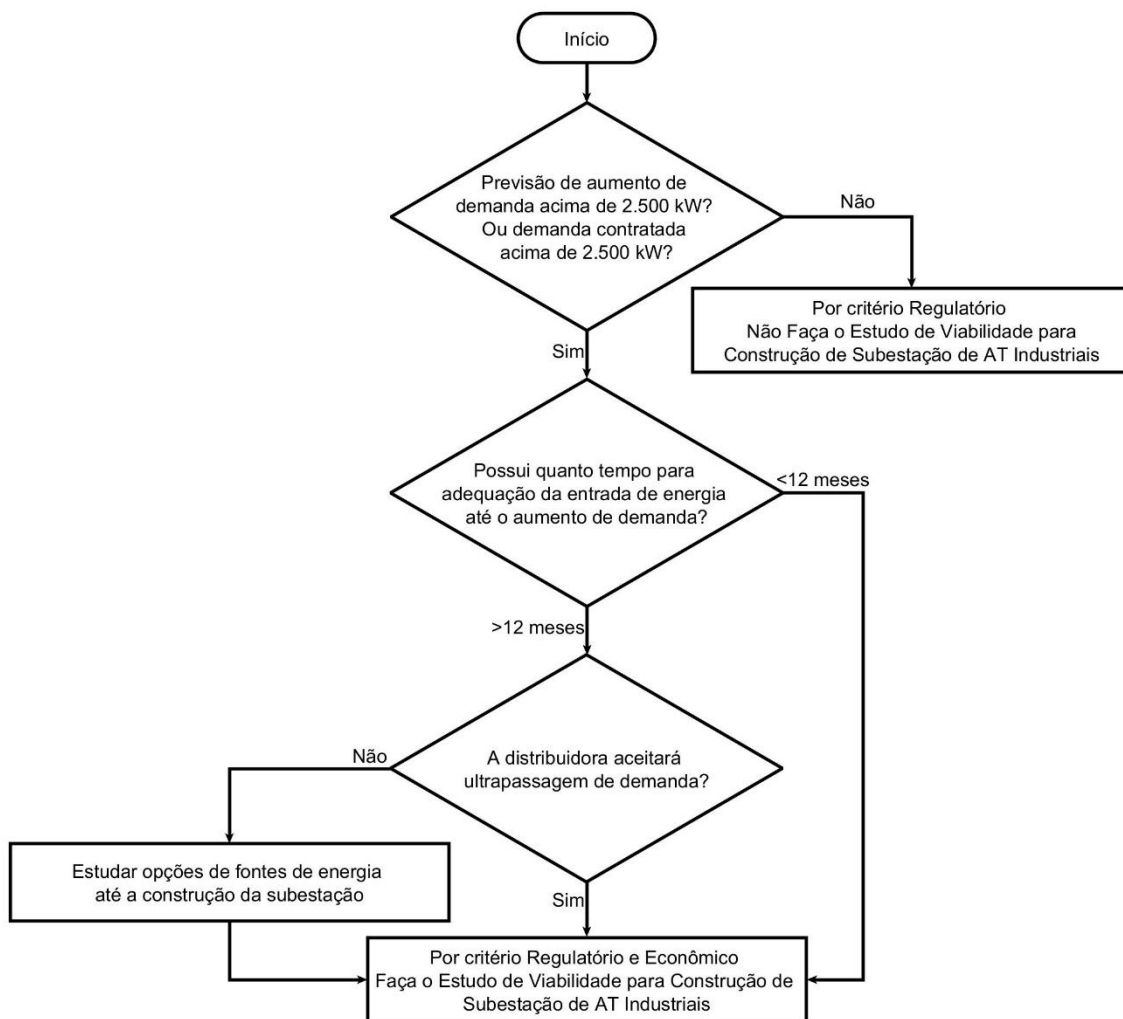
Na Figura 12 é apresentado o fluxograma considerando o critério regulatório. O fluxograma inicia questionando se existe uma previsão de aumento de demanda acima de 2.500 kW, visto que é a partir desta demanda que a Resolução nº 1.000 determina que a distribuidora pode exigir que a unidade industrial tenha seu ponto de conexão em AT. Exceções são previstas conforme disponibilidade técnica da distribuidora, se for o caso de o consumidor estar com uma demanda contratada superior a 2.500 kW, é um indicativo para que o estudo de viabilidade da subestação AT seja realizado, resultando em redução do custo despendido com o consumo de energia elétrica, porém com investimento da construção da subestação de AT.

Figura 11 – Fluxograma Critério Qualidade de Energia



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 12 - Fluxograma Critério Regulatório



Fonte: Elaborado pela autora.

Já referente ao tempo disponível para construção da subestação, está atrelado a definir quando optar por construir o ativo da distribuidora, ou aguardar o cronograma apresentado, também pela distribuidora. Este prazo está relacionado aos riscos de impedir o início de um novo setor na indústria.

Desta forma, são necessários acordos preliminares com a distribuidora para ultrapassagem de demanda ou até mesmo uma autorização temporária até a finalização da subestação de AT. Sendo o oposto disso é a necessidade de prever uma fonte de energia alternativa para garantir início de um novo setor de produção seja por lucratividade ou até mesmo por multa de contrato.

A partir dos fluxogramas das Figura 11 e Figura 12 se define quando o cliente deve realizar o Estudo de Viabilidade para Construção de Subestação de

Alta Tensão. Obtendo como resultado suas motivações, são elas: qualidade de energia, regulatório e ambos estão relacionados com o fator econômico.

3.3 Etapas para Estudo de Viabilidade para Construção da Subestação de Alta Tensão

O próximo passo é referente às etapas para o estudo de viabilidade para construção da subestação de alta tensão. Os dados levantados na etapa anterior serão utilizados para o estudo de viabilidade. O primeiro passo é analisar as condições de acesso ao sistema de distribuição. O segundo passo é definir o projeto básico da subestação de alta tensão e linha de distribuição. O terceiro é calcular o investimento da obra para acesso ao sistema de distribuição e, por fim, analisar a viabilidade do projeto a partir do retorno financeiro com a troca da modalidade tarifária.

Para analisar as condições de acesso ao sistema de distribuição, é necessário fazer uma consulta de acesso à distribuidora para que ela possa emitir as informações de acesso, conforme descrito na subseção 2.3.1. Neste documento são disponibilizados diversos dados utilizados para a análise de viabilidade do projeto como, por exemplo, ponto de conexão, tensão de fornecimento, trecho de linha a ser construído e estimativa de custos.

Na sequência, é elaborado o projeto básico da subestação e linha de transmissão que é baseado nas informações disponibilizadas pelas concessionárias, conforme descrito na subseção 2.3.2 e 2.3.3. Os custos disponibilizados no informativo de acesso serão utilizados para a análise de investimento. Desta forma, o projeto básico terá como foco a determinação da subestação particular do consumidor. O projeto básico da subestação particular de AT em resumo deve contemplar a definição do terreno, a potência do transformador de potência, bem como a quantidade, normalmente, varia entre 1 ou 2. O diagrama unifilar preliminar que auxilia na definição do layout eletromecânico que por fim, determina a área necessária para a construção da subestação. Normalmente, para cliente industriais a área utilizada não é um limitante. Para fins de orçamento a área determina a necessidade de malha de terra, cercamento, cobertura com pedra britada, drenagem, terraplanagem, pavimentação, entre outros. Também, define-se o número de cubículos em

média tensão. Geralmente, se prevê a conexão da nova subestação em AT conectada com a entrada atual de MT. Essa distância entre a nova subestação AT e entrada atual em MT pode variar, bem como o tipo de instalação, se subterrâneo ou aéreo. Determina-se a área da casa de comando a ser construída que depende do número de cubículos e painel de sistema de proteção e controle. Normalmente, esses são os fatores que apresentam maior impacto na definição do custo para o projeto.

A partir do projeto básico da subestação, é determinado o custo para a subestação, bem como demais despesas atreladas ao projeto. No próximo passo, é necessário definir todas as receitas do projeto, ou seja, o ganho na redução da tarifa e, por exemplo, perdas não mais computadas pela falta de energia, conforme seção 2.4.

Para dar início na análise, é necessário identificar o consumidor, o que compreende: demanda contratada ponta e fora ponta atual e futuro, consumo de energia médio na ponta e fora ponta atual e futuro, modalidade tarifaria atual e tarifas aplicadas pela distribuidora local em A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) ou A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV) e A3 (tensão de fornecimento de 69 kV) ou A2 (tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV).

O modelo matemático proposto, para obtenção dos custos de energia elétrica relativos ao cenário de conexão, será detalhado a seguir. No modelo proposto está sendo considerado somente a TUSD, sendo possível calcular a receita/ganho do consumidor ao realizar a construção da subestação de alta tensão, pois é a TUSD que apresenta redução na mudança de tensão de fornecimento.

Destaca-se que o benefício tarifário de consumidor livre a partir de fonte incentivada que prevê desconto na TUSD, conforme Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004; e Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 não é considerado, pois em março de 2021 foi sancionada a Lei nº 14.120/21 que segundo (COPEL MERCADO LIVRE, [s.d.]) altera parâmetros regulatórios do setor elétrico e, dentre as mudanças, a eliminação gradual dos incentivos à geração e o consumo de energia elétrica a partir de fontes alternativas, que resultam na redução da TUSD.

Com estas informações e premissas básicas como tributos federais e estaduais, que incidem nas tarifas das distribuidoras, são elaborados “cenários” que apresentam como resultado o tempo de retorno de investimento. Além disso, são apresentados o VPL e a TIR do projeto, a partir de uma taxa de juros definida pelo consumidor.

Como base na metodologia descrita anteriormente, a próxima seção apresenta o modelo matemático elaborado para a Análise de Viabilidade do Projeto.

3.4 Modelo Proposto

O modelo matemático proposto para obtenção dos custos de energia elétrica relativos a cada alternativa de fornecimento de energia é detalhado no que segue. Conforme definições feitas no referencial teórico, subseção 2.2.2, a TUSD faz parte da composição dos custos de energia elétrica.

3.4.1 Custos da TUSD

Para determinação dos custos da TUSD são necessários os dados do consumidor, tarifas aplicadas pela distribuidora local e os valores dos tributos PIS/Pasep, COFINS e ICMS. Todos os custos são determinados em base anual. O custo da TUSD em relação à demanda para modalidade tarifaria verde é determinada através da expressão (7):

$$CTUSDD = D \times TTUSDD \times 12 \quad (07)$$

onde:

$CTUSDD$ = Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição em relação à demanda (R\$);

D = Demanda contratada (kW);

$TTUSDD$ = Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição em relação à demanda (R\$/kW);

O custo da TUSD em relação à demanda para modalidade tarifaria azul é determinado através das expressões (8) e (9):

$$CTUSDDp = Dp \times TTUSDDp \times 12, \quad (08)$$

$$CTUSDDfp = Dfp \times TTUSDDfp \times 12, \quad (09)$$

onde:

$CTUSDDp$ = Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição em relação à demanda no horário de ponta (R\$);

Dp = Demanda contratada no horário de ponta (kW);

$TTUSDDp$ = Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição em relação à demanda no horário de ponta (R\$/kW);

$CTUSDDfp$ = Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição em relação à demanda no horário fora de ponta (R\$);

Dfp = Demanda contratada no horário fora de ponta (kW);

$TTUSDDfp$ = Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição em relação à demanda no horário fora de ponta (R\$/kW).

O custo da TUSD em relação ao consumo é aplicado igualmente para ambas as modalidades tarifárias (azul e verde) é determinado através da expressão (10):

$$CTUSDEnc = (Cp + Cfp) \times TTUSDEnc \times 12, \quad (10)$$

onde:

$CTUSDEnc$ = Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição em relação ao consumo (R\$);

Cp = Consumo de energia no horário de ponta (MWh);

Cfp = Consumo de energia no horário de fora ponta (MWh);

$TTUSDEnc$ = Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição em relação ao consumo de energia (R\$/MWh).

O custo total devido da TUSD para modalidade verde é obtido através do somatório das expressões (07) e (10). Já para modalidade azul, o custo total é obtido através do somatório das expressões (08), (09) e (10).

No caso de o consumidor estar enquadrado com tarifa horária azul a comparação é feita entre conexão em A4 ou A3a tarifa horária azul e A2 ou A3 azul, visto que as conexões em A2 e A3 são enquadradas obrigatoriamente em tarifa horária azul.

No caso de o consumidor estar enquadrado com tarifa horária verde a comparação é feita entre conexão em A4 ou A3a tarifa horária verde e A2 ou A3 azul.

As comparações são realizadas a cada ano, conforme os dados de demanda e consumo que o consumidor projeta para os próximos anos, comparando o valor gasto se conectado em média tensão (A4 ou A3a) com a conexão em alta tensão (A2 ou A3). A partir dessas informações, é determinada a expressão (11).

$$ECONOMIA = (CTMT - CTAT) + PERDAS EVITADAS \quad (11)$$

onde:

ECONOMIA = Economia total obtida na mudança de tensão de fornecimento;

CTMT = Custo total devido da TUSD em média tensão (R\$);

CTAT = Custo total devido da TUSD em alta tensão (R\$);

PERDAS EVITADAS = perdas anuais relacionadas à qualidade de energia, ultrapassagem de demanda que deixaram de ser custo e passaram a contribuir para a celeridade no retorno do investimento (R\$).

Como as alíquotas de PIS/Pasep, COFINS e ICMS incidem sobre as tarifas de energia, para determinação do valor final da tarifa, de forma a considerar a inclusão destes tributos, foi aplicada a expressão (12).

$$Valor\ da\ final\ da\ tarifa = \frac{A}{(1 - (B))}, \quad (12)$$

onde:

A = Valor da tarifa publicada pela ANEEL (R\$);

B = Somatório das alíquotas PIS/Pasep, COFINS e ICMS.

Com base na diferença positiva no custo total da TUSD atual e custo total das TUSD futuras, é possível calcular a receita obtida. A partir dos seguintes dados já definidos; investimento total do projeto, receita obtida a partir da redução da tarifa atual e futura e perdas econômicas evitadas pela mudança da tensão de fornecimento, calcula-se o retorno do investimento, VPL e TIR do projeto de acordo com as expressões (5) e (6), a partir de uma taxa de juros definida pelo consumidor.

Como apoio para aplicação do método foi desenvolvida uma planilha em *Excel*. A planilha é composta pelas seguintes abas: dados e critérios (Apêndice A), dados estudo de viabilidade (Apêndice B), análise de viabilidade (Apêndice C), cenários (Apêndice D) e resultado (Apêndice E). Na aba dados e critérios constam as questões dos fluxogramas e a cada questão respondida é apresentado o status e o próximo passo. Ao fim desta aba é apresentado por quais critérios o consumidor deve realizar o estudo.

Já na aba dados do estudo de viabilidade são inseridas as informações técnicas e valores dos investimentos referentes a subestação do consumidor e conexão com a distribuidora. Também, é preenchido a modalidade tarifária atual, os dados de consumo e demanda atual e futuro, os valores da TUSD bem como seus impostos. Na aba análise de viabilidade é apresentado um resumo dos custos da TUSD para cada cenário, o valor total do investimento e os cálculos dos indicadores financeiros.

As abas dos cenários são realizadas os cálculos dos custos com a TUSD atual e futuro. E, por fim, a aba resultado apresenta os gráficos visualizados neste trabalho em cada caso.

4 APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos, através da análise dos dados de três casos acompanhados pela empresa Tecnova Engenharia LTDA nos anos de 2021 e 2022, com o uso do modelo matemático proposto no capítulo anterior e implementado em planilha de cálculo para análise do retorno do investimento de uma subestação de alta tensão, considerando as reduções financeiras referentes à qualidade de energia, ultrapassagem de demanda e, principalmente, redução dos custos da tarifa de uso do sistema de distribuição.

O Quadro 4 apresenta os percentuais de PIS/Pasep e COFINS mensais aplicados no ano de 2021 por uma das distribuidoras utilizadas nos casos apresentados.

Quadro 4 – Percentuais PIS/PASEP/COFINS mensais/2021

MÊS	PIS/PASEP (%)	COFINS (%)
Janeiro	0,56%	2,60%
Fevereiro	0,88%	4,06%
Março	1,16%	5,33%
Abril	0,88%	4,07%
Mai	0,71%	3,27%
Junho	0,52%	2,40%
Julho	0,57%	2,00%
Agosto	0,75%	3,45%
Setembro	0,81%	3,72%
Outubro	1,34%	6,16%
Novembro	1,34%	6,16%
Dezembro	1,34%	6,16%

Fonte: Elaborado pela autora.

As alíquotas de PIS/Pasep e COFINS utilizadas, neste trabalho, foram obtidas através da média das alíquotas dos 12 meses do ano de 2021. O Quadro 5 mostra os tributos e respectivas alíquotas médias, aplicadas nas tarifas de energia, independentemente da distribuidora utilizada, pois a média encontra-se na entre 5% e 6%. Em tempo, as premissas básicas, válidas para todas as alternativas, na determinação do custo anual com a TUSD são os tributos mostrados no Quadro 5.

Quadro 5 – Tributos e alíquotas

TRIBUTOS	ALÍQUOTAS %
PIS/PASEP	0,9050%
COFINS	4,1150%
ICMS	18%

Fonte: elaborado pela autora.

Os casos foram selecionados de acordo com o Quadro 6, considerando as variáveis dos seguintes temas: variação do fluxograma, variação do modelo matemático, variação da economia e variação do investimento.

Quadro 6 - Justificativa Casos Selecionados

Item		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Justificativa Escolhas
Critérios	Regulatório	x	x	x	Variação Fluxograma
	Econômico	x	x	x	
	Qualidade de energia			x	
Modalidade Tarifaria Atual		A4 - Horária Azul	A4 - Horária Verde	A4 - Horária Verde	Variação do Modelo Matemático
Peculiaridade		Alta demanda conectada em MT	Multa por ultrapassagem de demanda	Custo atrelado a qualidade de energia	Variação da Economia
Demanda Contratada Fora Ponta Atual		12.200 kW	2.500 kW	3.000 kW	
Distribuidora		1	2	3	
Tensão de Fornecimento Possível		138 kV	69 kV	138 kV	Variação do Investimento
Tipo de conexão com a distribuidora		Bay de linha	Seccionamento	Seccionamento	
Distância LT		4,5 km	3,9 km	3,6 km	
Opção de execução ativo distribuidora		Acessante	Distribuidora	Distribuidora	
Proporcionalização por conveniência técnica		Sim	Sim	Sim	
Encargo de responsabilidade da distribuidora		Não	Sim	Sim	
Potência do Transformador		20/25 MVA	5/6,25 MVA	7,5/9,375 MVA	

Fonte: elaborado pela autora.

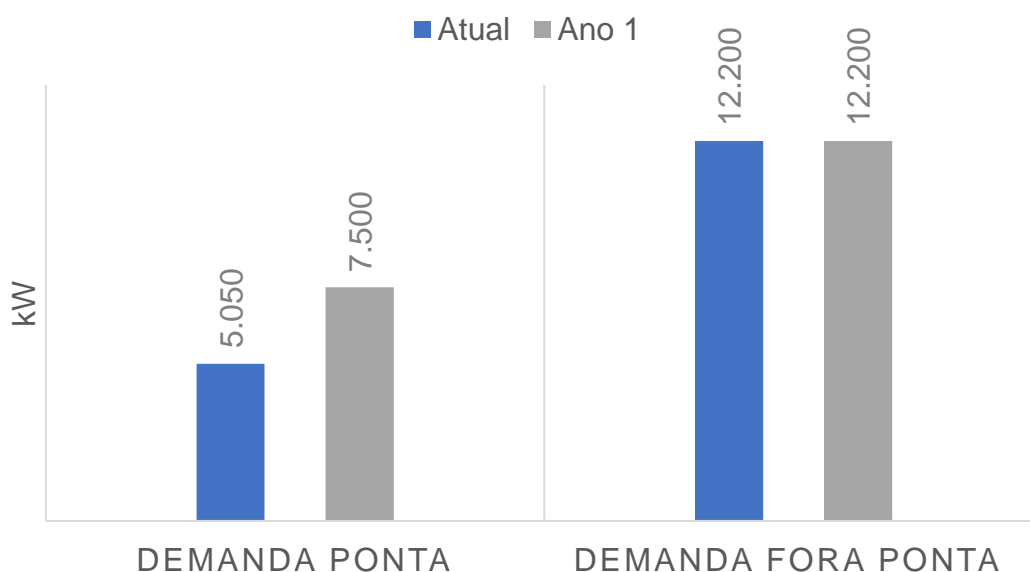
Na variação do fluxograma foram selecionados casos com critérios distintos. Para modalidade tarifaria foram considerados cenários com os possíveis enquadramentos: azul e verde. A variação da economia está atrelada, principalmente, à demanda contratada. Mas, também, ao consumo que será tratado em cada caso. E o investimento está relacionado as necessidades técnicas que refletem diretamente no custo do projeto.

4.1 Caso 1: Empresa Fabricante de Compressores

Empresa de grande porte do ramo de fabricação de compressores com demanda contratada atual de 5.050 kW na ponta e 12.200 kW fora ponta, com consumo médio mensal de 2.000 MWh, pertencente ao grupo A4, alimentado em 13,8 kV com prospecção para aumento de demanda na ponta para 7.500 kW no primeiro ano após a construção da subestação. Sua modalidade tarifária atual é azul e está enquadrado como consumidor livre.

Ao percorrer o fluxograma das Figura 11 e Figura 12 este consumidor deve seguir com o estudo de viabilidade com base no critério regulatório e por consequência econômico, visto que sua demanda é superior a 2.500 kW no cenário atual, conforme pode ser observado no Gráfico 1. Sendo o Ano 1 a demanda prevista para entrada em operação da subestação.

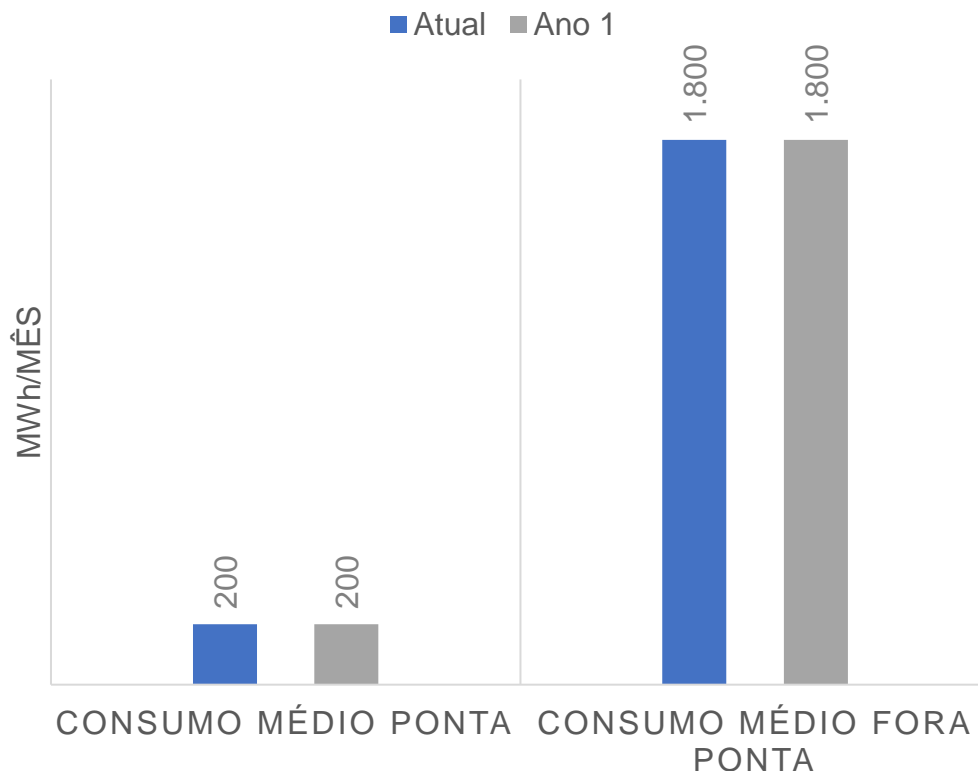
Gráfico 1 - Previsão de Aumento de Demanda Caso 1



Fonte: elaborado pela autora.

Já no Gráfico 2 observa-se que este cliente não possui previsão de aumento de consumo, este dado é relevante para o cálculo do custo da TUSD.

Gráfico 2 – Consumo Médio Mensal Caso 1

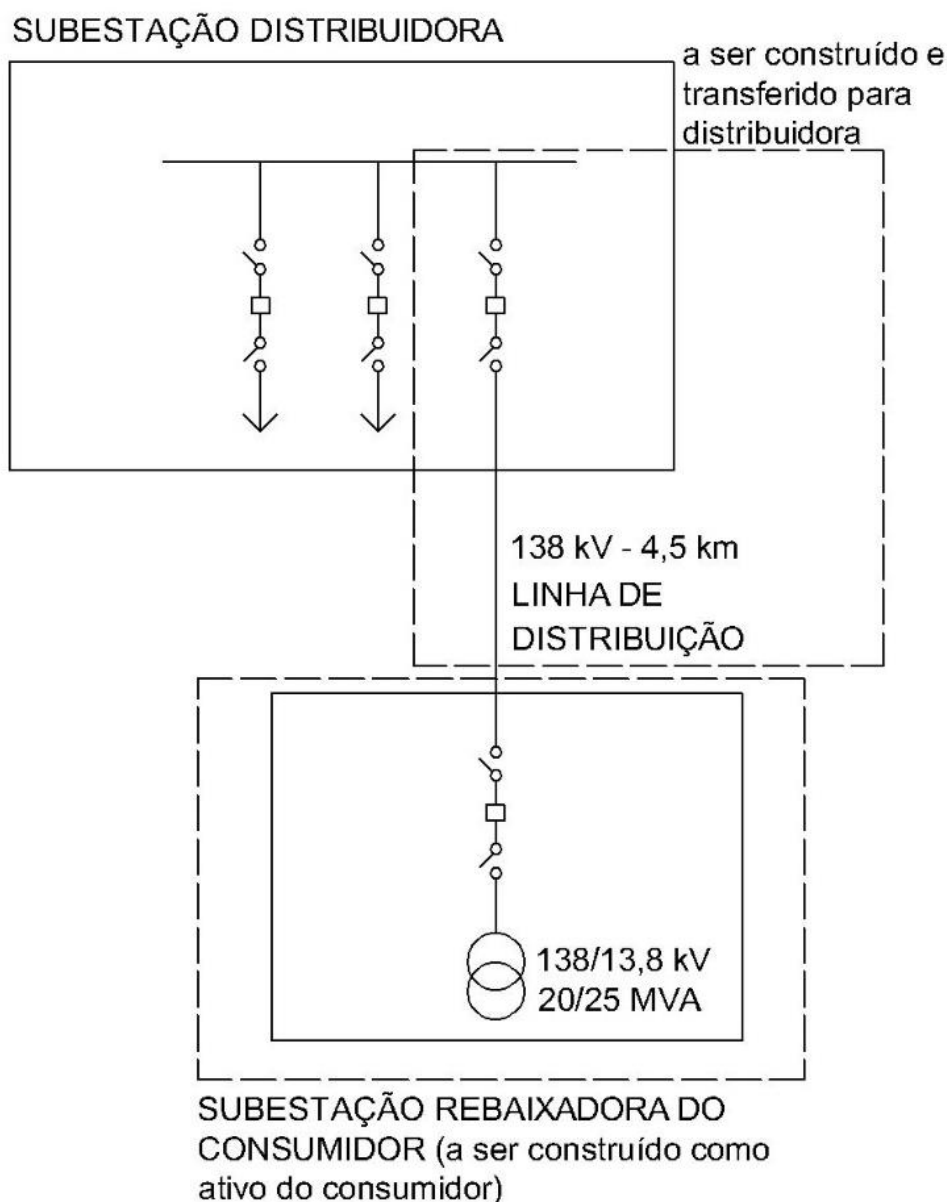


Fonte: elaborado pela autora.

Neste caso prevaleceu a exceção prevista na Resolução nº 1.000 que define que a tensão de fornecimento poderá ser diferente das previstas se houver conveniência técnica e econômica para a distribuidora e anuência do consumidor.

Este consumidor possui o Parecer de Acesso da Distribuidora e sua conexão será feita em 138 kV com conexão em única entrada de linha de distribuição, a partir de um circuito simples que conectará um *bay* de linha da subestação da concessionária até a subestação industrial, conforme é possível visualizar na Figura 13.

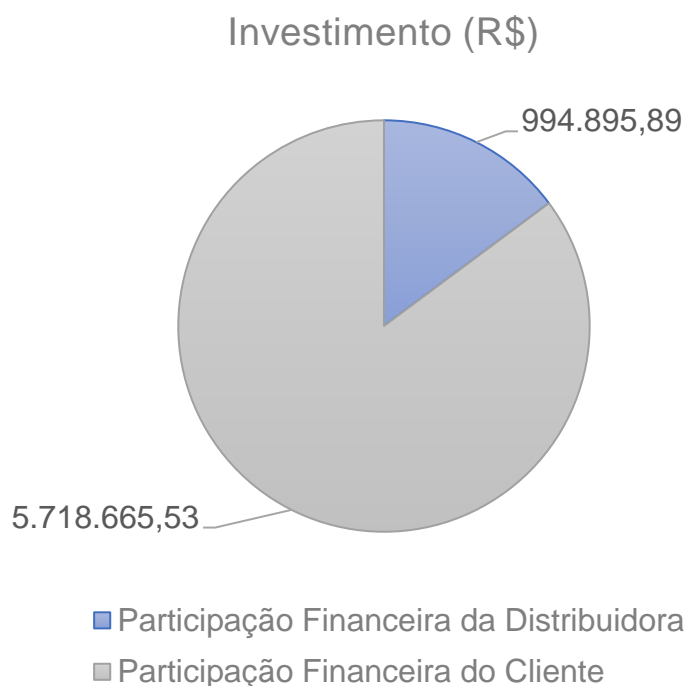
Figura 13 – Diagrama Unifilar Projeto Caso 1



Fonte: elaborado pela autora.

A distribuidora informa as exigências para a construção do bay e linha de distribuição de aproximadamente 4,5 km, circuito simples, bem como os investimentos para construção deste escopo, conforme Gráfico 3. A participação financeira da distribuidora está atrelada somente ao custo da obra proporcional e o ERD é nulo, pois não há previsão de aumento de demanda fora ponta, mantendo-se o atual valor contratado de 12.200 kW.

Gráfico 3 - Investimento escopo distribuidora Caso 1

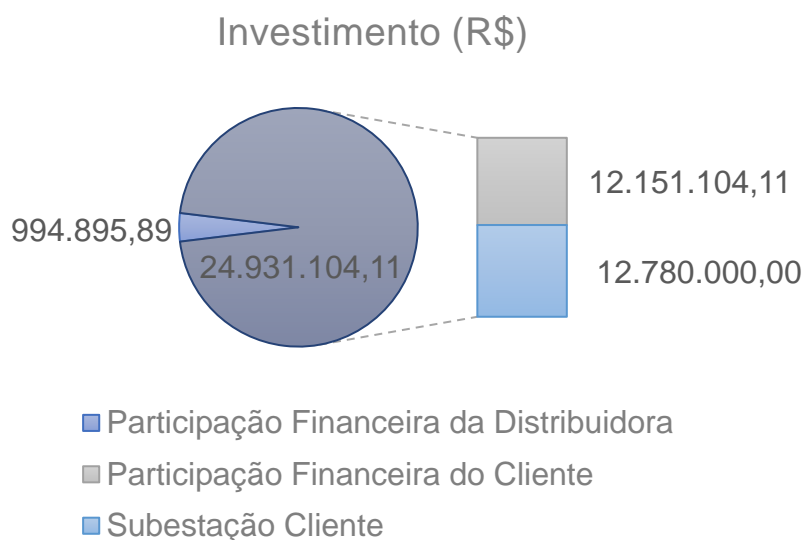


Fonte: elaborado pela autora.

Neste caso o acessante optou por executar a obra do *Bay* e Linha de Distribuição, visto que o prazo da distribuidora não atende a sua necessidade para entrada em operação da subestação. O valor apresentado pela Tecnova Engenharia LTDA para o *Bay* e Linha de Distribuição para este caso específico é de R\$ 13.146.000,00.

Para a subestação do consumidor foi definido durante projeto básico uma subestação convencional rebaixadora de 138/13,8 kV com 1 transformador de 20/25 MVA, conforme observa-se na Figura 14. Optou-se por uma subestação convencional visto que o cliente possui terreno disponível e, portanto, sendo a solução que apresenta menor investimento. Para construção da subestação do consumidor, o investimento apresentado pela Tecnova Engenharia é de R\$ 12.780.000,00. No Gráfico 4, visualiza-se um resumo dos investimentos para o projeto, considerando a participação financeira da distribuidora. A participação financeira do cliente referente ao ativo da distribuidora no valor de R\$ 12.151.104,11 foi obtida a partir do valor total para construção do *Bay* e Linha de Distribuição, reduzido do custo de Responsabilidade Financeira da Distribuidora.

Gráfico 4 – Investimento Projeto Caso 1



Fonte: elaborado pela autora.

Também são apresentadas no Quadro 7 as tarifas aplicadas pela distribuidora do caso 1 através de Resoluções da ANEEL e disponibilizadas no site da agência, considerando apenas a TUSD.

Quadro 7 – TUSD Distribuidora Caso 1

TUSD	TUSD			
	Demanda (R\$/kW)		Encargos (R\$/MWh)	
Subgrupos	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 - Horária Azul	14,04	8,60	59,49	59,49
A4 - Horária Azul	28,27	13,29	85,99	85,99

Fonte: elaborado pela autora.

Conforme citado no subseção 3.4.1 para o ajuste da tarifa final, a ser cobrada do consumidor, considerando a inclusão dos tributos, foi utilizada a expressão (12). O Quadro 8 mostra TUSD com a inclusão dos tributos.

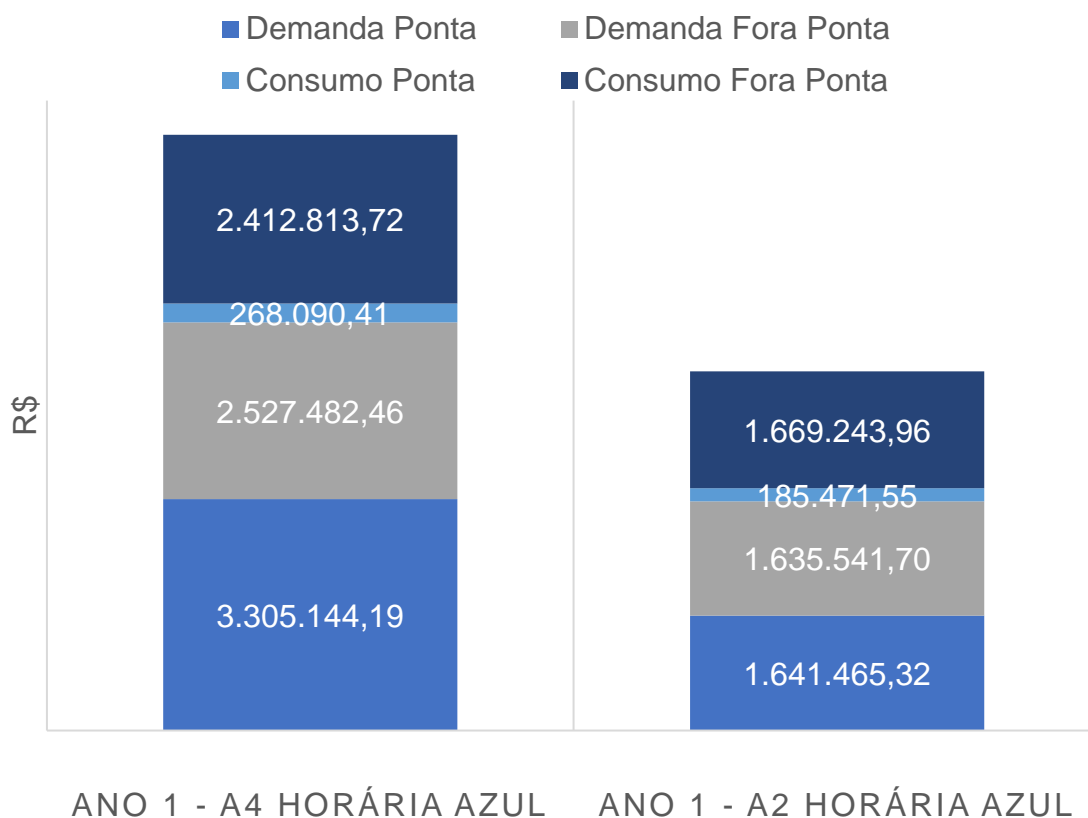
Quadro 8 - TUSD Distribuidora Caso 1 com a inclusão dos tributos

TUSD	TUSD			
	Demanda (R\$/kW)		Encargos (R\$/MWh)	
Subgrupos	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 - Horária Azul	18,24	11,17	77,28	77,28
A4 - Horária Azul	36,72	17,26	111,70	111,70

Fonte: elaborado pela autora.

Com estes dados foram feitas as simulações do custo anual para o Ano 1 a partir das expressões (8), (9) e (10) com as tarifas do Quadro 8 e demanda e consumo do Gráfico 1 e Gráfico 2, respectivamente, conforme é possível visualizar no Gráfico 5. Observa-se também o custo do Ano 1 caso o cliente permaneça conectado em A4.

Gráfico 5 - Custo anual da TUSD Caso 1

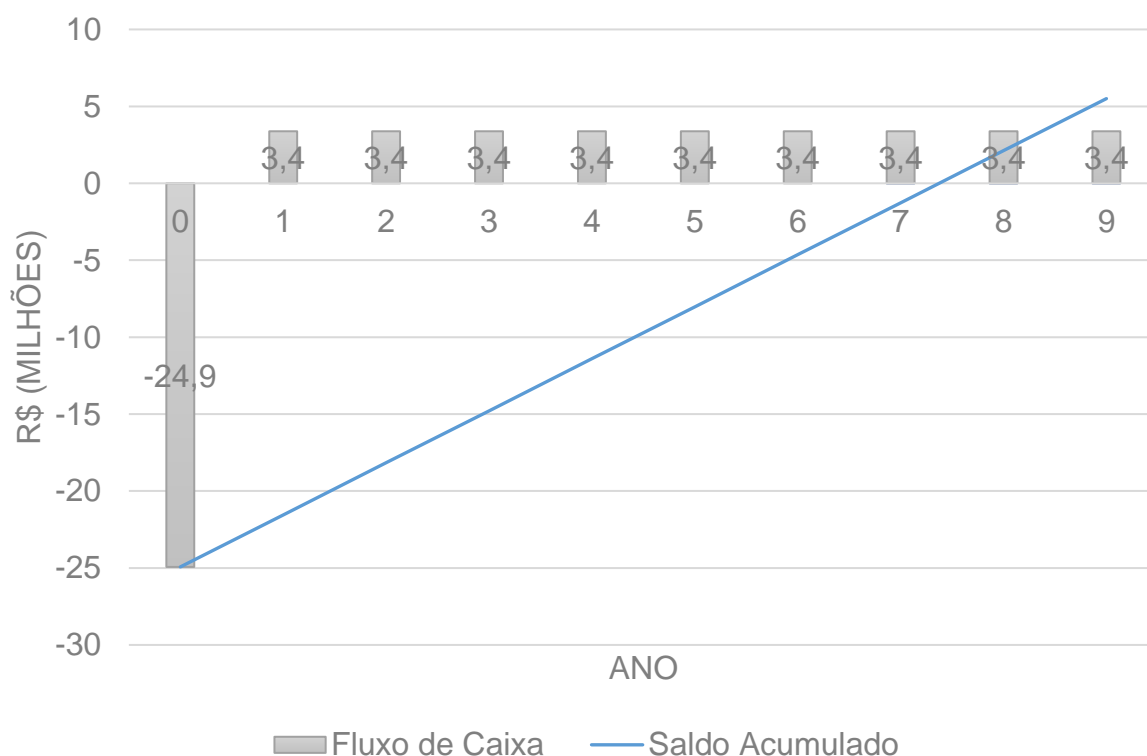


Fonte: elaborado pela autora.

A partir do Gráfico 5 é possível visualizar que a construção da subestação gera uma economia anual de R\$ 3.381.808,26.

Para concluir a análise do Caso 1, é apresentado através do Gráfico 6 o fluxo de caixa, onde é possível observar o valor do investimento inicial do projeto para a construção da subestação de alta tensão e, por fim, o retorno do investimento, que ocorre em 7 anos e 4 meses. A partir do ano que ocorre o retorno do investimento até a vida útil do projeto, neste caso considerado 35 anos, é possível estimar uma economia de R\$ 93.432.185,00.

Gráfico 6 - Fluxo de Caixa e Retorno do Investimento Caso 1



Fonte: elaborado pela autora.

No Quadro 9 são apresentados os resultados da VPL e TIR calculados a partir das expressões (5) e (6), considerando um fluxo de caixa de 35 anos, conforme definido na seção 4.

Quadro 9 – Indicadores Financeiros Caso 1

VPL (R\$)	3.260.792,08
TIR (%)	13,40

Fonte: elaborado pela autora.

Visto que o VPL apresenta valor positivo e TIR maior que a taxa Selic no mês de maio de 2022 de 12,75 % (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022) o projeto da subestação de alta tensão é um bom investimento.

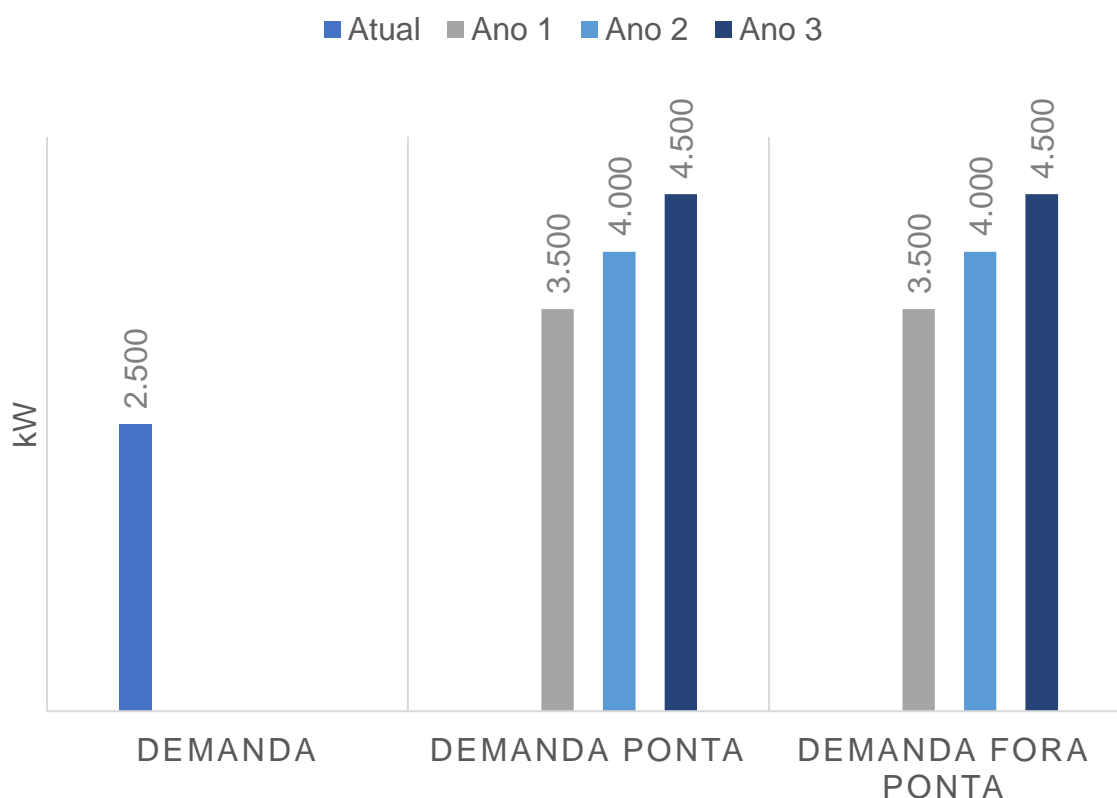
4.2 Caso 2 – Empresa Montadora de Veículos

Empresa de grande porte do ramo de montagem de veículos com demanda contratada atual de 2.500 kW, com consumo médio mensal de 1.200 MWh, pertencente ao grupo A4, alimentado em 13,8 kV com prospecção para

aumento de demanda para 3.500 kW no primeiro ano após a construção da subestação. Sua modalidade tarifária atual é verde e está enquadrado como consumidor livre.

Ao percorrer o fluxograma das Figura 11 e Figura 12, este consumidor deve seguir com o estudo de viabilidade com base no critério regulatório e, por consequência, econômico. Neste caso, o consumidor está com demanda contratada de 2.500 kW, conforme Gráfico 7 e pagando multa por ultrapassagem de demanda de 500 kW.

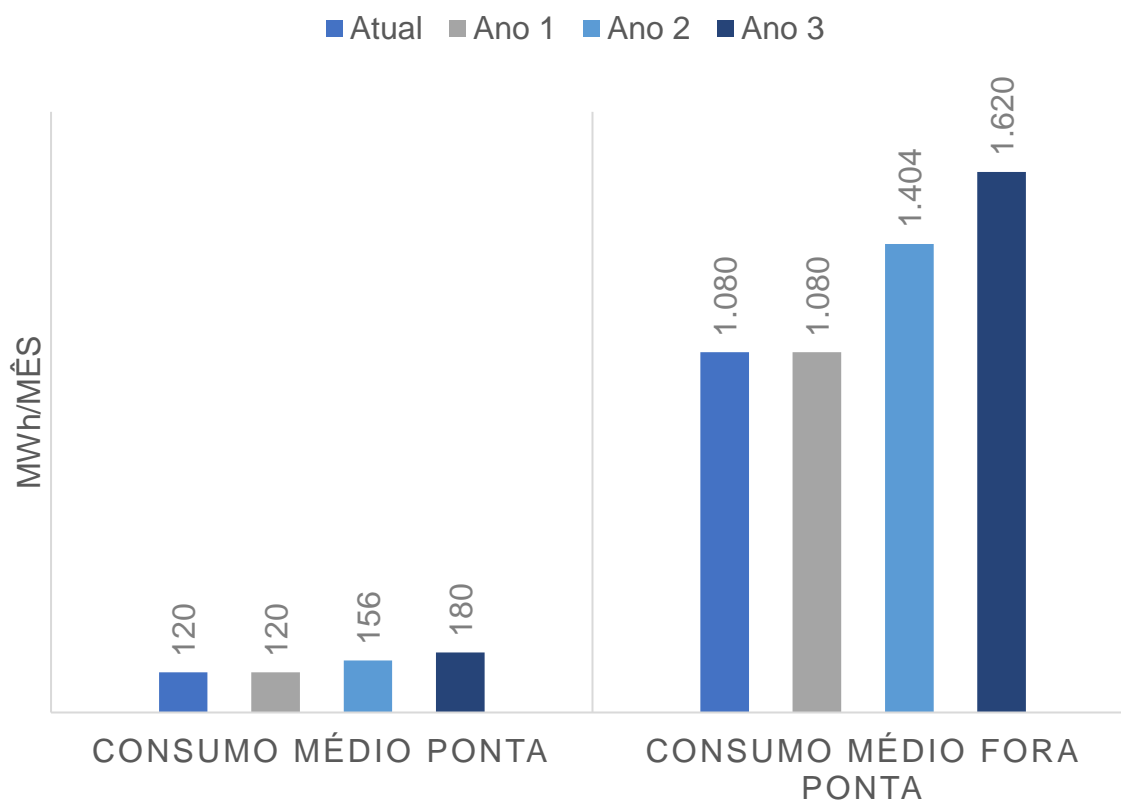
Gráfico 7 - Previsão de Aumento de Demanda Caso 2



Fonte: elaborado pela autora.

Sendo o Ano 1 a demanda prevista para entrada em operação da subestação, Ano 2 e Ano 3 apresentam previsão de aumento de demanda. Já no Gráfico 8, observa-se que possui previsão de aumento de consumo ao longo dos Anos 1, 2 e 3.

Gráfico 8 - Previsão de Consumo Médio Mensal Caso 2

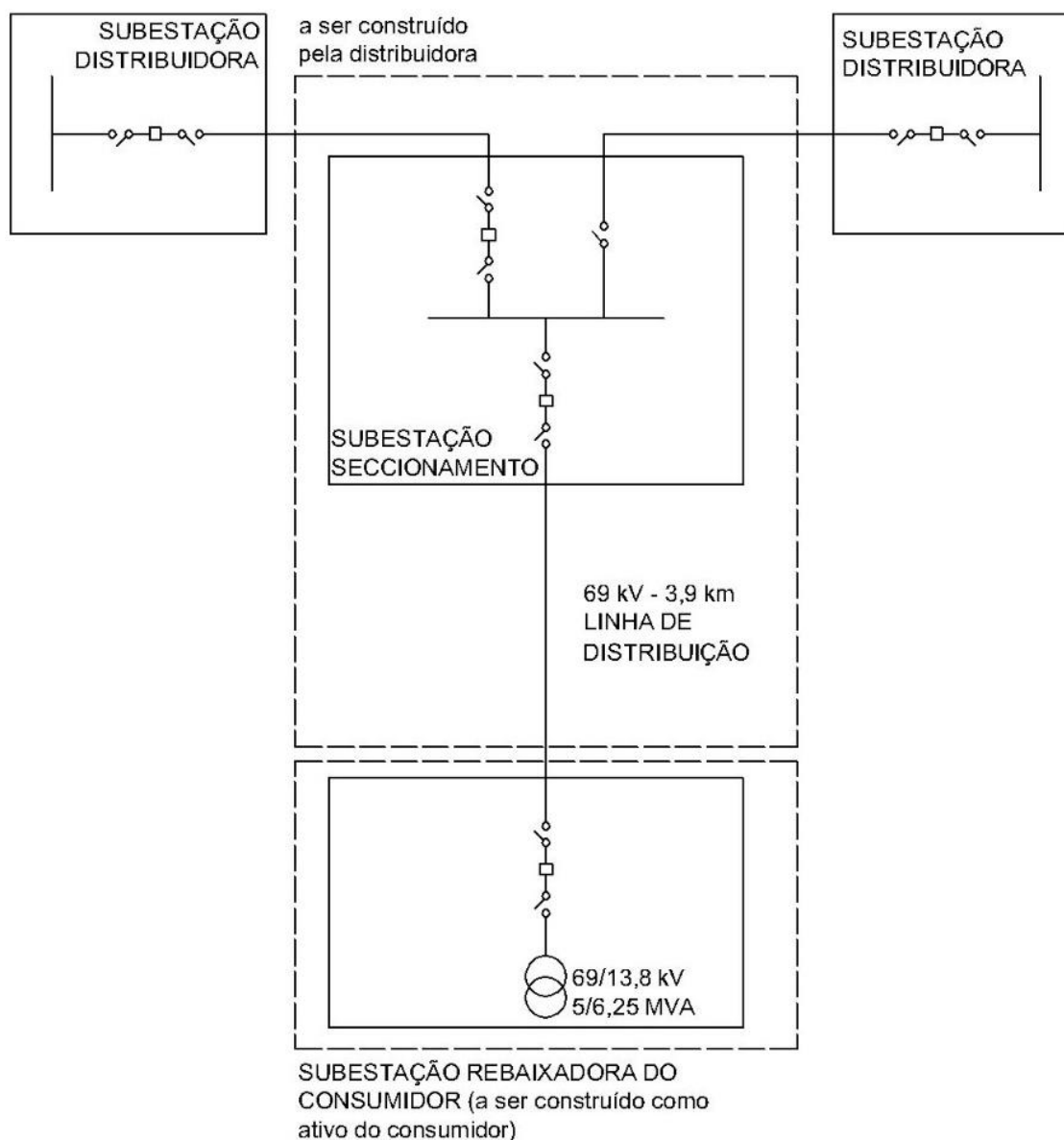


Fonte: elaborado pela autora.

Observa-se que neste caso a distribuidora condicionou a construção da subestação para o aumento de demanda acima de 2.500 kW. Excepcionalmente, considerando a viabilidade técnica, a distribuidora autorizou o aumento da demanda até 3.500 kW até que a construção da subestação seja finalizada.

Este consumidor possui o Parecer de Acesso da Distribuidora e sua conexão será feita em 69 kV a partir do seccionamento de uma linha de distribuição do qual será construída uma subestação de seccionamento, que será conectada na subestação do consumidor, conforme é possível visualizar na Figura 14.

Figura 14 – Diagrama Unifilar Projeto Caso 2

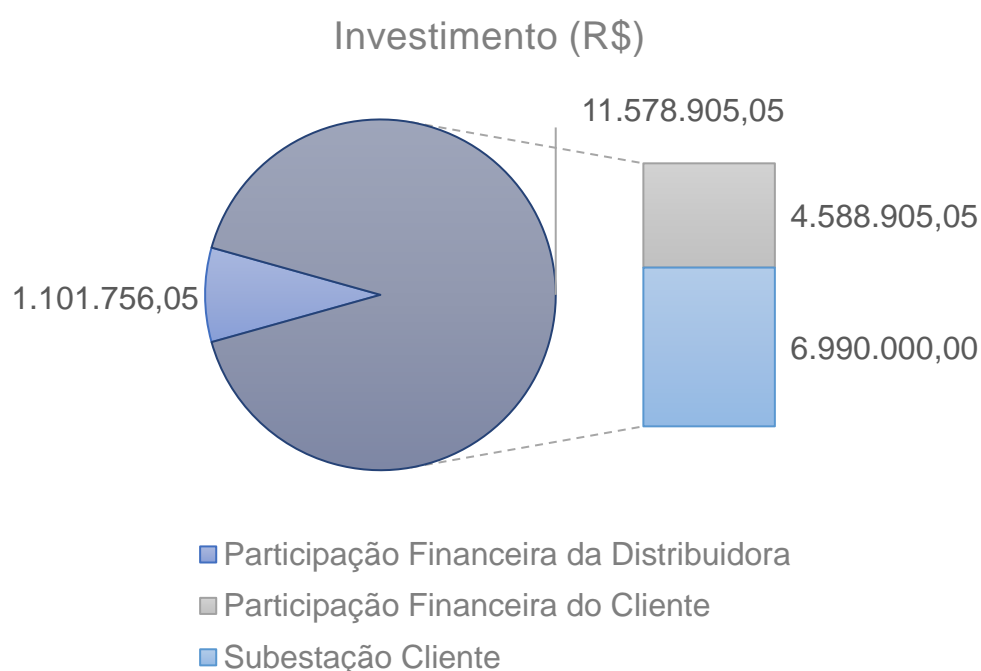


Fonte: elaborado pela autora.

A distribuidora informa as exigências para a construção da subestação de seccionamento e linha de distribuição de aproximadamente 3,9 km, circuito simples, bem como os investimentos da distribuidora e acessante são definidos no Gráfico 3. A participação financeira da distribuidora está atrelada ao custo da obra proporcional e o ERD relacionado ao aumento de demanda, este último com previsão de aumento de demanda de 2.500 kW para 3.500 kW na entrada em operação da subestação. Neste valor estão incluídos os custos com fundiário da linha e subestação. Já para a subestação do consumidor, foi definido durante

projeto básico uma subestação convencional rebaixadora de 69/13,8 kV com 1 transformador de 5/6,25 MVA com previsão para instalação de um segundo transformador, conforme observa-se na Figura 14. Optou-se por uma subestação convencional, visto que o cliente possui terreno disponível e, portanto, sendo a solução que apresenta menor investimento. Para construção da subestação do consumidor, o investimento apresentado pela Tecnova Engenharia LTDA é de R\$ 6.990.000,00.

Gráfico 9 – Investimento Projeto Caso 2



Fonte: elaborado pela autora.

Aqui também é apresentado no Quadro 10 as tarifas aplicadas pela distribuidora do caso 2 através de Resoluções da Aneel e disponibilizadas no site desta, considerando apenas a TUSD. O símbolo “NA” significa que não se aplica, ou seja, não há distinção no posto tarifário.

Quadro 10 – TUSD Distribuidora Caso 2

TUSD	TUSD				
	Demanda (R\$/kW)			Encargos (R\$/MWh)	
Subgrupos	NA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 - Horário Azul		33,92	12,63	68,37	68,37
A4 – Horário Verde	26,95			1.077,22	90,68

Fonte: elaborado pela autora.

Conforme citado no subseção 3.4.1 para o ajuste da tarifa final, a ser cobrada do consumidor, considerando a inclusão dos tributos, foi utilizada a expressão (12). O Quadro 11 mostra TUSD com a inclusão dos tributos.

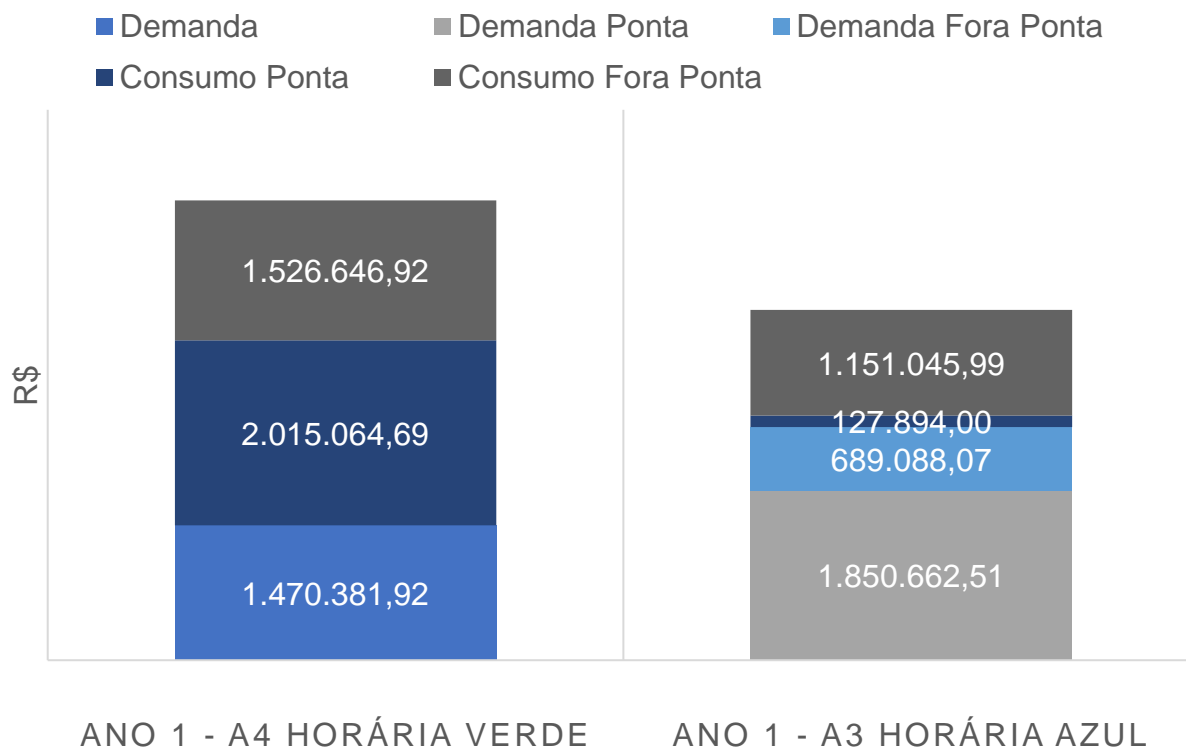
Quadro 11 - TUSD Distribuidora Caso 2 com a inclusão dos tributos

TUSD	TUSD				
	Demanda (R\$/kW)			Encargos (R\$/MWh)	
Subgrupos	NA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 - Horário Azul		44,06	16,41	88,82	88,82
A4 - Horário Verde	35,01			1.399,35	117,80

Fonte: elaborado pela autora.

Com estes dados foi feita a simulação do custo anual para o Ano 1, 2 e 3 a partir das expressões (7) e (10) com as tarifas do Quadro 11 e demanda e consumo do Gráfico 7 e Gráfico 8, respectivamente, conforme é possível visualizar no Gráfico 10.

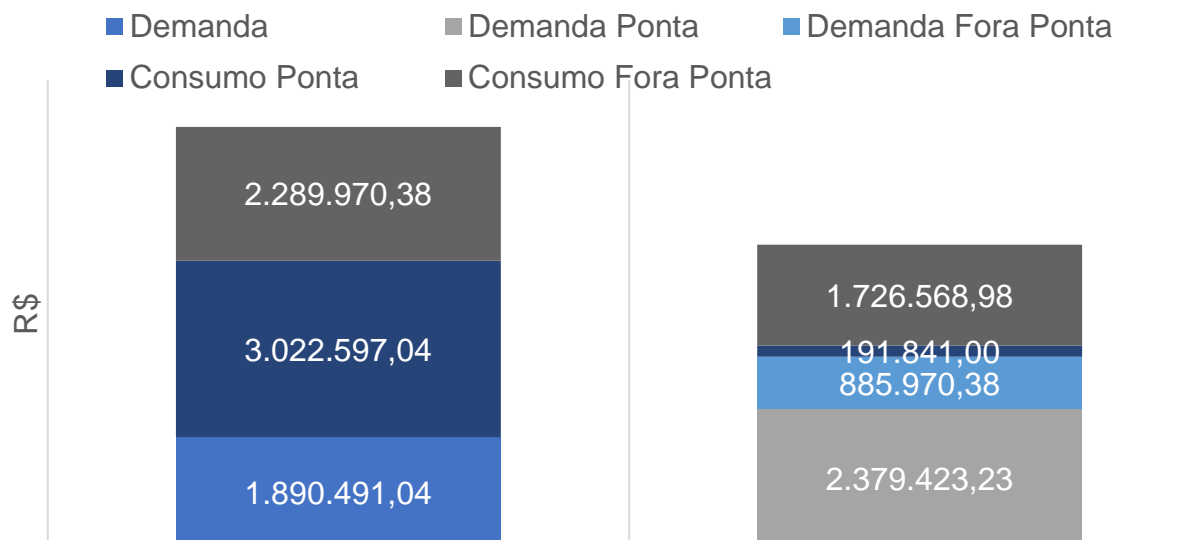
Gráfico 10 – Custo anual da TUSD no Ano 1 Caso 2



Fonte: elaborado pela autora.

No Gráfico 11 é apresentado o custo anual da TUSD considerando demanda de 4.000 kW para ponta e fora ponta e 156 MWh/mês de consumo na ponta e 1.404 MWh/mês fora ponta.

Gráfico 11 – Custo anual da TUSD no Ano 2 Caso 2



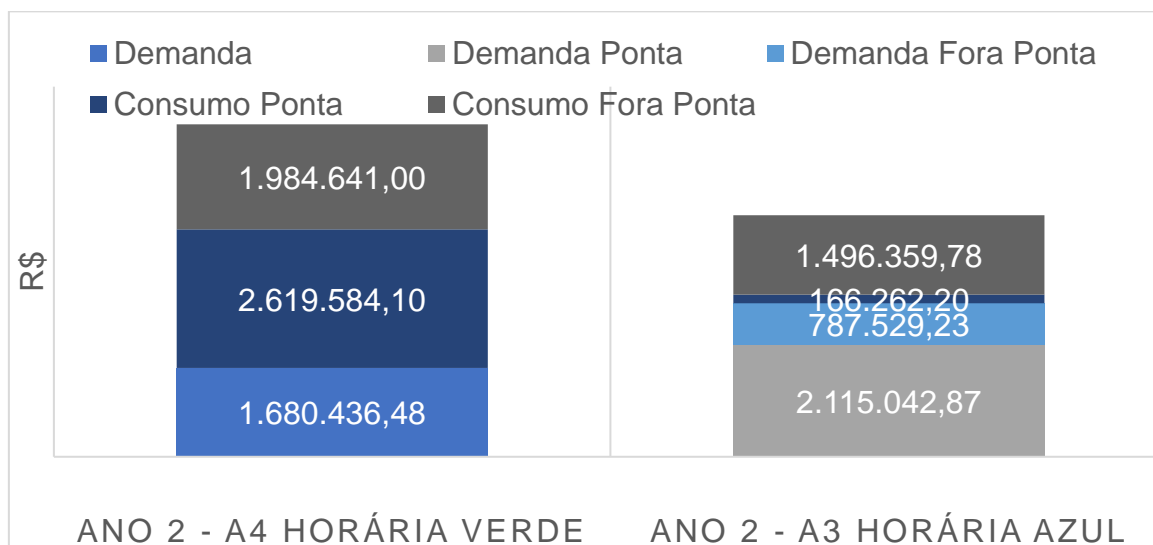
ANO 3 - A4 HORÁRIA VERDE

ANO 3 - A3 HORÁRIA AZUL

Fonte: elaborado pela autora.

No Gráfico 12 é apresentado o custo anual da TUSD considerando demanda de 4.500 kW para ponta e fora ponta e 180 MWh/mês de consumo na ponta e 1.620 MWh/mês fora ponta.

Gráfico 12 - Custo anual da TUSD no Ano 2 Caso 2



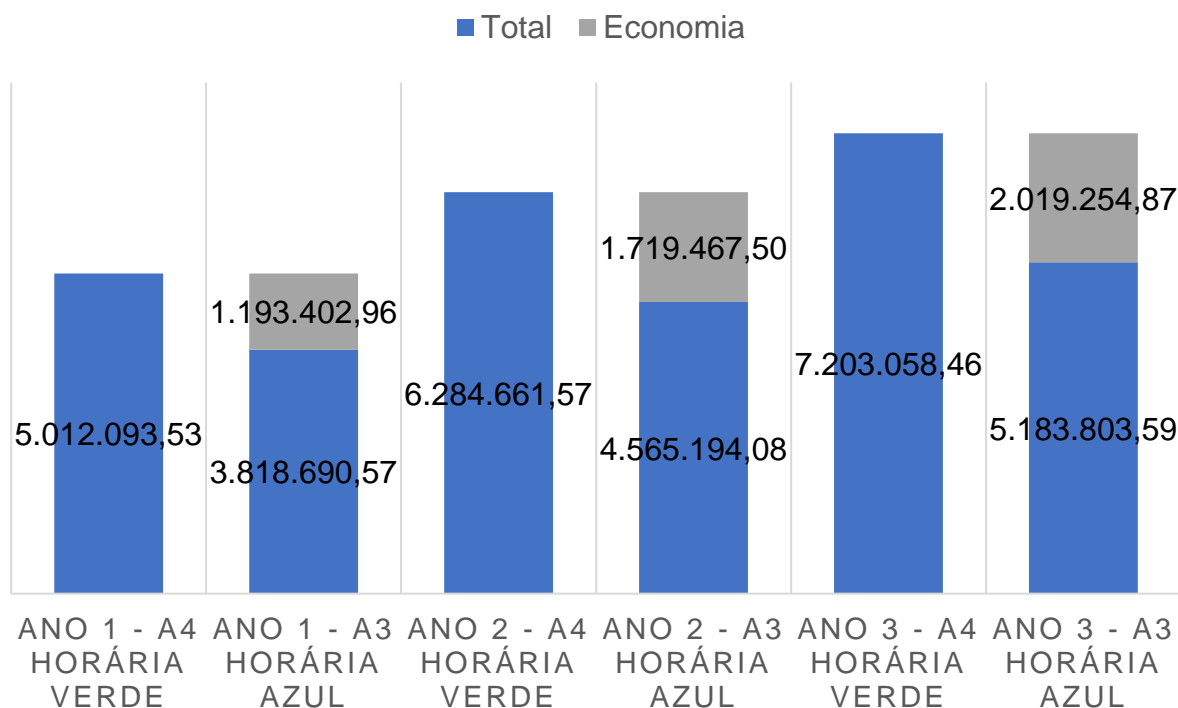
ANO 2 - A4 HORÁRIA VERDE

ANO 2 - A3 HORÁRIA AZUL

Fonte: elaborado pela autora.

No Gráfico 13 visualiza-se a economia em cada ano, comparando o valor gasto em MT com a conexão em AT.

Gráfico 13 - Custo total anual da TUSD Caso 2

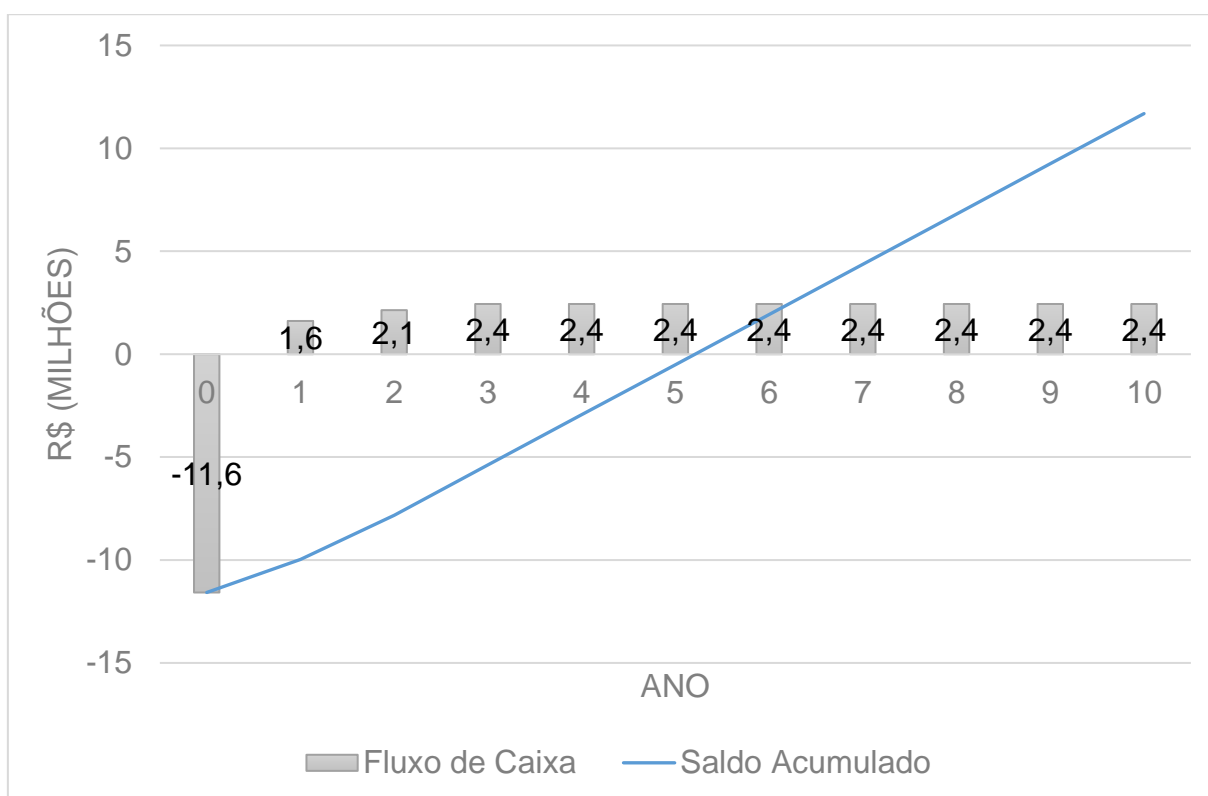


Fonte: elaborado pela autora.

Neste caso também se tem como economia o valor de R\$ 35.009,09 mensal, calculado a partir da expressão (4), gasto por ultrapassagem de demanda, sendo por ano um total de R\$ 420.109,12. A partir da expressão (11), se calcula a economia nos Anos 1, 2 e 3, ou seja, somando-se a economia da tarifa e a ultrapassagem de demanda, pois é um custo que não será mais despendido. O investimento total é de R\$ 11.578.905,05, conforme Gráfico 9. Neste caso a distribuidora irá executar a obra, pois o prazo atende a necessidade do consumidor.

No Gráfico 14 é apresentado o fluxo de caixa e pode-se observar que o retorno do investimento ocorre em 5 anos e 2 meses. A partir do ano que ocorre o retorno do investimento até a vida útil do projeto, neste caso considerado 35 anos, estima-se uma economia de R\$ 72.673.195.

Gráfico 14 - Fluxo de Caixa e Retorno do Investimento Caso 2



Fonte: elaborado pela autora.

No Quadro 12 são apresentados os resultados da VPL e TIR calculados a partir das expressões (5) e (6), considerando um fluxo de caixa de 35 anos conforme definido na seção 3.4.

Quadro 12 – Indicadores Financeiros Caso 2

VPL (R\$)	7.777.380,77
TIR (%)	19,51

Fonte: elaborado pela autora.

Visto que o VPL apresenta valor positivo e TIR maior que a taxa Selic no mês de maio de 2022 de 12,75 % (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022) o projeto da subestação de alta tensão é um bom investimento.

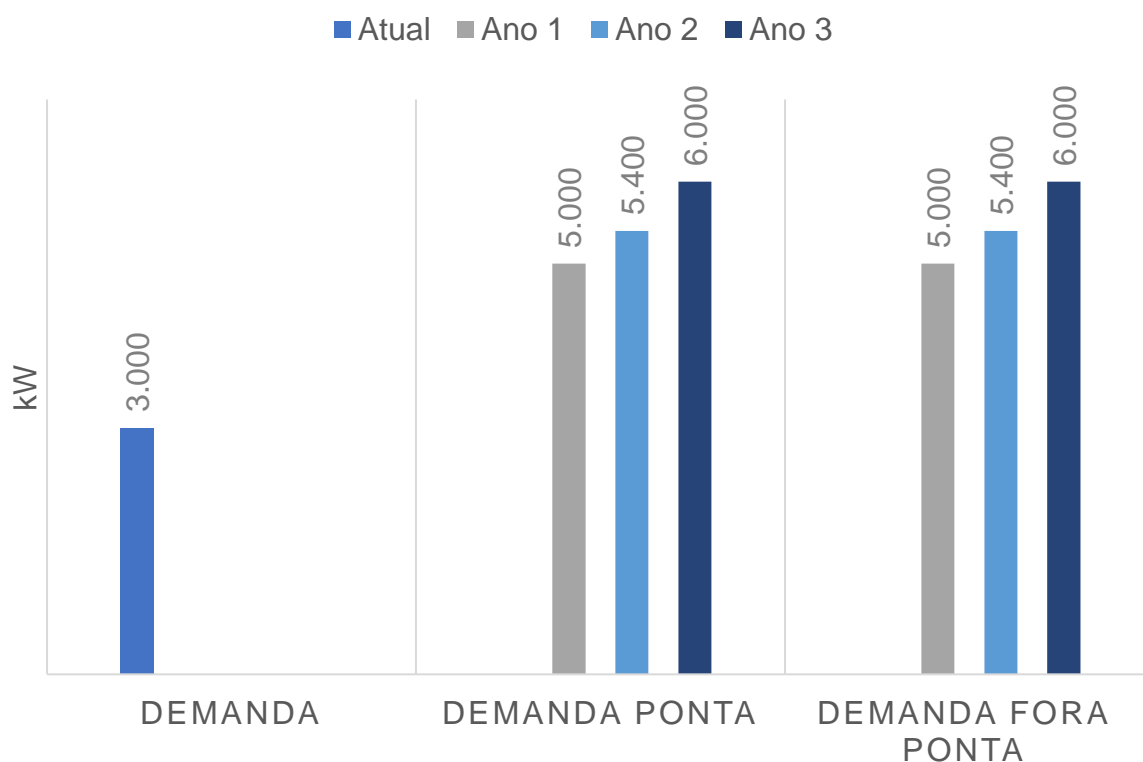
4.3 Caso 3 – Empresa de Alimentos

Empresa de grande porte do ramo de alimentos com demanda contratada atual de 3.000 kW, com consumo médio mensal de 800,7 MWh, pertencente ao grupo A4, alimentado em 13,8 kV com prospecção para aumento de demanda

para 5.000 kW no primeiro ano após a construção da subestação. Sua modalidade tarifária atual é verde e está enquadrado como consumidor livre.

Ao percorrer o fluxograma das Figura 11 e Figura 12, este consumidor deve seguir com o estudo de viabilidade com base no critério de qualidade de energia, regulatório e por consequência econômico. Neste caso a qualidade de energia representa um custo de R\$ 10.210,60 mensal. No Gráfico 15 é possível visualizar a demanda prevista para o Ano 1, 2 e 3.

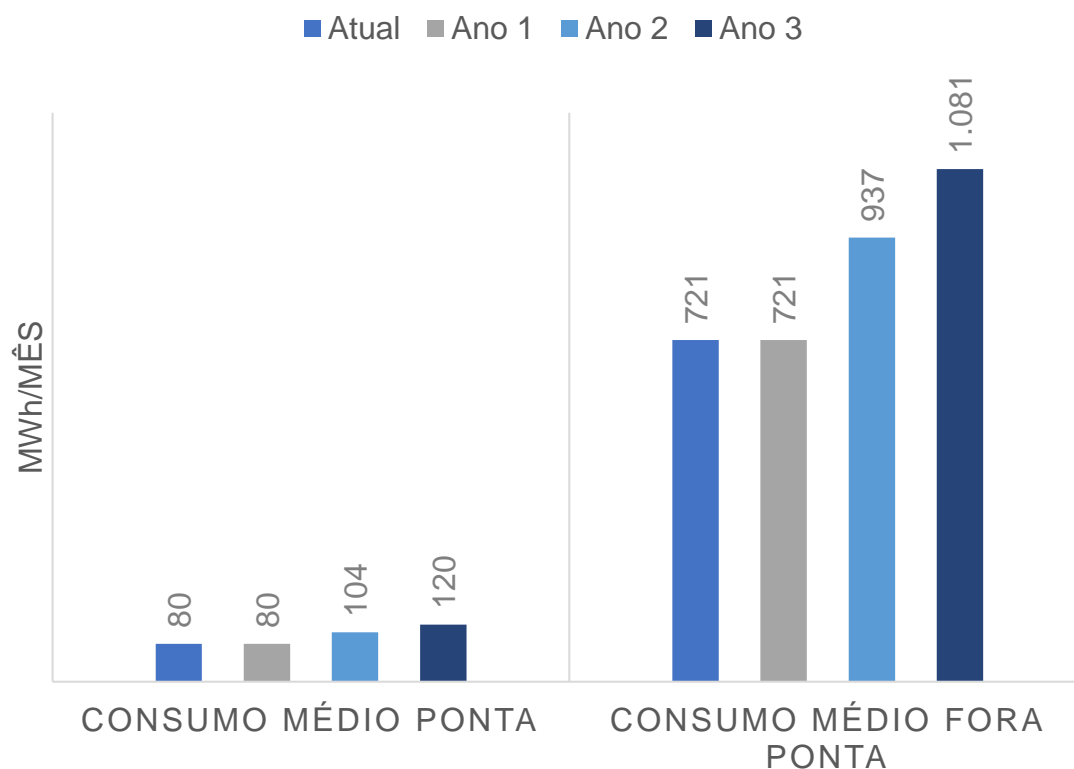
Gráfico 15 – Previsão de Aumento de Demanda Caso 3



Fonte: elaborado pela autora.

No Gráfico 16 é apresentado o a previsão do aumento do consumo. No Ano 1 o consumo permanece o mesmo, no Ano 2 uma previsão de aumento de 30% em relação ao Ano 1. No Ano 3 um aumento de 50% em relação ao Ano 1.

Gráfico 16 - Previsão de Aumento de Consumo Médio Mensal Caso 3

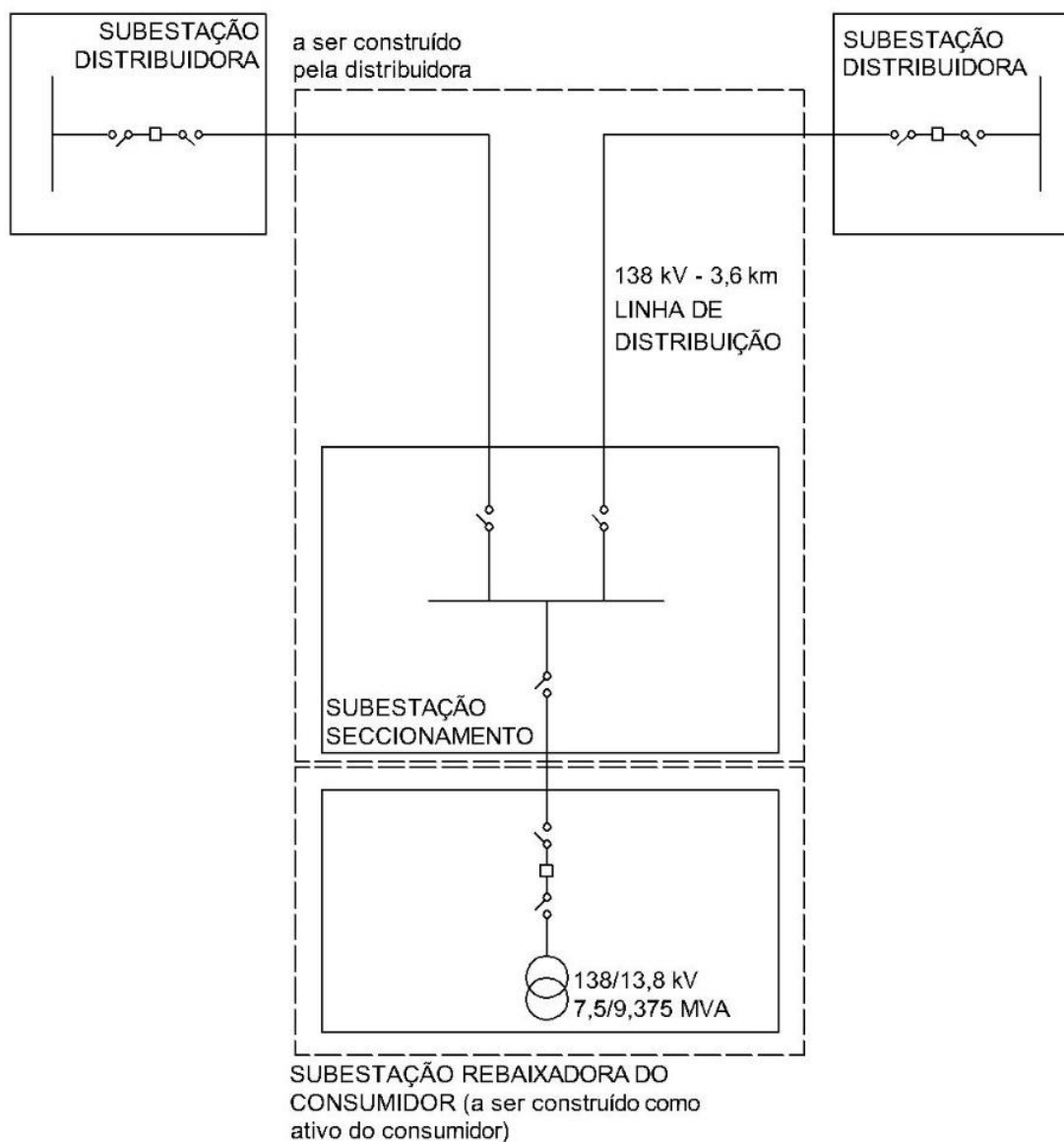


Fonte: elaborado pela autora.

Observa-se que prevaleceu a exceção prevista na Resolução nº 1.000 que define que a tensão de fornecimento poderá ser diferente das previstas se houver conveniência técnica e econômica para a distribuidora e anuência do consumidor.

Este consumidor possui o Parecer de Acesso da Distribuidora e sua conexão será feita em 138 kV a partir do seccionamento de uma linha de distribuição do qual será construída uma subestação de seccionamento que será conectada na subestação do consumidor, conforme é possível visualizar na Figura 15.

Figura 15 – Diagrame Unifilar Projeto Caso 3

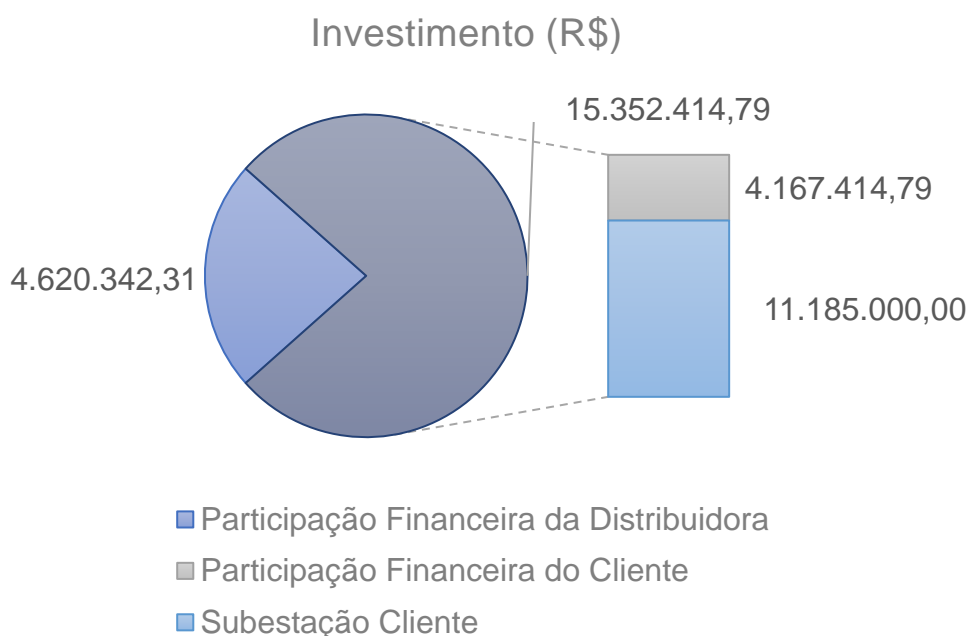


Fonte: elaborado pela autora.

A distribuidora informa as exigências para a construção da subestação de seccionamento e linha de distribuição de aproximadamente 1 km, circuito duplo. O resumo dos investimentos da distribuidora e acessante são definidos no Gráfico 17. Os custos de responsabilidade financeira da distribuidora estão atrelados ao custo da obra proporcional e o ERD relacionado ao aumento de demanda, neste caso com previsão de aumento 3.000 kW para 5.000 kW na entrada da operação da subestação.

Já para a subestação do consumidor foi definido durante projeto básico uma subestação convencional rebaixadora de 138/13,8 kV com 1 transformador de 7,5/9,375 MVA com previsão para instalação do segundo transformador, conforme observa-se na Figura 15. Optou-se por uma subestação convencional visto que o cliente possui terreno disponível e, portanto, sendo a solução que apresenta menor investimento. Para construção desta subestação o investimento apresentado pela Tecnova Engenharia é de R\$ 11.185.000,00.

Gráfico 17 – Investimento do Projeto Caso 3



Fonte: elaborado pela autora.

Aqui também é apresentado no Quadro 13 as tarifas aplicadas pela distribuidora do caso 3 através de Resoluções da Aneel e disponibilizadas no site desta, considerando apenas a TUSD. O símbolo “NA” significa que não se aplica, ou seja, não há distinção no posto tarifário.

Quadro 13 – TUSD Distribuidora Caso 3

TUSD	TUSD				
	Demanda (R\$/kW)			Encargos (R\$/MWh)	
Subgrupos	NA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 - Horária Azul		13,98	6,07	59,91	59,91
A4 – Horária Verde	14,86			1.173,15	85,75

Fonte: elaborado pela autora.

Conforme citado no subseção 3.4.1, para o ajuste da tarifa final, a ser cobrada do consumidor, considerando a inclusão dos tributos, foi utilizada a expressão (12). O Quadro 14 mostra TUSD com a inclusão dos tributos.

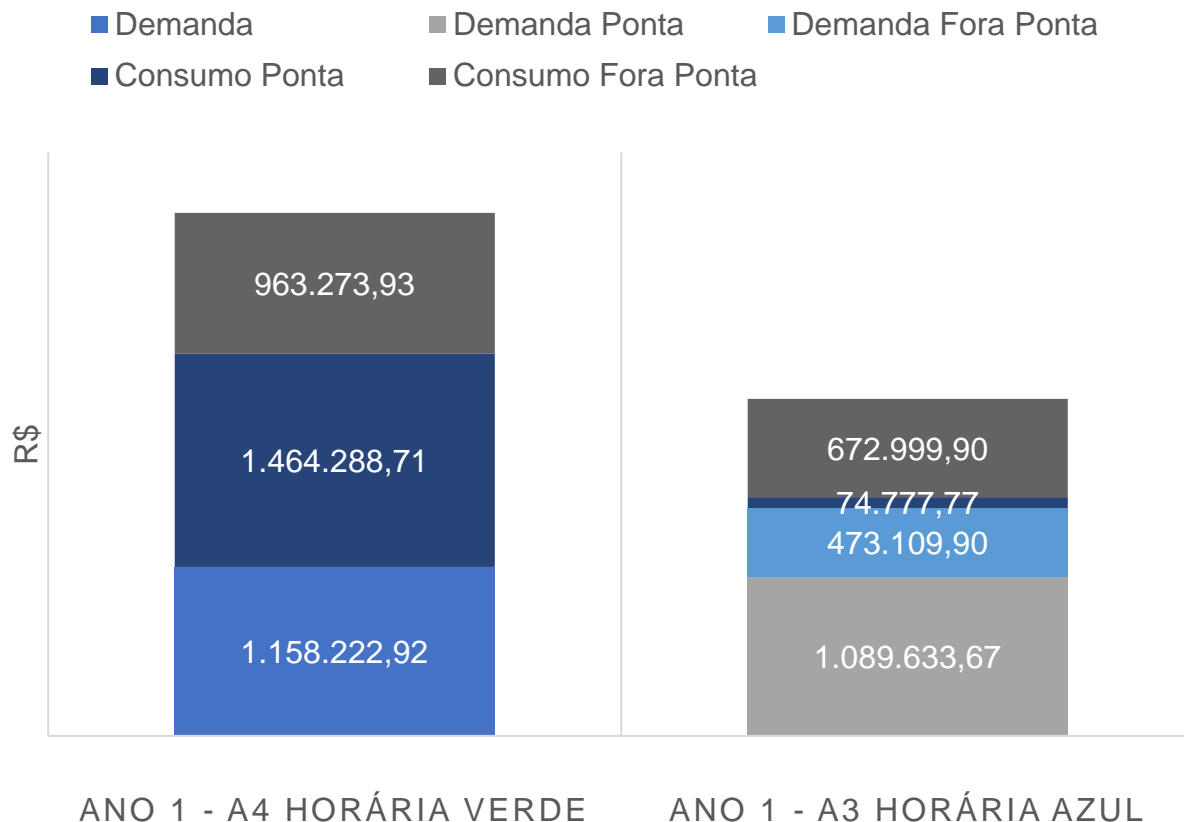
Quadro 14 - TUSD Distribuidora Caso 3 com a inclusão dos tributos

TUSD	TUSD				
	Demanda (R\$/kW)			Encargos (R\$/MWh)	
Subgrupos	NA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 - Horário Azul		18,16	7,89	77,83	77,83
A4 - Horário Verde	19,30			1.523,97	111,39

Fonte: elaborado pela autora.

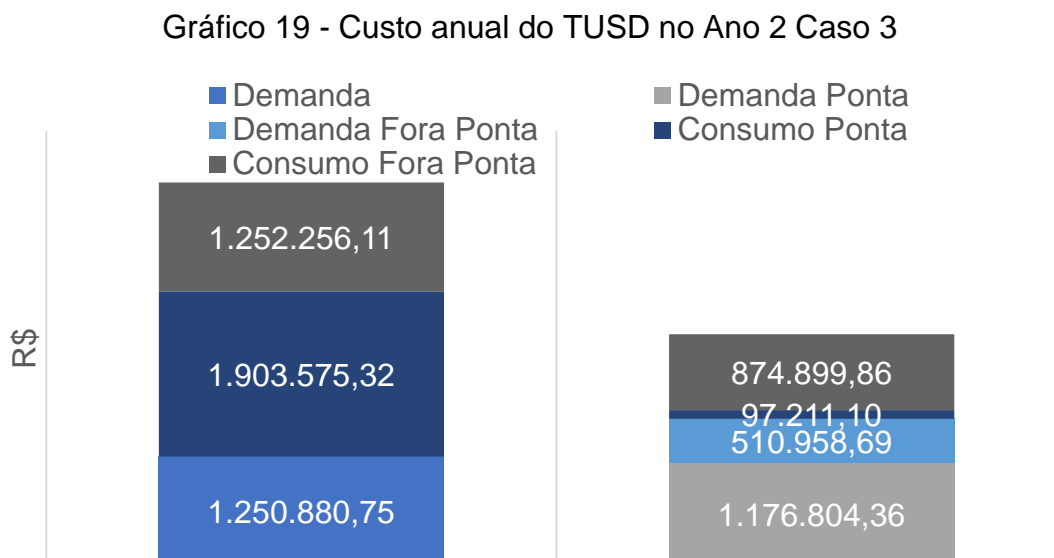
Com estes dados foi feita a simulação do custo nos Anos 1, 2 e 3 a partir das expressões (7) e (10) com as tarifas do Quadro 14, demanda e consumo conforme Gráfico 15 e Gráfico 16, respectivamente, após, realizado o somatório destas, obtém-se o custo total da TUSD, conforme Gráfico 18, Gráfico 19 e Gráfico 20.

Gráfico 18 - Custo anual do TUSD no Ano 1 Caso 3



Fonte: elaborado pela autora.

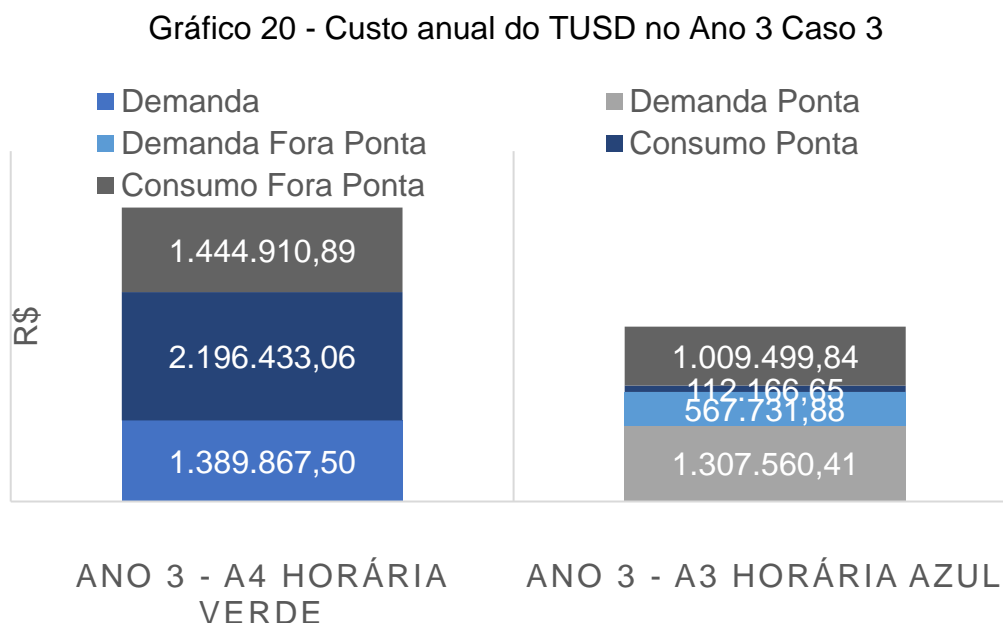
No Gráfico 19 é apresentado o custo anual da TUSD considerando demanda de 5.400 kW para ponta e fora ponta e 104,09 MWh/mês de consumo na ponta e 936,82 MWh/mês fora ponta.



ANO 2 - A4 HORÁRIA VERDE ANO 2 - A3 HORÁRIA AZUL

Fonte: elaborado pela autora.

No Gráfico 20Gráfico 19 é apresentado o custo anual da TUSD considerando demanda de 6.000 kW para ponta e fora ponta e 120,11 MWh/mês de consumo na ponta e 1.080,95 MWh/mês fora ponta.



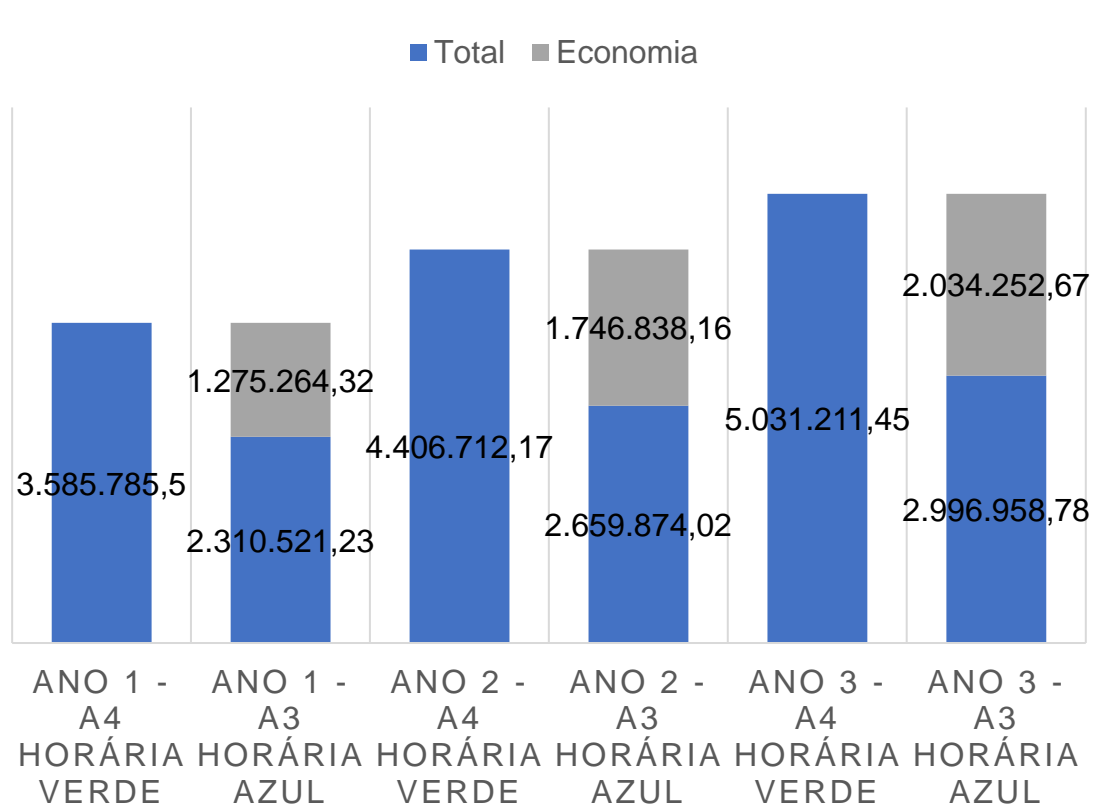
ANO 3 - A4 HORÁRIA VERDE

ANO 3 - A3 HORÁRIA AZUL

Fonte: elaborado pela autora.

No Gráfico 21 visualiza-se a economia em cada ano, comparando o valor gasto em MT com a conexão em AT.

Gráfico 21 - Custo total anual do TUSD Caso 3

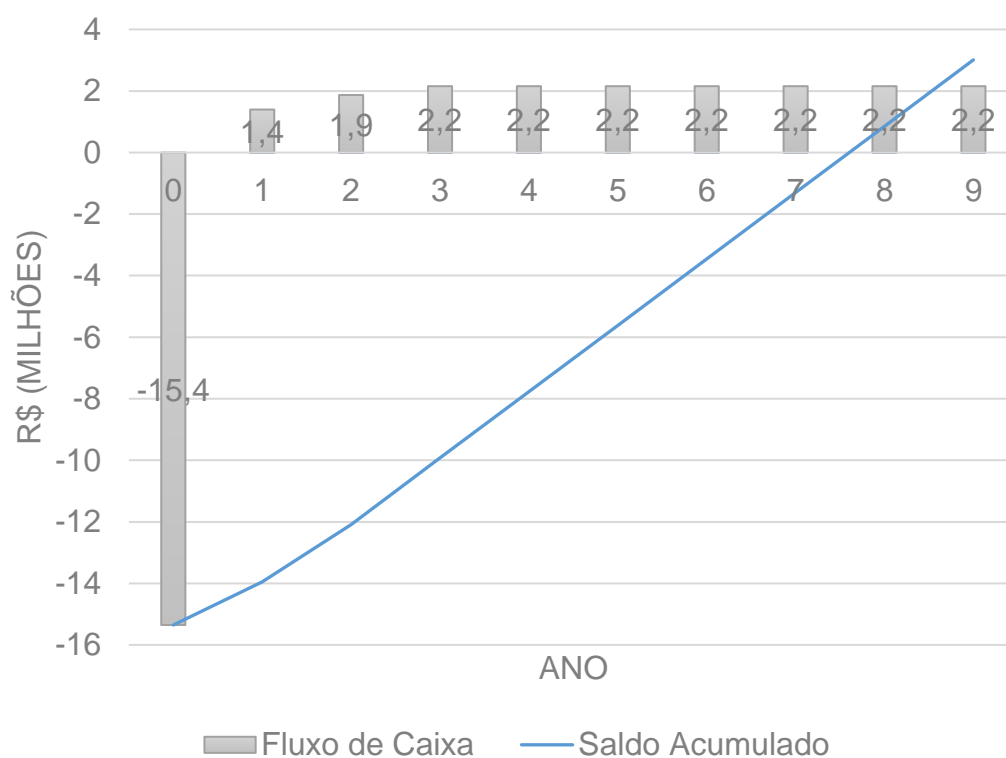


Fonte: elaborado pela autora.

Neste caso também se tem como economia o valor de R\$ 10.210,60 mensal devido a interrupção de energia, informado pelo cliente, sendo por um ano um total de R\$ 122.527,2. E o investimento total é de R\$ 15.352.414,79, Gráfico 17. Neste caso a distribuidora irá executar a obra, pois o prazo atende a necessidade do consumidor.

No Gráfico 22 é apresentado o fluxo de caixa e observa-se que o retorno do investimento ocorre em 7 anos e 7 meses. A partir do ano que ocorre o retorno do investimento até a vida útil do projeto, neste caso considerado 35 anos, está previsto uma economia de R\$ 59.088.478.

Gráfico 22 - Fluxo de Caixa e Retorno do Investimento



Fonte: elaborado pela autora.

No Quadro 15 são apresentados os resultados da VPL e TIR calculados a partir das expressões (5) e (6), considerando um fluxo de caixa de 35 anos conforme definido na seção 3.4.

Quadro 15 – Indicadores Financeiros Caso 1

VPL (R\$)	1.717.895,27
TIR (%)	13,10

Fonte: elaborado pela autora.

Visto que o VPL apresenta valor positivo e TIR maior que a taxa Selic no mês de maio de 2022 de 12,75 % (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022) o projeto da subestação de alta tensão é um bom investimento.

4.4 Discussão dos Resultados

Nos casos analisados o que prevaleceu foi a negociação junto com a distribuidora de aumentar a demanda acima de 2.500 kW e, após um período observou-se necessidade de aumento de demanda e o regulatório prevaleceu, tornando-se necessária a construção das subestações de alta tensão.

Nos casos 1 e 2, a situação tarifaria atual é a verde e a demanda para o ano de entrada da subestação foi projetada a mesma demanda em ponta e fora ponta, o que favorece a economia e o retorno do investimento de forma mais rápida. Porém, é uma oportunidade de análise da produção para uma possível redução da demanda na ponta, reduzindo o desembolso mensal com a TUSD. Essa redução se dá devido à conexão em 69 kV e 138 kV ser obrigatoriamente classificada como tarifa azul, ou seja, tarifa maior na demanda ponta.

Nos casos 1 e 2, devido à previsão de aumento de demanda, tem-se um aumento da economia ao longo dos anos, esta aceleração do tempo de retorno do investimento pode ser observada através dos respectivos gráficos. Já no caso 3, o acessante projetou apenas a demanda para o primeiro ano e solicitou um transformador de 20/25 MVA, superior à sua necessidade no Ano 1 e com investimento maior. Sendo assim, ao elaborar um cenário prevendo este aumento de demanda próximo ao limite do transformador, é possível reduzir o tempo de retorno do investimento, o que faz sentido supor que o cliente pretenda aumentar sua capacidade produtiva e consumo de energia, causando uma aceleração no ritmo do retorno de investimento. Cabe salientar que, uma vez que é possível produzir mais, torna-se possível aumentar os lucros diretos, colaborando indiretamente para um tempo de retorno ainda menor do investimento feito. Este tipo de retorno não foi considerado neste trabalho, pois depende das peculiaridades produtivas da empresa e os dados necessários para a realização destas análises não estão disponíveis para consulta. Este tipo de previsão de aumento de receita pode ser considerado quando a empresa está fazendo a análise de viabilidade técnico-econômica de um projeto desta magnitude.

Visto que a construção de uma subestação tem um custo elevado, como base nos casos analisados, conforme é possível visualizar no Quadro 16, o investimento variou entre R\$ 11 e R\$ 24 milhões. Desta forma, se recomenda

que o consumidor estude alternativas que evitem este desembolso. Porém, é de suma importância a análise da viabilidade da subestação de alta tensão, garantindo que o fornecimento de energia não seja um impeditivo para ampliação futura. Ou seja, uma boa análise, que leva em consideração o máximo de variáveis disponíveis, é essencial para se obter o melhor resultado possível de um projeto de engenharia dentro dos requisitos técnicos, econômicos e gerenciais de uma empresa.

Observou-se que o investimento está atrelado ao tipo de conexão e, conseqüentemente, às obras envolvidas para a conexão da subestação do consumidor. O tipo de conexão envolve uma diversidade de cenários, bem como a construção de um trecho de linha de distribuição que varia de acordo com a disponibilidade da distribuidora. Muitas vezes é necessário que o consumidor, refém de suas urgências, construa estruturas que serão incorporadas ao ativo da distribuidora, como linhas de transmissão, partes da subestação, porém, dependendo do retorno financeiro que a economia com tarifação, redução das perdas produtivas por interrupções e danos ao maquinário produtivo, bem como a possibilidade de expansão de capacidade produtiva podem viabilizar grandes investimentos, como os apresentados aqui.

Em muitos casos, as empresas que estão em vias de começar a fazer a análise da necessidade da subestação de AT não necessitam sequer desembolsar estas importâncias, pois existem no mercado empresas como a Nexway Eficiência, a Mais Energia e a Ecogen, que trabalham com o sistema BOT (*Building, Operation, Transfer*), que da sigla em inglês se resume a Construir, Operar e Transferir, ou seja, as empresas financiam a construção das subestações, quando são necessárias, e cobram da empresa cliente o valor da economia gerada até que cubra o valor investido, similar ao que acontece no mercado de energia solar fotovoltaica. Mesmo nesses casos, o método apresentado neste trabalho se aplica.

No caso 1 observa-se um desembolso maior devido a opção de construção pelo consumidor. Já nos demais casos, o prazo para conclusão das obras apresentado pela distribuidora atende a necessidade do consumidor. Observa-se uma probabilidade de redução do investimento quando o cliente opta pela distribuidora construir, principalmente quando o prazo para conclusão estiver de acordo com a necessidade de expansão do acessante. Ressalta-se

que a construção da subestação rebaixadora do consumidor é de sua responsabilidade, bem como manutenção e operação.

Nos três casos estudados, observa-se um retorno de investimento entre 5 e 8 anos com VPL positivo e TIR igual ou maior que a taxa de juros considerada, conforme Quadro 16.

Quadro 16 – Resumo Dados Caso 1, 2 e 3

Item		Caso 1	Caso 2	Caso 3
Investimento Total do Acessante (R\$)		24.931.104,11	11.578.905,05	15.352.414,79
Economia Anual (R\$)	Ano 1	3.381.808,26	1.613.512,08	1.397.792,00
	Ano 2	3.381.808,26	2.139.576,62	1.869.365,00
	Ano 3	3.381.808,26	2.439.363,99	2.156.780,00
Retorno de Investimento		7 anos e 4 meses	5 anos e 2 meses	7 anos e 7 meses
VPL (R\$)		3.260.792,08	7.777.380,77	1.717.895,27
TIR (%)		13,40	19,51	13,10

Fonte: elaborado pela autora.

Sendo assim, para cada projeto é necessário fazer o levantamento de dados a partir da metodologia proposta aqui para obter um parecer de apoio à tomada de decisão, tudo isso alinhado com a estratégia da empresa.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, foram apresentadas as etapas para analisar a viabilidade de construção de subestações AT para indústrias alimentadas em MT. Como exemplo de aplicação, aplicou-se a metodologia nos casos 1, 2 e 3 com cenários diversos que foram discutidos e apresentados. Cada etapa demonstrou-se satisfatória para garantir uma análise adequada dos projetos.

Os critérios definidos: qualidade da energia, regulatório e econômico definem os motivadores para a realização do estudo de viabilidade. Sendo a definição destes critérios de suma importância, visto que se trata de um projeto complexo e com investimento elevado. E a coleta dos dados depende de procedimentos e prazos estabelecidos pela ANEEL, bem como de orçamentos de empresas especializadas em construção de subestação de AT.

Também foi possível esclarecer os procedimentos necessários para a coleta dos dados para o estudo de viabilidade. Destaca-se a importância da informação de acesso ou parecer de acesso para que se possa ter a definição do ponto de conexão em alta tensão, bem como o investimento necessário e a participação financeira da distribuidora. Observa-se a diversidade de tipos de conexão, com base nos casos estudados, que refletem diretamente no investimento. Com mesmo grau de importância, recomenda-se a elaboração do projeto básico da subestação do consumidor para determinar o investimento, garantindo viabilidade técnica e econômica.

A definição do modelo matemático, garante a visualização da redução da TUSD, gerando a receita, bem como demais perdas relacionadas a qualidade de energia, ultrapassagem de demanda que deixaram de ser custo e passaram a contribuir para a celeridade no retorno do investimento. Verifica-se tais cenários nos casos selecionados a partir da variação dos critérios, modelo matemático, economia e variação do investimento.

Com a aplicação da metodologia proposta nos três casos selecionados, pôde-se concluir que é possível utilizá-la para auxílio na tomada de decisão sobre o investimento para a construção de uma subestação de alta tensão para uma indústria, baseado em três pilares fundamentais: regulatório, qualidade de energia e econômico, podendo ser aplicado para demais indústrias em todo o território nacional.

Por fim, a metodologia proposta para o estudo de viabilidade de uma subestação de AT para unidades industriais permite que a indústria faça um gerenciamento de sua energia e, principalmente, planejamento estratégico que inclua a análise do aumento do consumo de energia, bem como demanda e garanta que a tomada de decisão seja no tempo necessário para garantir que a indústria esteja no melhor cenário econômico, bem como possa ampliar sua produção garantindo seus lucros.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões de trabalhos e melhorias, sugere-se o aprofundamento deste estudo, incluído a análise da necessidade de investimento adicionais em manutenção na subestação rebaixadora do acessante, bem como aprimoramento da ferramenta para apoio à tomada de decisão, incluindo um gerenciamento de energia elétrica. Neste trabalho foi desenvolvida uma planilha em *Excel* como apoio para aplicação dos casos estudados, porém, ainda é necessário o aperfeiçoamento, para tornar sua utilização acessível.

Sugere-se ainda, a análise sobre o ponto de conexão, a partir do viés da distribuidora, considerando o impacto desta carga no sistema elétrico e a definição das obras e prazos necessários.

Também, sugere-se analisar a definição do traçado da linha de distribuição, considerando os impactos ambientais e fundiários que podem limitar ou até mesmo inviabilizar técnica ou economicamente um projeto de subestação de AT industrial.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 1.000**, 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 10 jan. 2022

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição Revisão 7**, 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016724_prodist_modulo_3_v7.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2021

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 1 - Introdução Revisão 10**, 2018. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018842_prodist_modulo_1_v10.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2021

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) - Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.1 Revisão 2.5**, 2021a. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021912.pdf>>. Acesso em: 13 nov. 2021

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica Revisão 12**, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019863_aren2020871_prodist_modulo_8_v12.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2021

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de juros básicas – Histórico**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 15 maio. 2022.

BARROS, BENJAMIM. FERREIRA. D.; BORELLI, REINALDO.; GEDRA, RICARDO. L. **Geração Transmissão distribuição**. 1º ed. São Paulo: Saraiva, 2014.

BARROS, BENJAMIM. FERREIRA. D.; BORELLI, REINALDO.; GEDRA, RICARDO. L. **Gerenciamento de Energia - Ações Administrativas e Técnicas de Uso Adequado da Energia Elétrica**. 2º ed. São Paulo: Saraiva, 2018.

BARROS, BENJAMIM. FERREIRA. D.; GEDRA, RICARDO. L. **Cabine Primária - Subestações de Alta Tensão de Consumidor**. 4° ed. São Paulo: Saraiva, 2015.

COPEL DISTRIBUIÇÃO. **Normas Técnicas Copel - Fornecimento de Energia em Tensões de 69 e 138 kV - NTC 906100**. Curitiba, 2020. Disponível em: <[https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/E01F8D7831B3B76203258500006DEABF/\\$FILE/NTC%20906100%20Fornecimento%20de%20Energia%20em%20Tens%C3%B5es%20de%2069%20e%20138%20kV.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/E01F8D7831B3B76203258500006DEABF/$FILE/NTC%20906100%20Fornecimento%20de%20Energia%20em%20Tens%C3%B5es%20de%2069%20e%20138%20kV.pdf)>. Acesso em: 14 out. 2021

COPEL MERCADO LIVRE. **Fim dos descontos na TUSD e o incentivo às fontes alternativas**. Disponível em: <<https://copelmercadolivre.com/fim-dos-descontos-na-tusd-e-o-incentivo-as-fontes-alternativas/>>. Acesso em: 21 maio. 2022.

CPFL. **Norma Técnica - Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL - GED 4313**, 2020. Disponível em: <<https://www2.cpf.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-4313%20-%20Conex%C3%A3o%20aos%20Sistemas%20El%C3%A9tricos%20de%20Subtransmiss%C3%A3o%20da%20CPFL%20%28Vers%C3%A3o%20Futura%20-%20V%C3%A1lido%20a%20partir%20de%20jan2022%29.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2021

ENEL. **Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão - 138-69 kV - ET nº 407**, 2019. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/CNC-OMBR-MAT-19-0407-EDBR-Fornecimento%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20em%20Alta%20Tens%C3%A3o%20-%20138-69%20kV.pdf>>. Acesso em: 9 out. 2021

EPE. **Caderno sobre Ações de Eficiência Energética em Indústrias Brasileiras**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-sobre-acoes-de-eficiencia-energetica-em-industrias-brasileiras>>. Acesso em: 21 nov. 2021.

FIRJAN. **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?**, 2007. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de->>

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9° ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

MAMEDE FILHO, J. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2° ed. Rio de Janeiro: LTC, 2020a.

MAMEDE FILHO, J. **Subestações de potência: tudo o que você precisa saber**, 2020b. Disponível em: <<https://genexatas.com.br/subestacoes-de-potencia-tudo-o-que-voce-precisa-saber/>>. Acesso em: 18 nov. 2021

MAMEDE FILHO, J. **Subestações de Alta Tensão**. 1° ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

SINAPSIS INOVAÇÃO EM ENERGIA LTDA. **Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação**, 2016.

TECNOVA ENERGIA. **SE Incefra**. Disponível em: <<http://tecnovaenergia.com.br/project/se-incefra/>>. Acesso em: 18 nov. 2021.

TECNOVA ENERGIA. **SE Hospital de Clínicas**, 2021. Disponível em: <<https://tecnovaenergia.com.br/project/se-hospital-de-clinicas/>>. Acesso em: 14 mar. 2021

APÊNDICE A – ABA PLANILHA *EXCEL* DADOS E CRITÉRIOS

Cliente	Caso 1 - Empresa de Compressores
1 Qual seu Grupo?	A
STATUS	SIGA RESPONDENDO
2 Qual seu Sub-Grupo?	A4 <i>Tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV</i>
STATUS	SIGA RESPONDENDO
3 Qualidade de Energia está ok?	Sim
STATUS	VÁ PARA QUESTÃO 7 - POR CRITÉRIO DE QUALIDADE DE ENERGIA NÃO SE APLICA O ESTUDO DE VIABILIDADE
4 Concessionária está atendendo os indicadores?	
STATUS	SIGA RESPONDENDO E FAÇA RECLAMAÇÃO
5 Resolveu?	
STATUS	SIGA RESPONDENDO
A Qualidade de Energia tem impacto financeiro na sua produção/manutenção? 6 *considerar aqui que você cliente pode necessitar de uma qualidade de energia superior ao que a distribuidora está entregando	Não
STATUS	SIGA RESPONDENDO - POR CRITÉRIO DE QUALIDADE DE ENERGIA NÃO FAÇA O ESTUDO DE VIABILIDADE
7 A gestão de energia elétrica está ok?	Sim
STATUS	SIGA RESPONDENDO
5 Já possui demanda contratada acima de 2.500 kW?	Sim
STATUS	VÁ PARA QUESTÃO 7 - POR CRITÉRIO REGULATÓRIO FAÇA O ESTUDO DE VIABILIDADE - CONCESSIONÁRIA JÁ PODE EXIGIR A SUBESTAÇÃO
6 Previsão de aumento de demanda acima de 2.500 kW?	Sim
STATUS	SIGA RESPONDENDO
Possui quanto tempo para adequação da entrada de energia até o aumento de demanda? 7 *aqui pode ter a exceção de já estar com a demanda superior a 2.500 kW e ter acordo para construção da subestação	<12 meses
STATUS	POR CRITÉRIO REGULATÓRIO FAÇA O ESTUDO DE VIABILIDADE - VÁ PARA O RESULTADO
A concessionária aceitará ultrapassagem de demanda? *aqui pode ter a exceção de já estar com a demanda superior a 2.500 kW em contrato ou a distribuidora abre uma exceção porém é cobrado multa por ultrapassagem de demanda	Sim
STATUS	POR CRITÉRIO REGULATÓRIO FAÇA O ESTUDO DE VIABILIDADE
RESULTADO pelos critérios	
QUALIDADE DE ENERGIA	Não se aplica
REGULATÓRIO	Se aplica
ECONÔMICO	Se aplica
Resultado	Fazer estudo de viabilidade - VÁ PARA ABA ESTUDO DE VIABILIDADE

APÊNDICE B – ABA PLANILHA EXCEL DADOS ESTUDO DE VIABILIDADE

1	Já possui o Informativo de Acesso/Parecer de Acesso da Distribuidora	Sim
---	--	-----

STATUS	Siga o preenchimento dos dados
--------	--------------------------------

2	Já possui o projeto básico da subestação de alta tensão do consumidor?	Sim
---	--	-----

STATUS	Siga o preenchimento dos dados
--------	--------------------------------

3	Já possui o investimentos necessários para execução da obra?	Sim
---	--	-----

STATUS	Siga o preenchimento dos dados
--------	--------------------------------

Subestação do Consumidor

4	Selecione o tipo de conexão da Subestação do Acessante	Conexão radial
5	Qual a máxima demanda a ser contratada ao longo dos próximos anos? (kW)	12.200
6	Qual a tensão de conexão atual?	13,8 kV
7	Qual a tensão de conexão nova?	138 kV
8	Quantos transformadores serão necessários?	1
9	Qual a potência do transformador?	20/25 MVA
10	Qual o valor para construção desta subestação? (R\$)	R\$ 12.780.000,00

Conexão com a Distribuição

11	Selecione o tipo de conexão com a Distribuição	Bay de Linha
12	Tipo de linha de distribuição (circuito simples ou duplo)	Circuito simples
13	Qual o valor total para conexão com a distribuição?	R\$ 6.713.561,42

14	Qual a participação financeira do acessante?	R\$ 5.718.665,53
15	Qual a participação financeira da distribuidora?	R\$ 994.895,89

16	Caso a opção seja a construção por conta do acessante. Qual o valor do investimento orçado no mercado?	R\$ 13.146.000,00
----	--	-------------------

17	Qual o prazo da distribuidora para execução da obra?	18
----	--	----

18	Qual o valor gasto com liberação ambientais?	R\$ -
----	--	-------

19	Qual o valor gasto com liberação fundiárias?	R\$ -
----	--	-------

20	Qual o gasto anual com Manutenção da Subestação de Alta Tensão do Acessante?	R\$ -
----	--	-------

21	Qual o impacto financeiro mensal por qualidade de energia?	R\$ -
----	--	-------

22	Qual a valor da multa por ultrapassagem de demanda?	R\$ -
----	---	-------

23	Qual o valor mensal gasto com fonte de energia até a subestação ser energizada?	R\$ -
----	---	-------

24	Modalidade Tarifária Atual	Horária Azul
25	Tipo de Consumidor	ACL

	Dados Atuais	Previsão Ano 1	Previsão Ano 2	Previsão Ano 3
26	Consumo Médio Total (MWh/mês)	2.000,00	2.000,00	2.000,00
27	Consumo Médio Ponta (MWh/mês)	200,00	200,00	200,00
28	Consumo Médio Fora Ponta (MWh/mês)	1.800,00	1.800,00	1.800,00
29	Demanda (kW) - VERDE	0	0	0
30	Demanda Ponta (kW)	5.050	7.500	7.500
31	Demanda Fora Ponta (kW)	12.200	12.200	12.200
32	Ultrapassagem (kW)			

IMPOSTOS	
PIS / PASEP	0,91%
COFINS	4,12%
ICMS	18,00%
VARIAÇÃO DA TARIFA	0,00%

	Preço Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD - A4 - Azul		TUSD - A2 - Azul		
	Preço TUSD sem impostos	Preço TUSD com impostos	Preço TUSD sem impostos	Preço TUSD com impostos	
33	Consumo Ponta (R\$/MWh)	85,99	111,70	59,49	77,28
34	Consumo Fora Ponta (R\$/MWh)	85,99	111,70	59,49	77,28
35	Demanda (R\$/kW) - VERDE	0,00	0,00	0,00	0,00
36	Demanda Ponta (R\$/kW) - AZUL	28,27	36,72	14,04	18,24
37	Demanda Fora Ponta (R\$/kW) - AZUL	13,29	17,26	8,60	11,17

APÊNDICE C – ABA PLANILHA *EXCEL* ANÁLISE DA VIABILIDADE

Cenário 3	Ano 1 - Comparando Tarifa Atual com Tarifa Futura	Como ficarei no Ano 1
Cenário 4	Ano 2 - Comparando Tarifa Atual com Tarifa Futura	Como ficarei no Ano 2
Cenário 5	Ano 3 - Comparando Tarifa Atual com Tarifa Futura	Como ficarei no Ano 3

	Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5	
	Como ficarei no Ano 1		Como ficarei no Ano 2		Como ficarei no Ano 3	
	A4 Verde	A2 Azul	A4 Verde	A2 Azul	A4 Verde	A2 Azul
	7.500	12.200	7.500	12.200	7.500	12.200
Custo com Energia ANO (R\$)	R\$ 8.513.530,79	R\$ 5.131.722,53	R\$ 8.513.530,79	R\$ 5.131.722,53	R\$ 8.513.530,79	R\$ 5.131.722,53
Saving ANO (R\$)		R\$ 3.381.808,26		R\$ 3.381.808,26		R\$ 3.381.808,26
Saving ANO (%)		40%				
Custo Médio (R\$/MWh)	R\$ 354,73	R\$ 213,82	R\$ 354,73	R\$ 213,82	R\$ 354,73	R\$ 213,82
Saving (%)						

CAPEX COM PARTICIPAÇÃO DA DISTRIBUIDORA	R\$ 24.931.104,11
GASTOS EXTRAS	R\$ -
PERDAS ECONOMICAS [R\$/ano] (QUALIDADE DA ENERGIA, MULTA POR ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA, GASTOS COM GERAÇÃO DE ENERGIA)	R\$ -

RETORNO DO INVESTIMENTO (ANOS)	7,37	7	anos	4	meses
TMA	12,75%				
VPL	R\$ 3.260.792,08				
TIR	13,40%				

Resultado	Investimento bom, pois o VPL é positivo e a TIR está maior que a TMA
------------------	---

APÊNDICE D – ABA PLANILHA *EXCEL* CENÁRIOS

Cenário 3	Ano 1 - Comparando Tarifa Atual com Tarifa Futura	Como ficarei no Ano 1
-----------	--	-----------------------

		A4 - Azul			
		Média Consumo Mês (MWh/mês)	Média Consumo Anual (MWh/ano)	Preço TUSD com impostos (R\$/MWh)	Preço TUSD Consumo Anual
TUSD Consumo (R\$/MWh)	PONTA	200,00	2400	R\$ 111,70	R\$ 268.090,41
	FORA PONTA	1.800,00	21600	R\$ 111,70	R\$ 2.412.813,72
				TOTAL TUSD Consumo	R\$ 2.680.904,13
		Demanda (kW)	Preço TUSD com impostos (R\$/kW)	Preço TUSD Demanda Mês	Preço TUSD Demanda Anual
TUSD Demanda (R\$/kW)	NA	0	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	PONTA	7.500	R\$ 36,72	R\$ 275.428,68	R\$ 3.305.144,19
	FORA PONTA	12.200	R\$ 17,26	R\$ 210.623,54	R\$ 2.527.482,46
				TOTAL TUSD Demanda	R\$ 5.832.626,66
				TOTAL	R\$ 8.513.530,79
				CUSTO MÉDIO TUSD	R\$ 354,73

		A2 - Azul			
		Média Consumo Mês (MWh/mês)	Média Consumo Anual (MWh/ano)	Preço TUSD com impostos (R\$/MWh)	Preço TUSD Consumo Anual
TUSD Consumo (R\$/MWh)	PONTA	200,00	2400	R\$ 77,28	R\$ 185.471,55
	FORA PONTA	1.800,00	21600	R\$ 77,28	R\$ 1.669.243,96
				TOTAL TUSD Consumo	R\$ 1.854.715,51
		Demanda (kW)	Preço TUSD com impostos (R\$/kW)	Preço TUSD Demanda Mês	Preço TUSD Demanda Anual
TUSD Demanda (R\$/kW)	NA	0	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	PONTA	7.500	R\$ 18,24	R\$ 136.788,78	R\$ 1.641.465,32
	FORA PONTA	12.200	R\$ 11,17	R\$ 136.295,14	R\$ 1.635.541,70
				TOTAL TUSD Demanda	R\$ 3.277.007,01
				TOTAL	R\$ 5.131.722,53
				CUSTO MÉDIO TUSD	R\$ 213,82

APÊNDICE E – ABA PLANILHA EXCEL RESULTADO

