



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS
CAMPUS DE PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANTONIO NATAN DOS SANTOS CASTRO

**AVALIAÇÃO DA ALTERAÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA DE UMA
ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA**

Palmas/TO

2019

ANTONIO NATAN DOS SANTOS CASTRO

**AVALIAÇÃO DA ALTERAÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA DE UMA
ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA**

Trabalho de Graduação submetido ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Tocantins, como o requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof. MSc. Gisele Souza Parmezzani Marinho

Palmas /TO

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins

- C355a Castro, Antonio Natan dos Santos.
AVALIAÇÃO DA ALTERAÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA DE
UMA ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA. / Antonio Natan dos
Santos Castro. – Palmas, TO, 2019.
64 f.
Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus
Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2019.
Orientadora : Gisele Souza Parmezani Marinho
1. Tarifação. 2. Energia Elétrica. 3. Estações de Tratamento de Água. 4.
Análise Econômica. I. Título

CDD 621.3

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

FOLHA DE APROVAÇÃO

ANTONIO NATAN DOS SANTOS CASTRO

AVALIAÇÃO DA ALTERAÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA DE UMA ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Data de aprovação: 10 / 04 / 2019

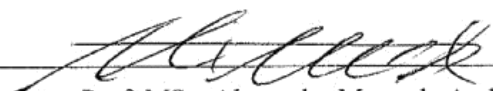
Banca Examinadora



Prof. MSc. Gisele Souza Parmezani Marinho, UFT



Prof. MSc. Aley Monteiro Junior, UFT



Prof. MSc. Alexandre Motta de Andrade, UFT

Palmas, 2019

Dedico esta, bem como as minhas demais conquistas, aos meus amados pais Antonio, in memoriam, e Jecy, a minha namorada Ursula aos meus amigos, e a todos aqueles que de alguma forma me inspiraram a ser cada dia melhor.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus que permitiu que tudo isso acontecesse, me proporcionando saúde, força e motivação para superar as dificuldades.

Ao meus amados pais Antonio Bussolaro, que infelizmente não se encontra mais entre nós, e Jecy Teresinha, que acreditaram no meu potencial, me criaram com muito amor e me fizeram um homem de caráter.

A minha namorada, Ursula Monteiro da Silva, por suportar todo o meu estresse de final de curso com um lindo sorriso no rosto.

Ao meu primeiro líder Lucas Braga Cherem e toda a equipe da Companhia de Saneamento do Tocantins | BRK Ambiental por todas as oportunidades profissionais dadas a mim.

A minha professora orientadora MSc. Gisele Souza Parmezani Marinho, pelo auxílio e apoio que mesmo sem disponibilidade de tempo soube me dirigir e orientar para o alcance dos meus objetivos.

Ao colegiado de engenharia elétrica da Universidade Federal do Tocantins por terem auxiliado na minha formação técnica, muitas vezes me inspirando em quanto profissional e pessoa.

A toda minha família que mesmo com a distância me incentivou e torceu pelo meu sucesso.

A todos meus amigos e amigas que estiveram comigo nesses anos que de alguma forma doaram um pouco de si para que a conclusão deste trabalho se tornasse possível.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

*“Meta é o desconforto que leva ao aprendizado
e aos resultados. ”*

Vicente Falconi

RESUMO

A energia elétrica é o principal insumo para o processo de tratamento de água e efluentes, representando um dos mais significativos custos operacionais para empresas de saneamento. Segundo dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS) em 2016, as prestadoras de serviço de saneamento consumiram mais de 11,8 TWh, com uma despesa de R\$ 5,41 bilhões, distribuídos entre tratamento de água e esgotamento sanitário. O uso eficiente da energia elétrica, além de permitir maior retorno financeiro pela diminuição dos custos de produção de água, possibilitam o melhor aproveitamento da infraestrutura civil e eletromecânica existente e a postergação da aplicação de recursos para ampliação dos sistemas. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar, conforme as características operacionais de consumo de energia elétrica, a forma mais eficiente de tarifar uma Estação de Tratamento de Água junto a concessionária de energia. A ETA utilizada para o estudo localiza-se no município de Palmas-TO e é responsável pelo abastecimento de aproximadamente 75% da cidade. Hoje, a estação é abastecida por uma rede rural de 34,5 kV, enquadrada no grupo A3a, tarifada na estrutura THS Verde e abastecida por quatro grupos geradores internos no horário de ponta. Devido os sucessivos problemas com a continuidade do fornecimento dessa linha rural surgiu junto ao corpo técnico a possibilidade da alteração do abastecimento da estação para o caráter de subtransmissão, por uma linha de 138 kV, que passa junto a planta. Para isso, será analisado a economia feita com a mudança no preço da tarifa aplicada junto a especificidade do cálculo da fatura da estação. Para a análise da viabilidade econômica será aplicando as regras de *payback* e do Valor Presente Líquido (VPL), considerando o investimento inicial da alteração do posto de transformação, mão de obra técnica e tendência nas mudanças de tarifas da concessionária para os próximos anos. Com a mudança, a estação de tratamento deverá ser tarifada na estrutura THS Azul, que apresenta valores diferentes para geração e distribuição da atual tarifa, sendo mais flexível para o consumo no horário de ponta. O intuito dessa análise não é somente no campo da economia com a fatura energética da estação, mas também a o aumento da disponibilidade energética que impacta diretamente no ritmo da produção e na garantia do serviço.

PALAVRAS-CHAVE: Eficiência Energética, Tarifa, Bombeamento.

ABSTRACT

The electrical energy is the main input for the process of treatment of water and effluents, represented one of the most significant operational costs in sanitation companies. According to data from the National System of Information on Sanitation (SNIS) in 2016, the sanitation service providers consumed more than 11.8 TWh, with a pantry of R\$ 5.41 billion, distributed between water treatment and sanitation. The efficient use of electrical energy, in addition to allow greater financial return by the reduction of production costs, make better use of existing electromechanical and civil infrastructure and the postponement of the application of resources for expansion of the systems. In this context, the objective of this study is to assess, as the operational characteristics of electric energy consumption, the most efficient way to bill a Water Treatment Station along the concessionaire of energy. The WTS used for the study is located in the city of Palmas-TO and is responsible for the supply of approximately 75% of the city. Today the station is stocked by a rural network of 34.5 kV, framed in group A3a, retry the structure THS Green and filled by four generators affairs at the time. Because of the successive problems with continuity of supply of rural line appeared beside the technical body for the possibility of amendment of supply from the station to the character of subtransmissão, for a 138 kV line that passes along the plant. For this reason, will be examined in the economy was made with the change in the price of the applied tariff, along the specificity of the calculation of the invoice from the station. For the analysis of economic feasibility will be applying the rules of payback and Net Present Value (NPV), whereas the initial investment of amendment of border processing, labor-intensive technique and trend in changes in rates of the concessionaire for the coming years. With the change, the treatment station should be in toll structure THS Blue, which presents different values for generation and distribution of the current fare, being more flexible for consumption in the peak hours. The purpose of this analysis is not only in the field of the economy with the invoice efficiency of the station, but also to increase the availability of energy that directly impact on the pace of production and service warranty.

KEYWORDS: Energy Efficiency; Tariff; Pumping.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Processo Genérico de Tratamento de Água.....	29
Figura 2 - Relação do TIR com VPL no Tempo	34
Figura 3 - Exemplo de Conjunto Bomba Bipartida e Motor Elétrico	36
Figura 4 – Exemplo de Bomba Dosadora Peristáltica.....	36
Figura 5 – Exemplo de Grupo Gerador a Diesel Utilizado na Estação	38
Figura 6 – Gráfico do Consumo da Estação na Ponta no Ano de 2018	41
Figura 7 - Gráfico do Consumo da Estação na Ponta no Ano de 2018.....	41
Figura 8 - Gráfico de Comparação da TUSD no Consumo.....	46
Figura 9 - Gráfico de Comparação da TUSD no Consumo.....	47
Figura 10 - Comparativo do Ano de 2018.....	49
Figura 11 - Valores comparativos para 2018 entre A3a THS Verde e A2 THS Azul com Utilização de Grupos Geradores.....	52
Figura 12 - Fluxo de Caixa Final.....	56
Figura 13 - Fluxo Acumulado com Valores Presentes	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifas de Aplicação e Base Econômica Para o Grupo A (ETO)	24
Tabela 2 - Benefícios Tarifários e Percentuais de Desconto (ETO).....	24
Tabela 3 - Resumo das Cargas Instaladas	37
Tabela 4 - Resumo da Potência de Geração Interna.....	37
Tabela 5 – Histórico do Últimos Dois Anos de Consumo na Ponta.....	39
Tabela 6 - Histórico dos Últimos Dois Anos de Consumo Fora ponta	39
Tabela 7 - Devolução do valor do ICMS sobre a TUSD.....	43
Tabela 8 - Resumo da Fatura Média de 2018.....	43
Tabela 9 - Comparação Direta dos Preços das Tarifas	45
Tabela 10 - Valores da Base de Cálculo com a Simulação no A2.	47
Tabela 11 - Valores com Encargos na A2	48
Tabela 12 - Valores de Devoluções Devido a Isenção do ICMS	48
Tabela 13 - Comparativo do Ano de 2018	48
Tabela 14 - Valores da Base de Cálculo com a Simulação no A2 com Geradores	50
Tabela 15 - Valores com Encargos na A2 com Geradores.....	50
Tabela 16 - Valores de Devoluções Devido a Isenção do ICMS, A2 com Geradores	50
Tabela 17 - Cálculo da Valor do Consumo na Ponta com Geradores	51
Tabela 18 - Valores comparativos para 2018 entre A2 THS Azul e A2 THS Azul com Utilização de Grupos Geradores.....	51
Tabela 19 - Valores comparativos para 2018 entre A3a THS Verde e A2 THS Azul com Utilização de Grupos Geradores.....	52
Tabela 20 - Descrição dos Investimento com Subestação de 138/34,5 kV	53
Tabela 21 - Valores de Economia Anual.....	55
Tabela 22 - Fluxo de Caixa Acumulado	56
Tabela 23 - Razão dos Resultados pelo Investimento Inicial.....	58
Tabela 24 – Resumo dos Indicadores Econômicos	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica Brasileira
ANSI – *American National Standards Institute*
AT – Alta Tensão
ATM – Altura Manométrica Total
BT – Baixa Tensão
CA – Corrente Alternada
CAPEX – *Capital Expenditure*
CC – Corrente Contínua
CCM – Centro de Controle de Motores
COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
EAB – Elevatória de Água Bruta
EAL – Estação de Água de Lavagem
EAT – Elevatória de Água Tratada
EEE – Estação Elevatória de Esgoto
ETA – Estação de Tratamento de Água
ETE – Estação de Tratamento de Esgoto
ETL – Estação de Tratamento de Lodo
ETO – Energisa Tocantins
CV – Cavalo-Vapor
FC – Fator de Carga
FP – Fator de Potência
HP – *Horse-Power*
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MME – Ministério de Minas e Energia
MT – Média Tensão
OPEX – *Operational Expenditure*
PIB – Produto Interno Bruto
PIS – Programa de Integração Social
RAP – Reservatória Apoiado
SIN – Sistema Interligado Nacional
SNIS – Sistema de Nacional de Informações sobre Saneamento

TE – Tarifas de Energia

TIR – Taxa Interna de Retorno

TUSD – Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

VAL – Valor Anual Líquido

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Considerações Iniciais	16
1.2	Justificativa.....	16
1.3	Objetivos Gerais.....	17
1.4	Objetivos Específicos	17
1.5	Metodologia, Materiais e Métodos Utilizados	17
1.6	Organização do Trabalho	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	Considerações Iniciais	20
2.2	Estrutura Tarifária Aplicada no Brasil	20
2.2.1	Unidade Consumidora	21
2.2.2	Valores de Tarifas.....	23
2.2.3	Cálculo da Fatura Final	25
2.3	Estações De Tratamento de Água.....	28
2.4	Eficiência Energética no Saneamento	29
2.4.1	Medidas Administrativas	30
2.4.2	Medidas Operacionais	31
2.5	Viabilidade Econômica	32
3	EXEMPLO DE APLICAÇÃO	35
3.1	Considerações Iniciais	35
3.2	Carga Instalada	35
3.3	Sistema de Geração Interna	37
3.4	Fatura de Energia Atual.....	39
3.5	Conclusões	44
4	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO	45
4.1	Considerações Iniciais	45
4.2	Valores da Estrutura A2 THS Azul	45
4.3	Valor da Fatura.....	47
4.4	Utilização dos Grupos Geradores.....	49
4.5	Alterações na Estação	53
4.6	Conclusões	54

5	VIABILIDADE ECONÔMICA	55
5.1	Considerações Iniciais	55
5.2	Fluxo de Caixa.....	55
5.3	Cálculo De VPL e TIR.....	58
5.4	Conclusão.....	58
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	60
6.1	Conclusões Gerais	60
6.2	Contribuição do Trabalho.....	61
6.3	Trabalhos Futuros	61
	REFERÊNCIAS	62
	ANEXOS	64

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O consumo de energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento do saneamento, uma vez que, é um insumo básico para o bombeamento, transporte, tratamento e distribuição de água (MOURA, 2010). Em 2016, as despesas com energia elétrica dos prestadores de serviço de saneamento participantes do SNIS atingiram R\$ 5,4 bilhões, um aumento de 5% referente ao ano anterior, mostrando assim a importância do consumo consciente e da busca por ações de eficiência energética que podem trazer benefícios, tanto para as companhias de saneamento, como aos seus usuários, os quais terão esses benefícios repassados nas tarifas.

Sob uma perspectiva econômica e financeira, as ineficiências no uso de energia constituem custos evitáveis que são suportados por subsídios à operação ou variações no valor final dos serviços. Segundo Gomes (2009), as alternativas para a redução de tais desperdícios energéticos estão centradas em medidas administrativas ou operacionais.

As medidas administrativas são tomadas mediante ao ajuste do contrato com a concessionária de energia, como aumento ou redução da demanda, alteração na estrutura tarifária e mudanças de grupos. As medidas operacionais são ações que envolvem soluções de engenharia, como alterações de equipamento ou métodos produtivos, sempre visando o aumento da eficiência do processo (CHEREM, 2016).

Estes fatores citados acima motivaram o desenvolvimento deste trabalho, o qual foram realizadas simulações da fatura de energia de uma Estação de Tratamento de Água, mediante o levantamento de todos os dados energéticos da estação nos doze meses do ano de 2018, com estruturas tarifárias diferentes. Com isso, é possível aplicar medidas de eficiência energética administrativas e enquadrar a estação no modelo de estrutura tarifária que mais beneficia o modo de produção de água da ETA quanto ao consumo de energia elétrica.

1.2 Justificativa

Devido aos altos valores de fatura mensais das estações de tratamento de água, faz-se necessário medidas que possam aumentar a eficiência do consumo de energia na estação ou

reduzirem o montante pago todos os meses. Segundo Tsutiya (2006), o entendimento do sistema tarifário é uma alternativa para se buscar uma forma de reduzir custos com energia elétrica, pois deve-se verificar para cada instalação qual a melhor alternativa de cobrança de energia.

Com isso, deve ser analisado a melhor maneira da concessionária de energia faturar o consumo mensal da estação, antes de propor qualquer tipo de alteração nas características de cargas ou métodos empregados. A alteração no grupo ou estrutura tarifária torna-se mais prática e rápida para uma redução significativa nas despesas energéticas.

1.3 Objetivos Gerais

Avaliar o grupo e a estrutura tarifária que mais favorece as características de produção de água de uma Estação de Tratamento de Água, localizada em Palmas-TO, e mediante ao investimento inicial dessa alteração, propor ou não a alteração na maneira a qual a estação é tarifada.

1.4 Objetivos Específicos

O trabalho tem os seguintes objetivos:

- ✓ Analisar mediante simulação o valor da fatura de energia elétrica mensal da ETA para o grupo A, subgrupo A3a (30 a 44 kV) e modalidade tarifária THS Verde. Estrutura tarifária atual da estação.
- ✓ Analisar mediante simulação o valor da fatura de energia elétrica mensal da ETA para o grupo A, subgrupo A2 (88 A 138 kV) e modalidade tarifária THS Azul. Estrutura tarifária proposta.
- ✓ Avaliar a viabilidade econômica da mudança da atual estrutura tarifária para a estrutura proposta considerando um investimento inicial de subestação de 138 kV para 34,5 kV.
- ✓ Propor medidas de eficiência energética para os horários de ponta, das 18:00 às 21:00.

1.5 Metodologia, Materiais e Métodos Utilizados

No segundo capítulo, o trabalho apresenta uma revisão bibliográfica dos assuntos abordados no estudo, como as características das estruturas tarifárias aplicadas no Brasil e os

conceitos de uma estação de tratamento de água. Nesta parte do estudo é verificado todos os métodos econômicos a serem utilizados para a avaliação da viabilidade financeira da alteração da estrutura tarifária de uma ETA.

Após o desenvolvimento do referencial teórico correspondente ao tema do trabalho, serão apresentadas todas as características da ETA, como cargas, instalações e produção, em todos os processos da estação, captação, tratamento, bombeamento e tratamento de lodo. Nesse capítulo é exposto todo o método de cálculo das faturas mensais da estação, com estrutura tarifária e descontos oferecidos a empresas de saneamento.

Posterior a apresentação das características técnicas da estação e do cálculo da fatura mensal serão utilizadas as médias de consumo e demanda do ano de 2018 para calcular os valores da fatura para estrutura atual da estação, grupo A, subgrupo A3a com modalidade THS Verde e em seguida para a estrutura proposta, grupo A, subgrupo A2 com modalidade THS Azul. É importante frisar que não serão contabilizados os desperdícios com ultrapassagem na demanda contratada e baixo fator de potência.

Por fim, serão comparados os valores gerados com as duas estruturas tarifárias, e com a economia prevista será possível verificar a viabilidade econômica da alteração considerando o investimento de uma subestação abaixadora de tensão de 138 kV para 34,5 kV. Tanto para as simulações de fatura quanto para a análise econômica será utilizada a versão licenciada da ferramenta MS Excel.

1.6 Organização do Trabalho

O presente trabalho é dividido em seis capítulos, sendo este o primeiro, a introdução do tema abordado. É apresentado a relevância do estudo, as considerações iniciais, os objetivos gerais, específicos e a metodologia, materiais e métodos utilizados para a elaboração do trabalho.

Já no capítulo dois é feita uma revisão bibliográfica do assunto abordado. Neste capítulo é apresentado primeiramente as características das estruturas tarifárias aplicadas no Brasil, a legislação vigente e as normas da concessionária local. Posteriormente, é tratado dos principais conceitos de uma estação de tratamento de água e medidas de eficiências energéticas que possam ser empregadas em empresas de saneamento. Por fim, é revisado todos os tópicos da engenharia econômica envolvidos em análises de viabilidades de projeto, como, *payback*, VPL, e TIR.

No capítulo três são apresentadas todas as características técnicas da estação de tratamento de água utilizada, cargas, instalação, geração interna e ritmo produtivo. Junto a isso, é revisado o método de cálculo da fatura aplicada a estação, com os descontos especiais para o saneamento básico e devolução de impostos. Por fim, é simulado uma fatura com todas as especificidades da conta da estação considerando a média de consumo e demanda dos 12 meses do ano de 2018, utilizando a atual estrutura tarifária junto com os valores de tarifa vigente.

No capítulo quatro é apresentado os resultados da simulação da conta de energia da estação para a estrutura tarifária proposta, utilizando ainda os valores médios de consumo e demanda do ano de 2018. Junto a esse cálculo é previsto para os próximos anos a tendência de aumento a tarifa de energia da concessionária local, Energisa-TO. Aliada aos valores gerados é possível a análise da viabilidade do investimento inicial para essa alteração utilizando os indicadores econômicos já citados.

No capítulo cinco os resultados alcançados com ambas as simulações são interpretados e discutidos perante os indicadores escolhidos. Neste capítulo a viabilidade do projeto é quantificada e norteia a análise conceitual da conclusão do trabalho.

No capítulo seis é realizada a conclusão de toda análise sendo feita a discussão conceitual da viabilidade econômica da alteração, baseada nos resultados apresentados nos capítulos anteriores.

Nas considerações finais são feitas recomendações onde são feitas propostas futuras e apresentados algumas recomendações para serem aplicadas em trabalhos futuros que visem aumentar a eficiência no consumo de energia de cargas semelhantes a ETA.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo serão discutidos vários temas, relevantes para a contextualização das discussões futuras. A parte de estrutura tarifária é fundamental para quantificar os ganhos que se tem ao economizar energia elétrica, conceitos básicos de uma estação de tratamento de água baseiam o estudo de caso e o saneamento.

Como o estudo de caso foi feito em uma estação de tratamento de água é apresentado o todo o processo, com enfoque no ritmo produtivo e nas características das cargas. Posteriormente, é apresentado o estudo da eficiência energética aplicada ao saneamento básico e a sua classificação quanto a medidas operacionais e medidas administrativas. Por fim, é revisado os conceitos de engenharia econômica e os principais indicadores utilizados para a análise da viabilidade do projeto.

2.2 Estrutura Tarifária Aplicada no Brasil

Segundo a Resolução Normativa nº 479/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹ a estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Para o gerenciamento da energia consumida por uma unidade consumidora (UC) torna-se necessário o conhecimento das estruturas tarifárias passíveis de serem aplicadas. Contudo, certos conceitos empregados pelas empresas de energia elétrica precisam ser conhecidos. Segundo a PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, são eles:

- ✓ Energia Ativa – Energia capaz de produzir trabalho. Unidade de medida usada é o quilowatt-hora (kWh);

¹ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência reguladora do setor elétrico brasileiro, vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem como missão proporcionar condições favoráveis para o mercado de energia elétrico no Brasil.

- ✓ Energia Reativa – É a energia solicitada por alguns equipamentos para a excitação e manutenção de campos magnéticos e não é capaz de realizar trabalho. A unidade de medida é quilovar-hora (kVAr);
- ✓ Potência – É a quantidade de energia solicitada por um equipamento por unidade de tempo. Unidade usada é o watt (W);
- ✓ Demanda – É a potência média, medida por aparelho ou instalação, durante qualquer unidade de tempo;
- ✓ Demanda Contratada – Demanda a ser obrigatória e continuamente colocada à disposição do cliente por parte da concessionária de energia;
- ✓ Carga Instalada – Soma das potências de todas as cargas que compõem uma instalação elétrica;
- ✓ Fator de Carga (FC) – Relação entre demanda média e a demanda máxima ocorrida em um dado período de tempo;
- ✓ Fator de Potência (FP) – Fator obtido pela relação entre energia ativa e reativa horária, a partir das leituras do consumo dos equipamentos.
- ✓ Tarifa de Demanda – Valor em reais do kW de demanda, em um determinado segmento horo-sazonal;
- ✓ Tarifa de Consumo – Valor em reais do kWh ou MWh de energia utilizada em um determinado segmento horo-sazonal;
- ✓ Tarifa de Ultrapassagem – Tarifa a ser aplicada ao valor de demanda registrada que superar o valor da demanda contratada;
- ✓ Horário de Ponta – Período definido pela concessionária local e composto por três horas consecutivas onde o custo da energia elétrica é mais caro. Para o estudo de caso será adotado o horário da Energisa-TO, das 18:00 às 21:00, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- ✓ Horário Fora Ponta – São as horas complementares às três horas consecutivas que compõem o Horário de Ponta. Neste período do dia o valor das tarifas de energia se torna mais barato;
- ✓ Tarifação Horo-sazonal (THS) – Tarifas baseadas no horário e período de consumo.

2.2.1 Unidade Consumidora

A unidade consumidora (UC) é classificada como o conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento

em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (ANEEL, 2014). Com isso, cada UC pode ser classificada como sua atividade. As classes são:

- ✓ Residencial;
- ✓ Industrial;
- ✓ Rural;
- ✓ Comercial;
- ✓ Poder público;
- ✓ Iluminação Pública;
- ✓ Serviço Público, com as subclasses:
 - a) Tração elétrica;
 - b) Água, esgoto e saneamento.

Para fins de faturamento, as unidades consumidoras são agrupadas em dois grupos tarifários, definidos, principalmente, em função da tensão de fornecimento e também, como consequência, em função da demanda (ANEEL, 2014):

- ✓ Grupo A: Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos subgrupos A1, A2, A3, A3a e A4.
- ✓ Grupo B: Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, caracterizado pela tarifa monômica e subdividido nos seguintes subgrupos:
 - a) Subgrupo B1 - Residencial;
 - b) Subgrupo B2 - Rural;
 - c) Subgrupo B3 - Demais classes;
 - d) Subgrupo B4 - Iluminação Pública.

Com relação a modalidades existem as seguintes opções:

- ✓ Convencional Monômica: Específica e única alternativa para o grupo B, onde a tarifa é composta apenas pela parcela de consumo.
- ✓ Pré-pagamento: Disponível para consumidores do grupo B onde o mesmo recebe um crédito inicial de 20 kWh, a ser quitado na compra subsequente. Posteriormente, poderá

comprar novos créditos quando quiser e quantas vezes desejar, sendo 5 kWh o montante mínimo de compra.²

- ✓ Tarifa Branca: A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Está disponível para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts).³
- ✓ Horária Verde: Aplicada para unidades do grupo A, possui uma única tarifa de demanda e duas tarifas para consumo de energia elétrica, diferenciadas pelo horário do consumo; potências acima de 300 kW são obrigatórias sua classificação na tarifa horária verde ou azul.
- ✓ Horária Azul: Aplicada para unidades do grupo A, possui tarifas diferenciadas tanto para demanda de potência como para consumo de energia elétrica, sendo sua diferenciação definida pelo horário de consumo ao longo do dia.

É importante frisar, que tais classificações estão dentro do mercado cativo de energia. Ou seja, a fatura do consumidor é composta por três principais parcelas: O TE (Tarifa de Energia) que a cobrança pela geração da energia, a TUSD (Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição) que é a cobrança de toda a estrutura utilizada para levar a energia elétrica as cargas finais e os encargos, impostos em cima do consumo de energia elétrica.

Além do mercado cativo existe o mercado livre de energia, onde o consumidor final tem a possibilidade de comprar previamente uma parcela de energia com fornecedores ao logo do território nacional para o consumo futuro e paga pela utilização do sistema de distribuição local. Esse modelo não está no enfoque deste trabalho, por isso não será aprofundado.

2.2.2 Valores de Tarifas

Os valores das tarifas de energia são definidos pela concessionária local. Para o caso deste trabalho será adotado os valores da resolução homologatória nº 2.413 de 3 de julho de 2018, que define os valores de Tarifas de Energia e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição referentes à Energisa-TO. Na tabela 1 são apresentados esses valores:

² Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/pre-pagamento/654800?inheritRedirect=false> Acesso em 25 de fevereiro de 2019.

³ Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>> Acesso em 25 de fevereiro de 2019.

Tabela 1 - Tarifas de Aplicação e Base Econômica Para o Grupo A (ETO)

Subgrupo	Modalidade	Posto	Tarifa de Aplicação		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A2 (88 a 138 kV)	Azul	Ponta	20,39	28,85	429,33
		Fora Ponta	6,44	28,85	260,61
A3 (69kV)	Azul	Ponta	29,66	38,83	429,33
		Fora Ponta	10,59	38,83	260,61
A3a (30 a 44kV)	Azul	Ponta	74,18	45,18	429,33
		Fora Ponta	26,49	45,18	260,61
	Verde	Ponta	26,49	1.836,24	429,33
		Fora Ponta	26,49	45,18	260,61
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	Ponta	74,18	45,18	429,33
		Fora Ponta	26,49	45,18	260,61
	Verde	Ponta	26,49	1.836,24	429,33
		Fora Ponta	26,49	45,18	260,61

Fonte: ANEEL (2018).⁴

Os valores apresentados na tabela 1 representam as tarifas das principais modalidades do grupo A. Não há a necessidade de apresentação dos valores para as modalidades APE, de geração própria, e valores de tarifas do grupo B, visto que o enfoque do trabalho está concentrado nas especificidades das tarifas dos consumidores primários.

Além dos valores de tarifas, a resolução homologatória apresenta os descontos fornecidos como benefícios tarifários. O Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013 dispõe, entre outros itens, sobre a redução dos encargos setoriais, o resumo com os descontos concedidos a cada classe/subclasse está a apresentada na tabela 2:

Tabela 2 - Benefícios Tarifários e Percentuais de Desconto (ETO)

Descrição	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
RURAL - GRUPO A	10%	10%	10%
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15%	15%	15%
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO A	0%	70% a 90%	70% a 90%

⁴ Disponível em: < <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html> > Acesso em 20 de janeiro de 2019.

ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15%	15%
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO B	-	60% a 73%	60% a 73%

Fonte: ANEEL (2018).

2.2.3 Cálculo da Fatura Final

Os valores das tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores brasileiros representam a síntese de todos os custos com geração, transmissão, distribuição e comercialização. Devido a isso, as mesmas, seja por R\$/kW de demanda ou R\$/kWh consumido, pode ser subdividido nos seguintes tópicos:

- ✓ TUSD: Valor que representa o aluguel das linhas de distribuição da concessionária local e aplicado no da tarifa de demanda e consumo.
- ✓ TE: Valor do custo com geração e transmissão da energia, é aplicado somente no valor da tarifa de consumo.

Além da subdivisão quanto a finalidade da tarifa, existem os pontos horários de consumo, ponta e fora ponta, como citados acima. Os valores de tarifa de rede, TUSD, tornam-se mais no horário de ponta. Isso deve-se a grande utilização nas três horas seguida do início da noite (MME, 2011).

Clientes enquadrados na estrutura tarifária horo-sazonal verde necessitam de um contrato com a concessionária, no qual se pactua a demanda pretendida, demanda contratada, independente do horário do dia. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, ponta e fora dela, demanda, multas por ultrapassagens e baixo fator de potência (MME, 2011). A parcela do consumo é dada pela equação 1:

$$P_{CONSUMO(VERDE)} = T_{CPV} \times C_P + T_{CFPV} \times C_{FP} \quad (1)$$

Onde:

$P_{CONSUMO(VERDE)}$: Parcela da fatura com consumo, em R\$, THS Verde.

T_{CPV} : Tarifa de consumo na ponta, em R\$/kWh, THS Verde.

C_P : Consumo na Ponta em kWh.

T_{CFPV} : Tarifa de consumo fora ponta, em R\$/kWh, THS Verde.

C_{FP} : Consumo fora ponta, kWh.

A parcela de demanda é calculada multiplicando a tarifa de demanda pela demanda contratada, desde que esse valor não ultrapasse 10% do valor requerido no contrato com a concessionária. A equação 2 expressa esse valor:

$$P_{DEMANDA(VERDE)} = T_{DV} \times D \quad (2)$$

Onde:

$P_{DEMANDA(VERDE)}$: Parcela da fatura com demanda, THS Verde, [R\$].

T_{DV} : Tarifa de demanda, THS Verde, [R\$/kW].

D : Demanda contratada, [kW].

Caso ocorra a ultrapassagem de demanda acima de 10% é aplicado a diferença de demanda medida pela demanda contratada com a tarifa de ultrapassagem, que é superior ao valor de demanda normal. Como o caso de ultrapassagens e multas por baixo fator fazem parte do escopo do trabalho as formulas não serão devidamente apresentadas.

A estrutura tarifária horo-sazonal azul é obrigatória para os subgrupos A1, A2 e A3, e opcional para clientes enquadrados no A3a e A4. Essa modalidade exige um contrato para dois valores de demanda, demanda contratada no horário ponta e demanda contratada no horário fora ponta. A fatura final é semelhante à da THS verde, com parcela de demanda e consumo dada pela equação 3:

$$P_{CONSUMO(AZUL)} = T_{CPA} \times C_P + T_{CFPA} \times C_{FP} \quad (3)$$

Onde:

$P_{CONSUMO(AZUL)}$: Parcela da fatura com consumo, THS Azul, [R\$].

T_{CPA} : Tarifa de consumo na ponta, THS Azul, [R\$/kWh].

C_P : Consumo na Ponta, [kWh].

T_{CFPA} : Tarifa de consumo fora ponta, THS Azul, [R\$/kWh].

C_{FP} : Consumo fora ponta, [kWh].

A parcela da demanda é expressa pela equação 4:

$$P_{DEMANDA(AZUL)} = T_{DPA} \times D_P + T_{DFPA} \times D_{FP} \quad (4)$$

Onde:

$P_{DEMANDA(AZUL)}$: Parcela da fatura com demanda, THS Azul, [R\$].

T_{DPA} : Tarifa de demanda na ponta, THS Azul, [R\$/kW].

D_P : Demanda na Ponta, [kW].

T_{dFPA} : Tarifa de demanda fora ponta, THS Azul, [R\$/kWh].

D_{FP} : Demanda fora ponta, [kW].

Após o cálculo dos valores com demanda e consumo da unidade consumidora, são aplicados os encargos estaduais e federais a fatura final. A ANEEL publica, por meio de resolução, o valor da tarifa de energia elétrica, sem os tributos, por classe de consumo (residencial, comercial e industrial). Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos e emitem a fatura de energia que os consumidores pagam.

Os tributos federais aplicados ao setor elétrico são o PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social). As alíquotas média dos valores desses impostos são variáveis ao longo do ano, mas a soma das mesmas fica por volta de 5% em cima dos valores das tarifas da concessionária.

O tributo estadual ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços), é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas casas legislativas. No Tocantins é utilizado a alíquota de 25% em cima dos valores comerciais de mercadoria e serviços.

O valor final dos tributos aplicados a conta de energia é calculado “por dentro”, ou seja, o valor do imposto imputado ao contribuinte compõe sua própria base de cálculo. A fórmula é expressa pela equação 5:

$$T_{C/TRIBUTOS} = \frac{T_{S/TRIBUTOS}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (5)$$

Onde:

$T_{C/TRIBUTOS}$: Valor das tarifas com os tributos embutidos, em R\$/kW ou R\$/kWh.

$T_{S/TRIBUTOS}$: Valor das tarifas sem os tributos, em R\$/kW ou R\$/kWh.

É importante frisar que os descontos mencionados na tabela 2 não entram no cálculo final dos tributos. Ou seja, é dito que os impostos são calculados sobre as “tarifas cheias” aplicadas aquela unidade consumidora. Os valores individuais para cada tributo são calculados multiplicando os valores das suas respectivas alíquotas ao valor final da fatura.

2.3 Estações de Tratamento de Água

O sistema de abastecimento de água é constituído por estruturas, equipamentos e dispositivos utilizados na realização de serviços de fornecimento de água com qualidade, quantidade e regularidade necessária para o atendimento das demandas dos usuários (PEREIRA 2014, CONDURÚ 2014). Devido a essas necessidades, todas as etapas responsáveis pelo abastecimento de água tratada de uma determinada área ou comunidade tem total relevância e devem ser otimizadas constantemente.

As estações de tratamento de água fazem parte do grupo de processamento de todo o sistema de abastecimento de água tratada. Tem a finalidade de receber e transformar a matéria-prima, água bruta⁵, em produto, água tratada que atenda as exigências do mercado consumidor. As ETAs comumente utilizadas em cidades brasileiras são de ciclo completo, ou seja, são constituídas pelas etapas de coagulação, floculação, decantação ou flotação, filtração e desinfecção (PEREIRA 2014, CONDURÚ 2014).

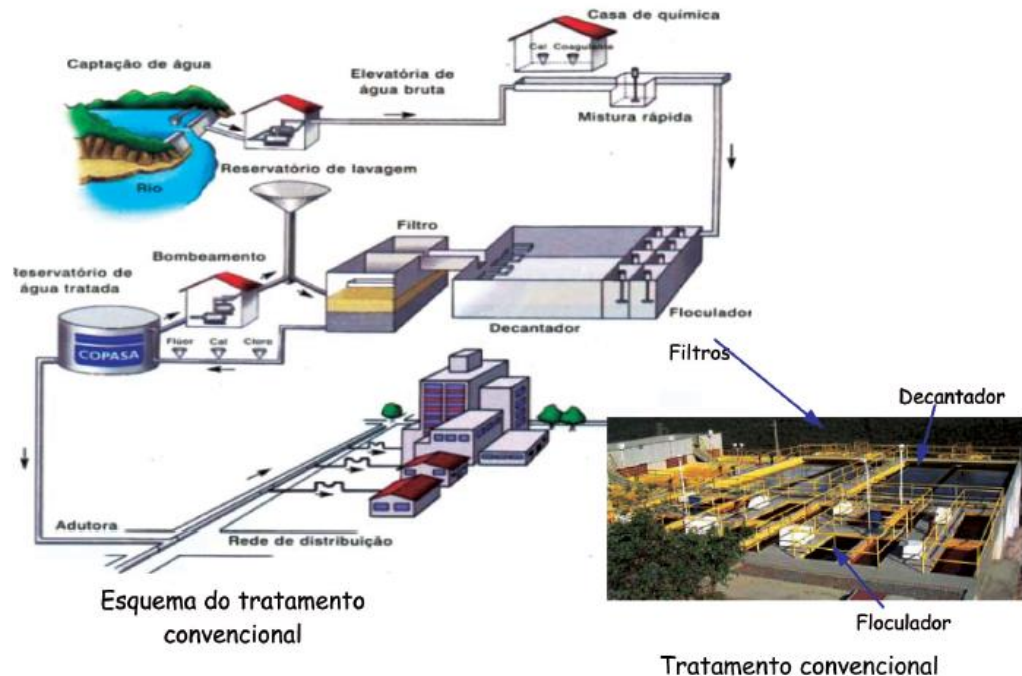
Com relação ao consumo de energia elétrica, as estações de tratamento de água podem ser divididas nos seguintes blocos de cargas:

- ✓ Etapa de captação: responsável pelo deslocamento da massa líquida do manancial até o sistema de tratamento. Os conjuntos motores bombas utilizadas na etapa de captação são chamados de EABs, Elevatórias de Água Bruta, e são caracterizados pela utilização de motores de indução, bombas centrífugas ou bombas submersíveis.
- ✓ Etapa do tratamento: responsável pela transformação da água bruta vinda dos mananciais em água tratada. Dentro do tratamento existem processos internos, citados acima, que fazem a utilização de operações unitárias para a remoção do lodo e desinfecção da água. As cargas utilizadas nessa etapa são caracterizadas por bombas dosadoras de produtos químicos, estruturas eletromecânicas de raspagem movidas a redutores elétricos, agitadores, motores de indução e bombas centrífugas utilizadas na limpeza dos sedimentos gerados.
- ✓ Etapa de elevação de água tratada: nesta etapa do processo a água, já tratada, é bombeada de um reservatório interno da ETA para reservatórios a jusante da estação. Os conjuntos motores bombas utilizados neste processo são chamados EATs, Elevatórias de Água Tratada, e são caracterizados pela utilização de motores elétricos de indução de médio e grande porte e bombas centrífugas.

⁵ Água bruta é o termo utilizado no meio do saneamento para definir a água vinda direto de mananciais, rios, lagos ou poços que ainda não recebeu tratamento.

Na figura 1 é possível verificar o processo sintetizado do tratamento geral de água:

Figura 1 - Processo Genérico de Tratamento de Água



Fonte: Livro Operação e Manutenção de Estações de Tratamento de Água, 2007, p. 45.

A quantidade de equipamentos e o valor final de carga instalada pode variar conforme o tipo e o porte da estação. Além dos citados acima, ETAs de grande porte possuem todo um sistema de automação e telemetria para a operação e controle dos volumes produzidos. Todavia, a predominância de carga se dá pela utilização de motores de indução trifásicos, que assim como na indústria, são os responsáveis pela maior parcela do consumo energético.

2.4 Eficiência Energética no Saneamento

A Lei de Eficiência Energética nº 10.295/2001 dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. Entre elas, determina a existência de níveis mínimos de eficiência energética (ou máximos de consumo específico de energia) de máquinas e aparelhos consumidores de energia (elétrica, derivados de petróleo ou outros insumos energéticos) fabricados ou comercializados no país, bem como de edificações construídas, com base em indicadores técnicos pertinentes e de forma compulsória.

Com o objetivo de promover o uso eficiente de energia e combater seu desperdício foi criado em 1985 o PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica,

coordenado pelo MME e executado pela Eletrobrás. Somente no ano de 2017 as atividades do PROCEL economizaram mais de 21,2 bilhões de kWh, o que correspondeu a 4,57% de todo o consumo nacional de eletricidade do mesmo ano⁶.

Em busca do aumento da eficiência no consumo e gastos com energia elétrica pode ser tomada medidas administrativas e/ou operacionais. Essas duas classificações serão apresentadas nos itens a seguir.

2.4.1 Medidas Administrativas

As medidas administrativas são ações que podem ser tomadas pela companhia de saneamento que tem como objetivo reduções no custo com energia elétrica. Essa ação não tem custo para a empresa e são obtidas ajustando o contrato junto a concessionária de energia elétrica (GOMES, 2009). Alguns dessas ações estão listadas a seguir:

- ✓ Adequação de classe de faturamento.
- ✓ Ajuste da demanda contratada;
- ✓ Mudança na estrutura tarifária;
- ✓ Desligamento de unidades não utilizadas;
- ✓ Acompanhamento e conferência da leitura realizada pela concessionária;
- ✓ Aproximação com a companhia energética para redução de tarifa;
- ✓ Participação de chamadas públicas patrocinadas pela concessionária de energia.

Devido as características práticas e diretas das medidas administrativas, tornam-se as primeiras ações que devem ser tomadas com o objetivo do aumento da eficiência e na redução dos gastos energéticos de uma dada estação. Dentre todas as opções listadas, a alteração da estrutura tarifária é a que apresenta o maior potencial de redução direta nos gastos com energia (CHEREM, 2016). Por isso, esse método será utilizado neste trabalho.

A otimização tarifária é a escolha da tarifa mais conveniente para a unidade consumidora, considerando-se o seu regime de funcionamento, as características do seu processo de produtivo, junto a oportunidade de se fazer modulação de carga. A simulação realizada com os dados obtidos nas contas de energia elétrica confirma, ou não, a tarifa utilizada como a mais conveniente, e com os fatores de carga vigentes e a legislação tarifária em vigor, aponta a tarifa que proporciona o menor custo médio.

⁶ Informações lançadas no relatório de resultados anuais do ano de 2018. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Procel.aspx>> Acesso em 24 de fevereiro de 2019.

Não é possível fixar regras definidas para a escolha de uma estrutura tarifária que favorece a estação, deve ser desenvolvida uma análise detalhada do uso de energia elétrica, identificando as horas do dia de maior consumo e as flutuações de consumo ao longo do ano (GOMES, 2009). As tarifas horo-sazonais apresentam maiores possibilidades para gerenciamento das despesas com energia, permitindo obter menores custos, desde que se possam minimizar, ou mesmo evitar, o consumo e a demanda nos horários de ponta.

De maneira geral, para determinar o melhor sistema de tarifação, é preciso considerar:

- ✓ Os valores médios mensais de consumo e de demanda, ponta e fora de ponta;
- ✓ Os valores médios mensais a serem faturados em cada um dos segmentos horo-sazonais;
- ✓ As possibilidades de deslocamento do horário de trabalho de diversos equipamentos para minimizar o consumo e a demanda no segmento de ponta;
- ✓ As despesas mensais com cada um dos sistemas tarifários.

2.4.2 Medidas Operacionais

Outras medidas a serem empregadas visando o aumento da eficiência são as ações operacionais, agora já envolvendo custos, mudanças eletromecânicas e soluções de engenharia (CHEREM, 2016). Também trazem resultados, porém para execução dessas ações devem ser levadas em conta aspectos técnicos e econômicos para cada caso. Algumas alternativas de soluções de eficiência energética no saneamento estão listadas abaixo:

- ✓ Redução de altura manométrica de bombeamento (GOMES, 2009): A redução de altura manométrica pode ser obtida através da construção de uma nova linha de recalque por um caminho alternativo, quando o ponto de destino for inferior a cota máxima da adutora. Outra forma de reduzir a altura manométrica é através da diminuição da perda de carga da adutora. Esse resultado pode ser alcançado com a substituição de adutora por uma de maior diâmetro ou menor aspereza, revestimento ou limpeza das tubulações, redução da perda de carga através de reconfiguração de barriletes e por substituição de peças válvulas de controle.
- ✓ Correção do fator de potência (GOMES, 2009): O fator de potência é uma grandeza adimensional que indica a proporção entre a energia ativa e energia total absorvida por um equipamento. Seu valor varia entre 0 e 1 indutivo ou capacitivo (SILVA, 2009). Para clientes no mercado cativo atendidos por média e alta tensão entre 06:00 e 00:00 o valor do fator de potência tem que ser acima de 0,92 indutivo e entre 00:00 e 06:00 acima de

0,92 capacitivo. Caso o cliente apresente um consumo diferente do apresentado o mesmo estará sujeito a uma cobrança da companhia de energia.

- ✓ Melhoria no rendimento no conjunto motor bomba (GOMES, 2009): O rendimento do conjunto motor bomba tem relação com o rendimento elétrico e hidráulico do conjunto. Situações onde são encontrados equipamentos com baixo rendimento podem ser atribuídos a rotores mal dimensionados ou desgastados, motores subdimensionados, superdimensionados ou rebobinados, excesso de vibração, além de projetos mal dimensionados.
- ✓ Modulação de carga com inversor de frequência (GOMES, 2009): A utilização do inversor de frequência oferece a possibilidade do controle da rotação da máquina de indução utilizado nos sistemas de bombeamento. Isso faz com que a potência demanda do sistema de energia seja variada ao logo do ciclo de funcionamento do conjunto.
- ✓ Otimização da reservação com aumento do bombeamento fora do horário de ponta (GOMES, 2009): Em situações nas quais é possível otimizar ou ampliar o sistema de reservação para reduzir ou diminuir o bombeamento durante o horário de ponta pode-se ter um ganho com a redução no valor pago pelo consumo de energia elétrica. Para se utilizar dessa técnica é fundamental que se conheça a demanda do sistema a ser analisado.

2.5 Viabilidade Econômica

As decisões de investimento em alternativas e projetos de economia e uso eficiente da energia passam, necessariamente, por uma análise de viabilidade econômica. Tais questões podem se apresentar de duas formas: Deseja-se decidir sobre a escolha entre duas alternativas mutuamente excludentes, ou deseja-se conhecer o valor economizados com uma dada alternativa.

Esta análise, em geral, utiliza-se de indicadores econômicos que permitem traduzir a atratividade de um investimento. Dentre estes índices pode-se destacar o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno de capital (*payback*).

O método do VPL é utilizado quando deseja-se comparar duas opções, onde uma das apresenta certa redução de custos. Neste critério, deve-se trazer para o presente, usando o fator de valor presente, todos os custos e benefícios que ocorrem em cada período de tempo. É de fundamental importância, no entanto, que o período de análise seja o mesmo para as diversas alternativas.

O conceito matemático de VPL é a soma algébrica dos valores de entrada de caixa e investimento descontados do fluxo de caixa a ele associado. Nesse método, a escolha ou não do projeto é a constatação que o VPL é maior que 0 (zero), sendo mais atrativa quanto maior for seu valor (CHEREM, 2016). A equação 6 descreve esse conceito:

$$VPL = \sum_1^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (6)$$

Onde:

FC = Fluxo de caixa líquido.

j = Período.

i = Taxa.

n = Número de períodos

A taxa interna de retorno faz a análise do projeto isolado, com seus custos e benefícios. É a taxa de juros que torna equivalente o investimento inicial ao fluxo de caixa subsequente, ou seja, é a taxa que torna nulo o valor presente líquido do projeto dentro de um período de tempo estipulado. O TIR encontra o ponto de equilíbrio do investimento onde não há lucro nem prejuízo e pode ser calculado pela equação 7, abaixo:

$$VPL = 0 = \sum_1^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} \quad (7)$$

Onde:

FC = Fluxo de caixa líquido.

j = Período.

TIR = Taxa interna de retorno.

n = Número de períodos

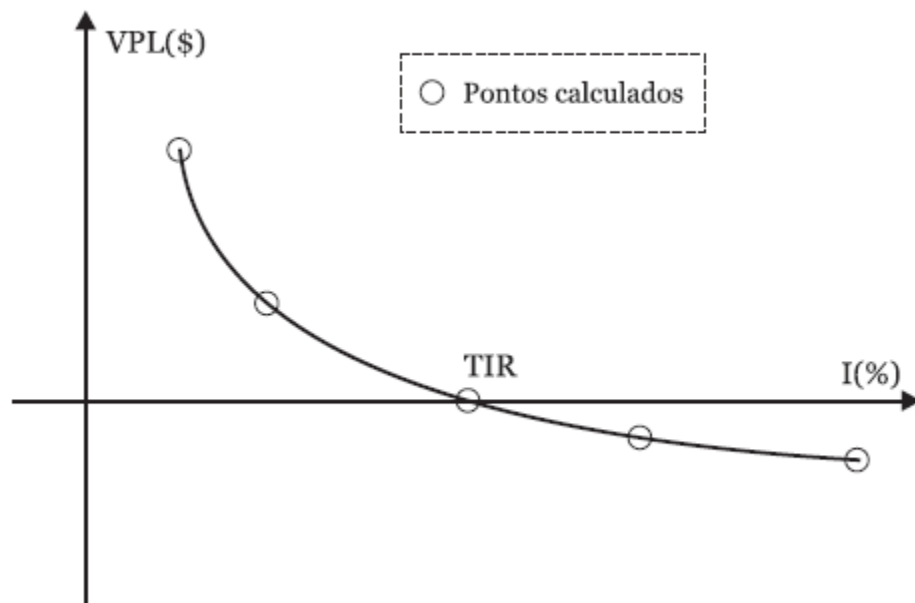
Não se consegue determinar algebricamente o valor de *i* que anule o valor presente líquido, para isso deve ser utilizado os métodos numéricos, o que não se encaixa nos objetivos deste estudo. O cálculo do TIR será feito de maneira direta no MS Excel, e para a sua análise será seguido as seguintes ponderações:

- ✓ Se a TIR de um projeto exceder a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) significa que o mesmo é viável.
- ✓ Se a TIR de um projeto ficar abaixo da TMA o mesmo deve ser rejeitado.

- ✓ Se a TIR de um projeto for igual a TMA a decisão de seguir com o projeto fica por conta dos gestores/investidores.

Na figura 2, abaixo, é possível visualizar a relação do VPL e TIR:

Figura 2 - Relação do TIR com VPL no Tempo



Fonte: Livro Eficiência Energética, 2012, p. 117.

Tanto para o cálculo dos indicadores econômicos como para a análise será utilizado com taxa de desconto a taxa SELIC⁷, que em janeiro de 2019 foi de 6,50%/ano segundo o banco central⁸.

⁷ A Selic é a taxa básica de juros da economia. É o principal instrumento de política monetária utilizado pelo Banco Central (BC) para controlar a inflação. Ela influencia todas as taxas de juros do país, como as taxas de juros dos empréstimos, dos financiamentos e das aplicações financeiras.

⁸ Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/>> Acesso em 01 de março de 2019.

3 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

3.1 Considerações iniciais

Para ser aplicados todos os conceitos desenvolvidos no capítulo anterior, serão utilizados dados de uma estação de tratamento de água, responsável pelo abastecimento de boa parte da região onde está inserida. A análise é dividida em duas partes, sendo a primeira apresentada nesse capítulo, com as condições atuais da estação, A3a, THS Verde. No capítulo subsequente será feita a análise com as mudanças propostas, A2, THS Azul, e logo em seguida a decisão de mudança de estrutura tarifária é avaliada conforme os indicadores econômicos utilizados.

3.2 Carga Instalada

A instalação da ETA a ser analisada pode ser dividida em quatro grandes blocos: Bombeamento de Água Bruta, Tratamento de Água, Tratamento de Lodo e Bombeamento de Água Tratada. O sistema de água bruta é constituído por duas bombas submersíveis com 150 cv totais, utilizadas para recalcar água do manancial até o fosso de sucção. Para levar a água até o tratamento são utilizadas três conjuntos de bombas centrífugas bipartidas com motores de indução trifásicos de 125 cv.

O sistema de bombeamento de água tratada é subdividido em dois conjuntos distintos, com a finalidade de recalcar água para regiões diferentes. O primeiro grupo de EATs são formados por três conjuntos de bombas centrífugas bipartidas com motores elétricos trifásicos de 400 cv. O segundo é formado por três conjuntos de bombas centrífugas bipartidas com motores elétricos trifásicos de 250 cv. Todos os conjuntos de água tratada totalizam 1,43 MW.

O bloco do tratamento é formado por quatro conjuntos de motores de indução trifásicos de 100 cv utilizados na limpeza do processo de filtração, bombas dosadoras de produtos químicos com motores de baixa potência, atuadores elétricos, equipamentos de laboratório de baixa potência e instalação predial básica. A carga instalada no sistema do tratamento de água é de 368 kW. Na imagem 3 é possível verificar um exemplo desse tipo de carga:

Figura 3 - Exemplo de Conjunto Bomba Bipartida e Motor Elétrico



Fonte: Site Wortec Bombas (2019).⁹

A estação de tratamento de lodo, ETL, é composta por duas bombas dosadoras de polímero, e seis conjuntos de bombas para recirculação de água clarificada, lodo e dosagem. A carga total instalada da ETL é de 44,16 kW, todavia, o fator de simultaneidade das cargas é extremamente baixo e o regime de funcionamento desse bloco é por batelada¹⁰. A figura 4, abaixo, expressa um exemplo de bomba dosadora:

Figura 4 – Exemplo de Bomba Dosadora Peristáltica



Fonte: Site Watson-Marlow Pumps (2019).¹¹

⁹ Disponível em: < <https://www.wortecbombas.com.br/> Acesso em: 27 de fevereiro de 2019.

¹⁰ O sistema de operação por batelada consiste em reunir um grande lote de insumos a ser processado. Disponível em: < <https://www.biodieselbr.com/revista/016/batelada-ou-continuo> Acesso em: 27 de fevereiro de 2019.

¹¹ Disponível em: < <https://www.watson-marlow.com/gb-en/range/bredel/> Acesso em: 27 de fevereiro de 2019.

Segue na tabela 3, abaixo, o resumo das cargas instaladas da estação:

Tabela 3 - Resumo das Cargas Instaladas

Sistema	Potência
Elevatória de Água Bruta	386,4 kW
Tratamento de Água	368 kW
Tratamento de Lodo	44,16 kW
Bombeamento de Água Tratada	1.430 kW
Total	2,23 MW

Fonte: Informações de carga instalada da estação (2019).

3.3 SISTEMA DE GERAÇÃO INTERNA

A estação conta com duas unidades de grupos geradores movidos à diesel, instalados e operacionais, e duas unidades a serem instaladas. Todas as máquinas serão utilizadas para emergências ou como fonte alternativa de energia durante o horário de ponta. A potência de geração, no regime *prime*¹², é resumida na tabela 4:

Tabela 4 - Resumo da Potência de Geração Interna

Máquina	Potência	Status
Grupo Gerador 1	500 kVA	Instalado/Operando
Grupo Gerador 2	700 kVA	Instalado/Operando
Grupo Gerador 3	700 kVA	Adquirido
Grupo Gerador 4	700 kVA	Adquirido

Fonte: Informações de carga instalada da estação (2019).

Segundo dados dos próprios geradores instalados na estação, a autonomia de geração de cada máquina é de 100 l/h. Será considerado para o cálculo do valor do preço do kWh produzido pelos grupos geradores um fator de potência de 0,7 para cada máquina. Assim, pode-se calcular o valor potência útil de cada gerador com a equação 8:

¹² O grupo gerador fica disponível por um número “ilimitado” de horas de operação, ao ano, em aplicações com “carga variável”. Aplicações que exijam qualquer operação em paralelo com a fonte usual de energia, com carga constante, estão sujeitas a limitações de tempo de funcionamento. Disponível em: <<https://www.ageradora.com.br/entenda-os-regimes-de-potencia-de-grupos-geradores/>> Acesso em: 07 de março de 2019.

$$P_{\text{útil}} = fp \times S_{\text{Aparente}} \quad (8)$$

Onde:

$P_{\text{útil}}$: Potência útil de geração, [W].

fp : Fator de potência.

S_{Aparente} : Potência aparente de cada gerador, [VA].

Como existe dois grupos geradores para servirem de referência, será considera a soma das duas potências aparentes:

$$P_{\text{útil}} = 0,7 \times (500.000 + 700.000) = 840 \text{ kW}$$

Com uma potência de 840 kW de geração, trabalhando 3 horas por dia e em média 22 dias ao mês, a geração dos grupos geradores é de 55,44 kWh ao mês. Com relação a autonomia dos grupos, são gastos 600 litros ao dia para o trabalho no horário de ponta, totalizando 13.200 litros de combustível ao mês. Considerando o preço do diesel a R\$ 3,80 por litro, é gerado a relação de R\$ 0,90/kWh. Na figura 5 é pode-se visualizar o modelo de grupos geradores utilizados na estação:

Figura 5 – Exemplo de Grupo Gerador a Diesel Utilizado na Estação



Fonte: Site Stemac Geradores (2019).¹³

Além dos custos com combustível deve ser considerado o gasto com investimento inicial com os grupos geradores e instalação e principalmente, os gastos operacionais, visto que

¹³ Disponível em: <<http://www.stemac.com.br/PT/Paginas/default.aspx>> Acesso em 01 de março de 2019.

são equipamentos mantencionados, com troca, a cada 6 meses ou 250 horas de trabalho, de óleo lubrificante, filtros combustíveis, filtros de ar e de óleo lubrificante e horas de técnicos. Com isso, será adicionado mais 0,25 R\$/kWh totalizando um valor final de 1,15 R\$/kWh.

3.4 Fatura de Energia Atual

Conforme citado, a estação de tratamento é enquadrada no subgrupo A3a (30 a 44 kV), na estrutura THS Verde. De acordo com a tabela 1, os valores de consumo são de 2,27 R\$/kWh na ponta e 0,3057 R\$/kWh fora ponta, sendo o custo com demanda de 26,49 R\$/kW. Vale ressaltar, a existência do desconto de 15% para empresas de saneamento, que irá incidir sobre esses três valores de tarifa.

O valor da demanda contratada junto a concessionária é de 1680 kW, nas tabelas 5 e 6 são apresentados os históricos de consumos da estação para os dois últimos anos:

Tabela 5 – Histórico do Últimos Dois Anos de Consumo na Ponta

Mês	Consumo Ponta (kWh)		
	2017	2018	Δ%
Janeiro	6.155,00	14.704,00	138,9%
Fevereiro	1.228,00	11.654,00	849,0%
Março	1.702,00	4.973,00	192,2%
Abril	2.600,00	14.110,00	442,7%
Mai	3.115,00	19.223,00	517,1%
Junho	5.930,00	12.600,00	112,5%
Julho	4.785,00	11.991,00	150,6%
Agosto	46.716,00	48.883,00	4,6%
Setembro	62.162,00	36.042,00	-42,0%
Outubro	49.019,00	21.905,00	-55,3%
Novembro	15.595,00	11.075,00	-29,0%
Dezembro	20.440,00	18.578,00	-9,1%
MÉDIA	18.287,25	19.608,50	2,9%

Fonte: Valores obtidos nas faturas mensais da estação, Energisa-TO (2019).

Tabela 6 - Histórico dos Últimos Dois Anos de Consumo Fora ponta

Mês	Consumo Fora Ponta (kWh)		
	2017	2018	Δ%
Janeiro	537.697,00	833.588,00	55,0%
Fevereiro	654.070,00	736.485,00	12,6%
Março	839.708,00	852.339,00	1,5%
Abril	793.923,00	847.668,00	6,8%

Maio	868.260,00	901.985,00	3,9%
Junho	895.054,00	924.111,00	3,2%
Julho	916.757,00	918.217,00	0,2%
Agosto	988.980,00	994.961,00	0,6%
Setembro	1.016.575,00	1.033.468,00	1,7%
Outubro	1.053.105,00	982.777,00	-6,7%
Novembro	900.572,00	874.850,00	-2,9%
Dezembro	829.106,00	912.506,00	10,1%
MÉDIA	857.817,25	901.079,58	5,0%

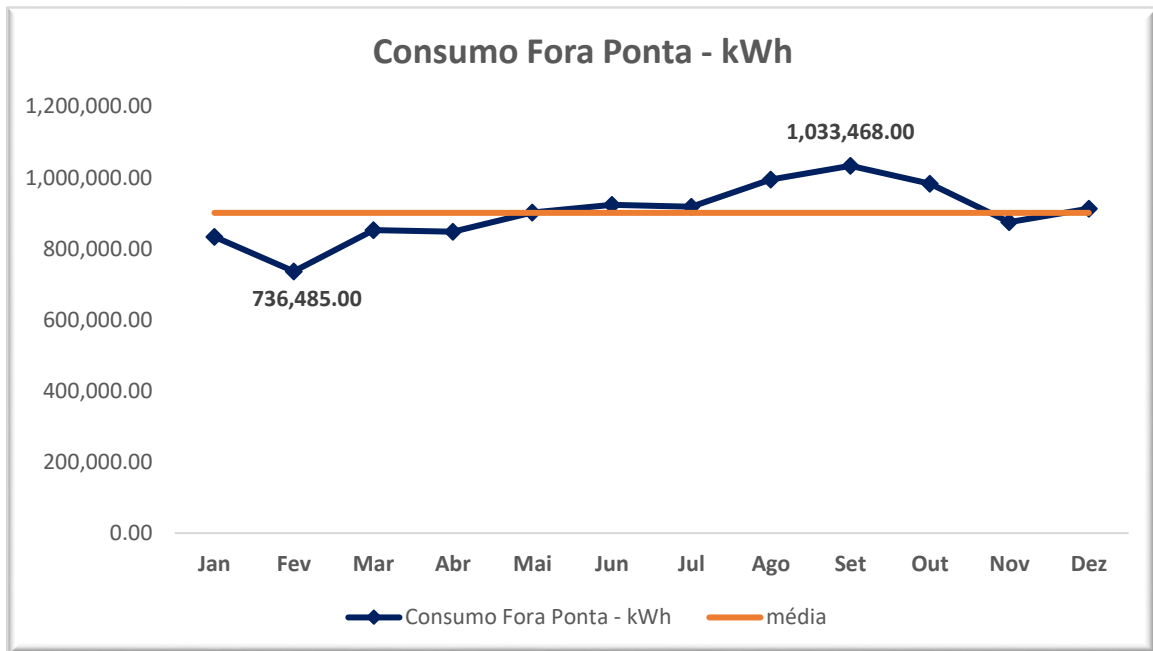
Fonte: Valores obtidos nas faturas mensais da estação, Energisa-TO (2019).

É fácil a percepção da sazonalidade do abastecimento de água na região onde a estação está locada. Os maiores valores de consumo concentram-se no período de seca, final de maio a outubro, onde há a necessidade do aumento de máquinas para a captação de água bruta nos mananciais. Para o consumo de energia na ponta a média de aumento entre os anos de 2017 e 2018 foi de 2,9% sendo que para o consumo fora ponta foi de 5%.

Para o desenvolvimento do trabalho é considerado a não existência de desperdícios com baixo fator de potências e ultrapassagens de demanda contratada. Além disso, os valores em metros-cúbicos, m^3 , produzidos pela ETA, capacidade total dos reservatórios “pulmão” e a montante serão desconsiderados. A análise será concentrada no consumo contínuo da estação, como é apresentado nas tabelas 5 e 6

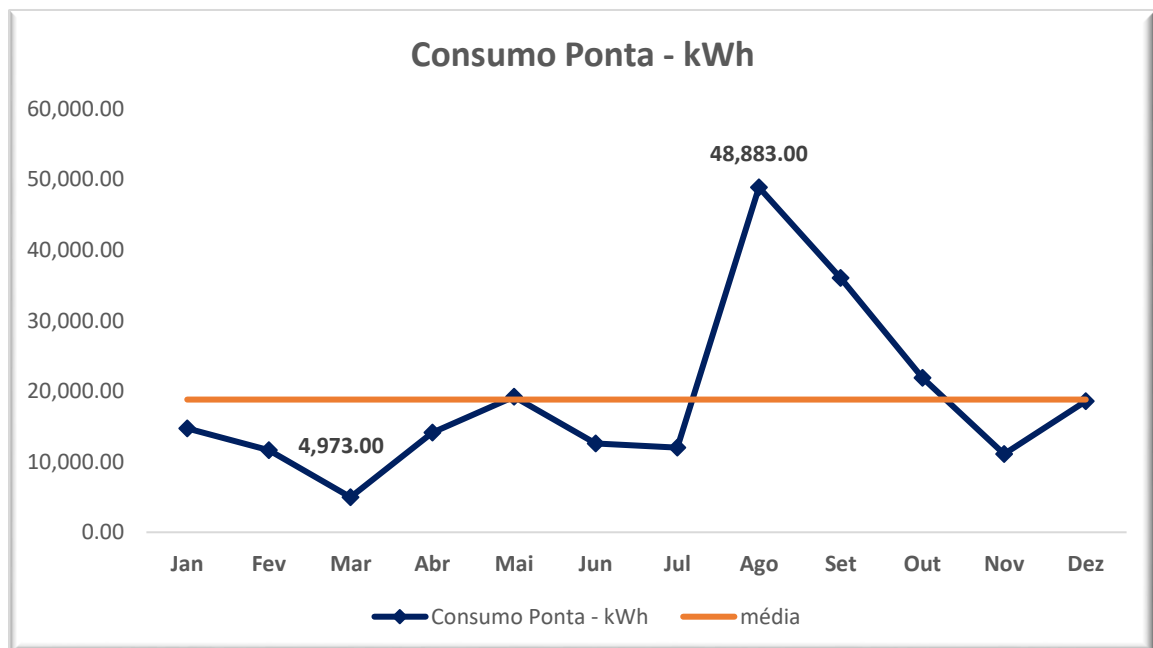
Para os cálculos de fatura serão utilizados os dados do último ano. Nas figuras 6 e 7 seguem as curvas comparativas dos consumos de 2018 com indicativos dos valores máximos e mínimos do ano:

Figura 6 – Gráfico do Consumo da Estação na Ponta no Ano de 2018



Fonte: Valores obtidos nas faturas mensais da estação, Energisa-TO (2019).

Figura 7 - Gráfico do Consumo da Estação na Ponta no Ano de 2018



Fonte: Valores obtidos nas faturas mensais da estação, Energisa-TO (2019).

Para título de demonstração, será calculado a fatura para os valores médios do ano de 2018, com o valor da atual demanda contratada, e alíquotas de 25% para o ICMS, 1% para o PIS e 4% do COFINS.

1) Gastos com consumo:

$$P_{consumo} = (0,30579 \times 19.608,50 \times 85\%) + (2,27 \times 901.079,58 \times 85\%) = R\$ 271.970,72$$

2) Para o valor com demanda:

$$P_{demanda} = (1.680 \times 26,49 \times 85\%) = R\$ 37.827,72$$

3) Com a adição dos encargos:

$$P_{consumo(Imposto)} = \frac{R\$ 271.970,72}{(1 - (25\% + 1\% + 4\%))} = R\$ 388.529,60$$

$$P_{demanda(Imposto)} = \frac{R\$ 37.827,72}{(1 - (25\% + 1\% + 4\%))} = R\$ 54.039,60$$

Com a soma dos valores faturados com consumo, ponta e fora ponta, e demanda e aplicando as alíquotas dos encargos é feita a base de cálculo da fatura. Os valores individuais para cada tipo de imposto serão apresentados na tabela resumo. Como os valores de encargos são aplicados nas tarifas cheias, deve-se contabilizar o valor do subsídio dentro de cada imposto, individualmente, e fazer a devolução ao montante a ser pago desses valores:

4) O valor do subsídio:

$$Subsidio = \frac{(R\$ 388.529,60 + R\$ 54.039,60)}{85\%} - (R\$ 388.529,60 + R\$ 54.039,60)$$

$$Subsidio = R\$ 54.670,31$$

5) Aplicando os encargos sobre esse valor:

$$Subsidio(Imposto) = \frac{R\$ 54.670,31}{(1 - (25\% + 1\% + 4\%))} = R\$ 78.100,75$$

6) A devolução dos impostos é dada por:

$$\text{Devolução ICMS} = \text{Subsidio} \times 25\% = \text{R\$ } 19.525,11$$

$$\text{Devolução PIS} = \text{Subsidio} \times 1\% = \text{R\$ } 781,00$$

$$\text{Devolução COFINS} = \text{Subsidio} \times 4\% = \text{R\$ } 3.124,02$$

A realidade de muitas empresas de saneamento do país é serem isentas da aplicação da alíquota do ICMS sobre os valores com custos de distribuição, TUSD. Logo, para a simulação, deve-se contabilizar a subtração de 25%, referente ao valor do ICMS, sobre o valor TUSD. Para a simulação do valor da conta da estação analisada será descontado os seguintes valores de devoluções dos impostos. Resumo contido na tabela 7, abaixo:

Tabela 7 - Devolução do valor do ICMS sobre a TUSD

Isenção do ICMS	Valor
Valor do ICMS sobre a TUSD	R\$ 43.292,82
Valor do ICMS sobre o PIS	R\$ 455,71
Valor do ICMS sobre o COFINS	R\$ 1.822,86
TOTAL	R\$ 45.571,39

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

O valor final da fatura consiste na soma das parcelas de gastos com consumo, demanda, devolução do valor do desconto em cima dos impostos e subtração do valor do ICMS sobre o valor da TUSD. O resumo da fatura para as médias do ano de 2018 é apresentado na tabela 8:

Tabela 8 - Resumo da Fatura Média de 2018

Descrição da Parcela	Valor
Consumo em kWh – Ponta	R\$ 53.943,95
Consumo em kWh - Fora Ponta	R\$ 334.585,65
Demanda de Potência kW - Fora Ponta	R\$ 54.039,60
Adição do ICMS	R\$ 19.525,11
Adição do PIS	R\$ 781,00
Adição do COFINS	R\$ 3.124,02
Devolução do ICMS	-R\$ 43.292,82
Devolução do PIS	-R\$ 455,71
Devolução do COFINS	-R\$ 1.822,86

TOTAL	R\$ 420.427,95
--------------	-----------------------

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

3.5 Conclusões

Com os valores apresentados nas curvas de consumo ao longo do ano de 2018 é possível verificar o aumento substancial do valor de consumo, em kWh, nos meses de seca. Isso se deve ao aumento da potência requerida para recalcar massas de água até o tratamento da ETA. Além disso, o valor pago na fatura final é acrescido com o intenso consumo das cargas nas três horas seguidas do horário de ponta, sendo essa parcela igual ao valor pago com demanda contratada. Faz-se necessárias medidas de eficiências energéticas para redução dessa despesa.

4 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo será realizado a simulação da fatura da estação de tratamento de água para a estrutura A2 THS Azul, utilizando os dados de consumo, ponta e fora ponta, do ano de 2018. A diferença da simulação realizada no capítulo anterior é a presença das demandas contratadas, no horário de ponta e fora, como visto no capítulo dois. Para verificar a diferença, é efetuada a simulação de todos os meses do ano de 2018 para as estruturas A3a THS Verde e A2 THS Azul e um comparativo do diferencial de cada estrutura, mediante ao acumulado anual.

4.2 Valores da Estrutura A2 THS Azul

A estrutura tarifária A2 (88 a 138 kV) THS Azul apresenta características de abastecimento das cargas em subtransmissão de energia. Ou seja, linhas transmissão são utilizadas para abastecer as UCs, sendo menos poluída com distorções harmônicas e alimentação bidirecional, o que diminui drasticamente as chances de falta de energia durante a operação. Outro benefício na escolha dessa estrutura tarifária é o potencial de utilização da linha, que é extremamente superior ao das linhas de distribuição.

Devido ao número inferior de unidades consumidoras utilizando a subtransmissão o valor com fio, TUSD, torna-se mais barato quando comparado as estruturas que utilizem as redes de distribuição. De acordo com a tabela 1, os valores de consumo são de 0,4581 R\$/kWh na ponta e 0,2885 R\$/kWh fora ponta, sendo o custo com demanda na ponta é de 20,39 R\$/kW e fora ponta é de 6,44 R\$/kW.

Pode ser comparado esses valores das duas estruturas na tabela 9:

Tabela 9 - Comparação Direta dos Preços das Tarifas

Estrutura	THS	Horário	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A2 (88 a 138 kV)	Azul	Ponta	20,39	28,85	429,33
		Fora Ponta	6,44	28,85	260,61

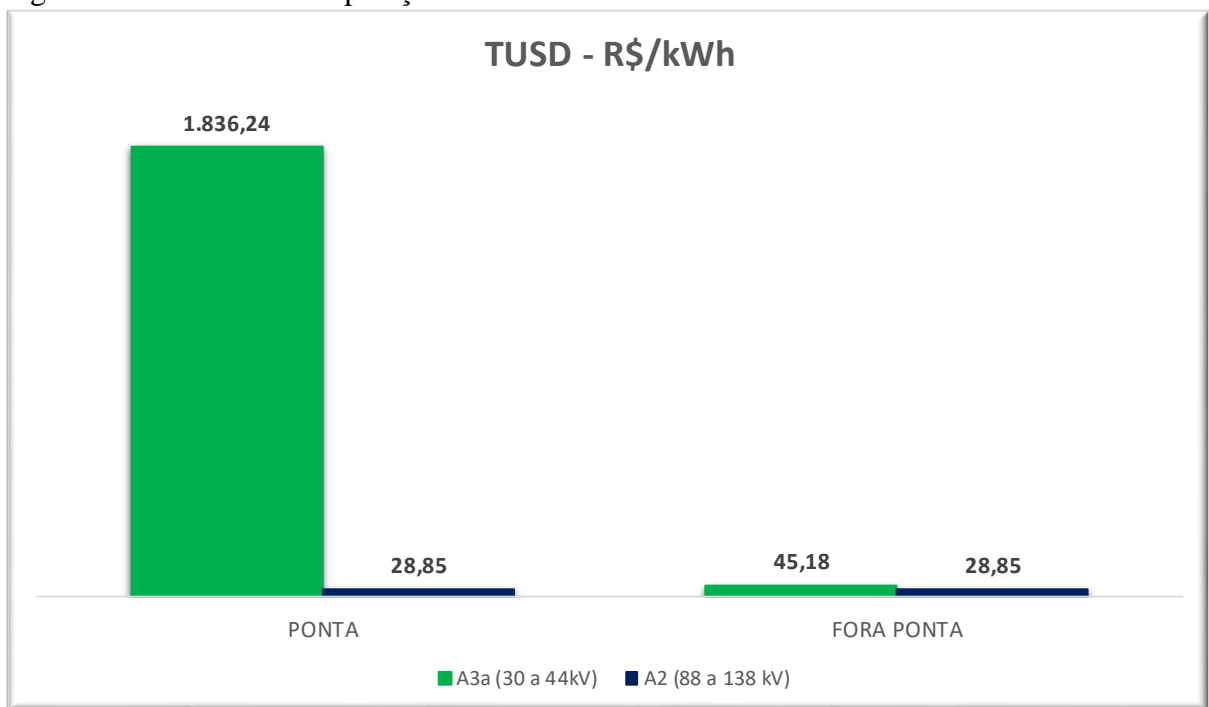
A3a (30 a 44kV)	Verde	Ponta	26,49	1.836,24	429,33
		Fora Ponta	26,49	45,18	260,61

Fonte: ANEEL (2018)

É possível ver a diferença nos valores com fio quando comparados diretamente. O valor da TUSD, no consumo na ponta, para a A3a Verde é extremamente superior ao valor da estrutura proposta. Para o valor da TUSD, no consumo fora ponta, a THS Verde é aproximadamente 56% superior a THS Azul na A2. Na demanda, considerando a mesmo valor de TUSD na THS Verde para ponta e fora ponta, a estrutura atual tem esse valor 30% mais caro na ponta e 300% mais caro fora ponta.

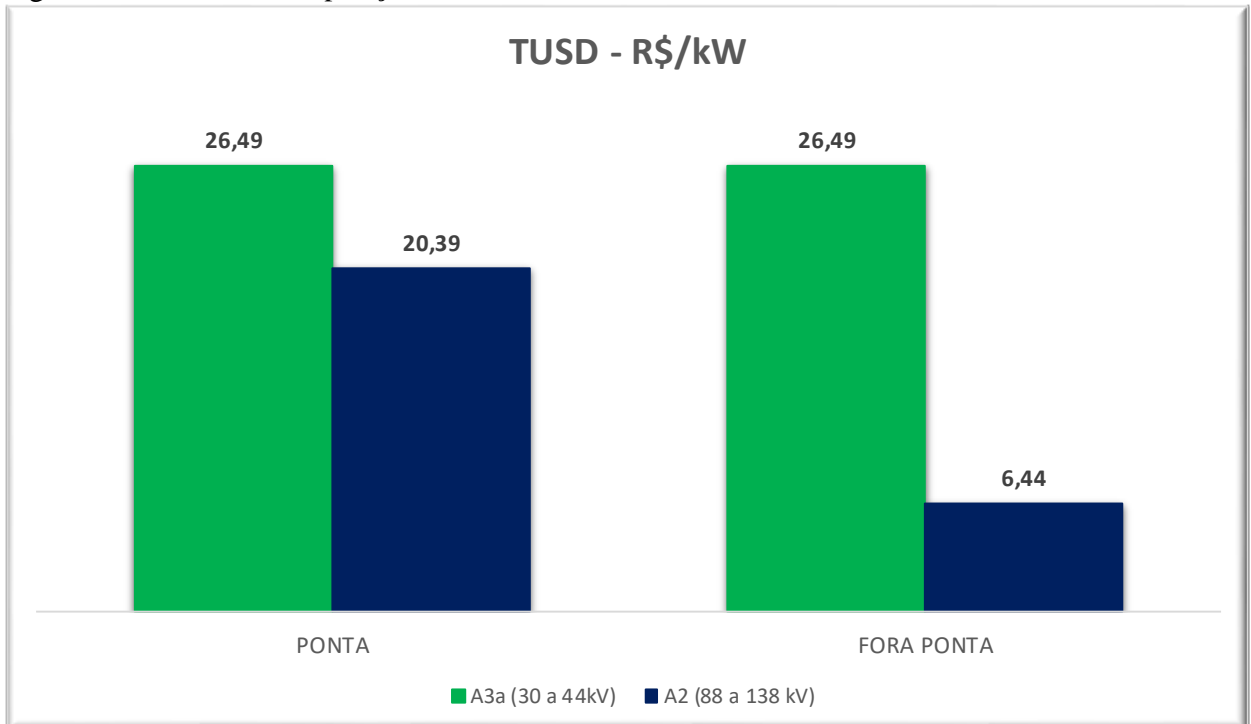
Seguem as figuras 8 e 9 para comparação dos valores de tarifas:

Figura 8 - Gráfico de Comparação da TUSD no Consumo.



Fonte: ANEEL (2018)

Figura 9 - Gráfico de Comparação da TUSD no Consumo.



Fonte: ANEEL (2018).

4.3 Valor da Fatura

Para a simulação da fatura da ETA com a estrutura A2 THS Azul será adotado os valores médios de consumo do ano de 2018, o valor de demanda contratada para o horário fora ponta de 1.680 kW será mantido e replicado para a demanda contratada no horário de ponta. Além disso, os 15% de descontos para todas as tarifas e a isenção do ICMS sobre a TUSD serão mantidos.

Os valores da base de cálculo com consumo e demanda estão contidos na tabela 10 ,abaixo, seguindo o método apresentado no capítulo dois e utilizado no capítulo anterior:

Tabela 10 - Valores da Base de Cálculo com a Simulação no A2.

A2 THS AZUL	Consumo	Valor (R\$)	Base Calc. (R\$)
Consumo em kWh - Ponta	19.608,50	7.636,59	10.909,41
Consumo em kWh - Fora Ponta	901.079,58	221.702,52	316.717,89
Demanda – Ponta	1.680,00	29.116,92	41.595,60
Demanda - Fora Ponta	1.680,00	9.196,32	13.137,60

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Os valores dos encargos são calculados utilizando o mesmo método utilizado na simulação da A3a, com as alíquotas de 25% para o ICMS, 1% para o PIS e 4% para o COFINS. O resumo dos valores finais com encargos está na tabela 11:

Tabela 11 - Valores com Encargos na A2

A2 THS AZUL	ICMS (R\$)	PIS (R\$)	COFINS (R\$)
Consumo em kWh - Ponta	2.727,35	109,09	436,38
Consumo em kWh - Fora Ponta	79.179,47	3.167,18	12.668,72
Demanda - Ponta	10.398,90	415,96	1.663,82
Demanda - Fora Ponta	3.284,40	131,38	525,50
Subsídio	15.033,75	601,35	2.405,40
Total	110.623,87	4.424,95	17.699,82

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Os valores de devolução do ICMS sobre a TUSD são apresentados na tabela 12:

Tabela 12 - Valores de Devoluções Devido a Isenção do ICMS

Devolução de ICMS (-)	Valores (R\$)
Isenção de ICMS c/ TUSD: ICMS	-25.584,38
Isenção de ICMS c/ TUSD: PIS	-269,31
Isenção de ICMS c/ TUSD: COFINS	-1.077,24
Total	26.930,92

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Com a soma de todas essas parcelas tem-se o valor de R\$ 373.470,07 para fatura da estação com a estrutura A2 e THS Azul, considerando as médias de consumo do ano de 2018. A simulação mostra uma redução de pouca mais de R\$ 46.000,00 em comparação da mesma simulação utilizando os valores de tarifas da A3a THS Verde. Esse valor representa uma economia de 13% com a tarifa média da ETA.

Na tabela 13, a seguir, estão registrados os valores das faturas para cada mês do ano 2018, com as estruturas tarifárias analisadas:

Tabela 13 - Comparativo do Ano de 2018

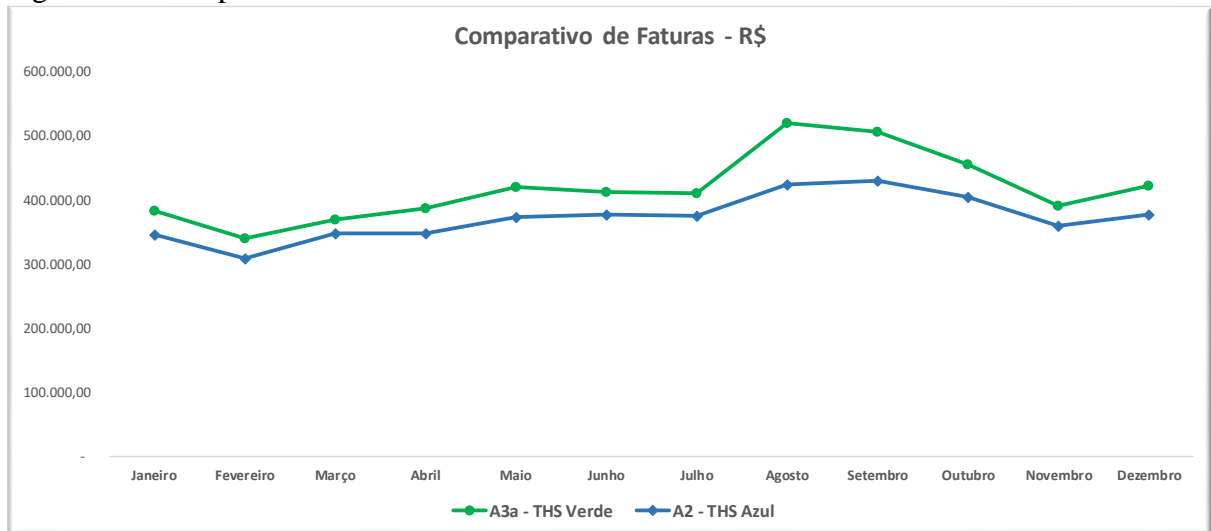
MÊS	A3a - THS Verde	A2 - THS Azul	Δ (R\$)	Δ (%)
Janeiro	384.365,64	346.403,82	37.961,81	9,88%
Fevereiro	341.320,69	309.765,97	31.554,73	9,24%

Março	369.908,05	347.545,07	22.362,98	6,05%
Abril	388.320,82	347.545,07	40.775,74	10,50%
Mai	419.916,01	373.573,69	46.342,31	11,04%
Junho	413.578,06	377.714,42	35.863,64	8,67%
Julho	410.030,08	375.246,85	34.783,24	8,48%
Agosto	520.129,20	424.028,88	96.100,32	18,48%
Setembro	506.198,32	430.479,31	75.719,01	14,96%
Outubro	456.048,86	404.140,24	51.908,62	11,38%
Novembro	391.790,24	359.140,61	32.649,64	8,33%
Dezembro	422.427,64	376.982,50	45.445,14	10,76%
Total	5.024.033,61	4.472.566,44	551.467,18	10,98%

Fonte: Valores obtidos com a simulação das faturas da estação (2019).

A figura 10 apresenta as curvas de comparação das duas simulações:

Figura 10 - Comparativo do Ano de 2018



Fonte: Valores obtidos com a simulação das faturas da estação (2019).

4.4 Utilização dos Grupos Geradores

Como citado no capítulo 3, o valor gasto médio para produzir um kWh com os grupos geradores na estação de tratamento é R\$ 1,15. Este valor será utilizado aqui para a contabilização dos valores gastos com medias alternativas para o horário de ponta da estação.

Vale ressaltar que segundo a Resolução Normativa nº 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica¹⁴ o menor valor de demanda a ser contratada é de 30 kW.

Com o intuito de incrementar a redução com a fatura da ETA, será utilizado agora o valor da tarifa com diesel para o consumo na ponta, com contratação da demanda mínima. Segue abaixo a tabela 14 com os valores para consumo médio de 2018:

Tabela 14 - Valores da Base de Cálculo com a Simulação no A2 com Geradores

A2 THS AZUL	Consumo	Valor (R\$)	Base Calc. (R\$)
Consumo em kWh - Ponta	-	-	-
Consumo em kWh - Fora Ponta	901.079,58	221.702,52	316.717,89
Demanda - Ponta	30,00	519,95	742,78
Demanda - Fora Ponta	1.680,00	9.196,32	13.137,60

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Com isso, pode-se calcular os valores dos encargos envolvidos. Os resultados estão na tabela 15, abaixo:

Tabela 15 - Valores com Encargos na A2 com Geradores

A2 THS AZUL	ICMS (R\$)	PIS (R\$)	COFINS (R\$)
Consumo em kWh - Ponta	-	-	-
Consumo em kWh - Fora Ponta	79.179,47	3.167,18	12.668,72
Demanda - Ponta	185,69	7,43	29,71
Demanda - Fora Ponta	3.284,40	131,38	525,50
Subsídio	14.552,45	582,10	2.328,39
Total	97.202,01	3.888,08	15.552,32

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Os valores com as devoluções devido a isenção da TUSD são apresentados na tabela 16, a seguir:

Tabela 16 - Valores de Devoluções Devido a Isenção do ICMS, A2 com Geradores

Devolução de ICMS (-)	Valores (R\$)
Isenção de ICMS c/ TUSD: ICMS	-13.366,80
Isenção de ICMS c/ TUSD: PIS	-140,70

¹⁴Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_modeview> Acesso em: 15 de março de 2019.

Isenção de ICMS c/ TUSD: COFINS	-562,81
Total	-26.930,92

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Para o valor final do gasto mensal de energia da estação deve ser contabilizado ao valor final o preço com o combustível. Esse valor é apresentado na tabela 17:

Tabela 17 - Cálculo da Valor do Consumo na Ponta com Geradores

Tarifa do Diesel R\$/kWh	Consumo Ponta - kWh	Valor (R\$)
1,15	18.811,50	21.633,23

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Com isso, tem-se um valor final da fatura de R\$ 355.624,11 e uma redução de 4,7% em comparação com a estrutura A2 clássica, sem a utilização dos grupos geradores no horário de ponta. Para os valores mensais do ano de 2018, na tabela 18 são apresentados os comparativos das possibilidades de estrutura A2, THS Azul:

Tabela 18 - Valores comparativos para 2018 entre A2 THS Azul e A2 THS Azul com Utilização de Grupos Geradores

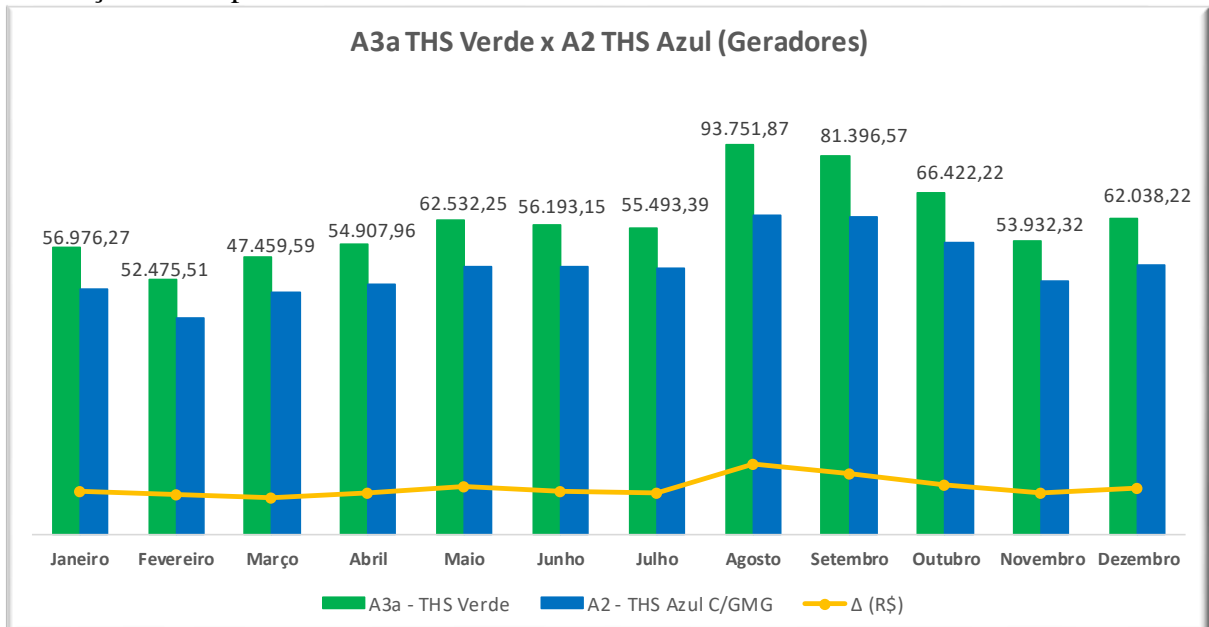
MÊS	A2 - THS Azul	A2 - THS Azul C/GMG	Δ (R\$)	Δ (%)
Janeiro	346.403,82	326.654,17	19.749,65	5,7%
Fevereiro	309.765,97	288.262,48	21.503,49	6,9%
Março	347.545,07	322.199,81	25.345,26	7,3%
Abril	347.545,07	332.707,36	14.837,71	4,3%
Maio	373.573,69	356.422,61	17.151,08	4,6%
Junho	377.714,42	356.754,91	20.959,51	5,5%
Julho	375.246,85	353.937,14	21.309,71	5,7%
Agosto	424.028,88	423.933,18	95,70	0,02%
Setembro	430.479,31	422.999,65	7.479,66	1,7%
Outubro	404.140,24	388.531,39	15.608,85	3,9%
Novembro	359.140,61	337.304,17	21.836,44	6,1%
Dezembro	376.982,50	359.460,52	17.521,98	4,6%
Total	4.472.566,44	4.269.167,39	203.399,05	4,5%

Fonte: Valores obtidos com as simulações da fatura da estação (2019).

Com a implementação dos grupos geradores trabalhando para abastecer a estação no horário de ponta ocorre uma redução anual de 4,5% na comparação das A2 com consumo na ponta e com a utilização dos geradores a diesel. Esses resultados eram previstos devido aos ao baixo valor da tarifa de produção de energia como os geradores e a possibilidade de redução da demanda contratada no horário de ponta.

Como a estrutura tarifária atual da estação é a A3a, THS Verde é contabilizado a comparação da mesma com os valores achados com a utilização dos grupos geradores a diesel. Esses valores estão organizados na tabela 19 e suas variações são visualmente expostas na figura 11:

Figura 11 - Valores comparativos para 2018 entre A3a THS Verde e A2 THS Azul com Utilização de Grupos Geradores



Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Tabela 19 - Valores comparativos para 2018 entre A3a THS Verde e A2 THS Azul com Utilização de Grupos Geradores

MÊS	A3a - THS Verde	A2 - THS Azul C/GMG	Δ (R\$)	Δ (%)
Janeiro	384.365,64	326.654,17	56.976,27	14,8%
Fevereiro	341.320,69	288.262,48	52.475,51	15,4%
Março	369.908,05	322.199,81	47.459,59	12,8%
Abril	388.320,82	332.707,36	54.907,96	14,1%
Maio	419.916,01	356.422,61	62.532,25	14,9%
Junho	413.578,06	356.754,91	56.193,15	13,6%

Julho	410.030,08	353.937,14	55.493,39	13,5%
Agosto	520.129,20	423.933,18	93.751,87	18,0%
Setembro	506.198,32	422.999,65	81.396,57	16,1%
Outubro	456.048,86	388.531,39	66.422,22	14,6%
Novembro	391.790,24	337.304,17	53.932,32	13,8%
Dezembro	422.427,64	359.460,52	62.038,22	14,7%
Total	5.024.033,61	4.269.167,39	743.579,32	14,8%

Fonte: Cálculo sobre os valores de consumo da estação, 2019.

4.5 Alterações na Estação

Para que ETA possa sofrer a alteração na sua estrutura tarifária, passando para o sistema de subtransmissão, é necessário que seja implantado uma nova subestação de energia, rebaixadora de tensão, antes da subestação já existente na planta da estação. Ou seja, a primeira subestação, a ser implantada, irá atuar na transformação 138/34,5 kV e a segunda, atual, irá rebaixar 34,4/0,38 kV. O projeto, custo com materiais e mão de obra para implantação será considerado os gastos iniciais da alteração.

Por ser uma transformação não usual comercialmente, as cotações feitas com empresas especializadas no projeto e montagem de subestações são dotadas de valores genéricos, com margem de erro para os possíveis custos reais. Na tabela 20 segue o resumo das despesas com a subestação:

Tabela 20 - Descrição dos Investimento com Subestação de 138/34,5 kV

Descrição	Valor (R\$)
Construção da derivação da linha de 138 kV (Pingado <i>Fly-tap</i>) – 750 metros.	575.000,00
Transformador de Força, 5 MVA, 138/34,5 kV – ONAF (Pré fabricado).	730.000,00
Disjuntor de entrada, Seccionadora de entrada e demais instrumentações (Com instalação).	250.000,00
Projeto e acompanhamento (Dimensionamento e Parametrizações).	95.000,00
Construção do alimentador em 34,5 kV (Simples Aero) – 200 metros.	210.000,00

Demais gastos de adequação e aprovação do projeto.	200.000,00
Total	2.060,000,00

Fonte: Valores cotados com expressa especializadas em montagens de subestações (2019).

4.6 Conclusões

Foi verificado a redução no custo da energia elétrica consumida na estação de tratamento de água com a possível alteração na estrutura tarifária. Os valores de TUSD na estrutura A2 THS Azul é significativamente inferior ao valor na A3a, e assim faz com que a redução na soma das faturas do ano de 2018 fosse de aproximadamente 14,8%. No próximo capítulo será analisado a viabilidade do projeto de alteração considerando os indicadores já citados e valores de taxas de juros.

5 VIABILIDADE ECONÔMICA

5.1 Considerações Iniciais

Com os valores encontrados nas simulações do capítulo anterior para as duas estruturas tarifárias considerados é possível fazer a análise de viabilidade econômica da alteração na maneira com que a ETA é tarifada. Para isso, será considerado como tendência no aumento do valor da tarifa de energia elétrica o valor da taxa SELIC no ano de 2019, que é de 6,5%, como já citado. O período de análise será de 10 anos após a montagem da subestação e alteração para a estrutura tarifária A2.

No cálculo de valor presente líquido e taxa interna de retorno será considerado uma taxa de juros de 10% ao ano. Valor esse, superior a todas as demais taxas de juros utilizadas comercialmente, como poupança, tesouro direto entre outros. Essa porcentagem será responsável pelo desconto dos valores futuros e possibilitaram a análise no presente momento.

5.2 Fluxo de Caixa

Considerando o investimento inicial de R\$ 2.060.00,00 para implantação da subestação, a economia anual com a alteração para os próximos 10 anos, com aumento na tarifa de energia de 6,5% ao ano, os valores estão na tabela 21, a seguir:

Tabela 21 - Valores de Economia Anual

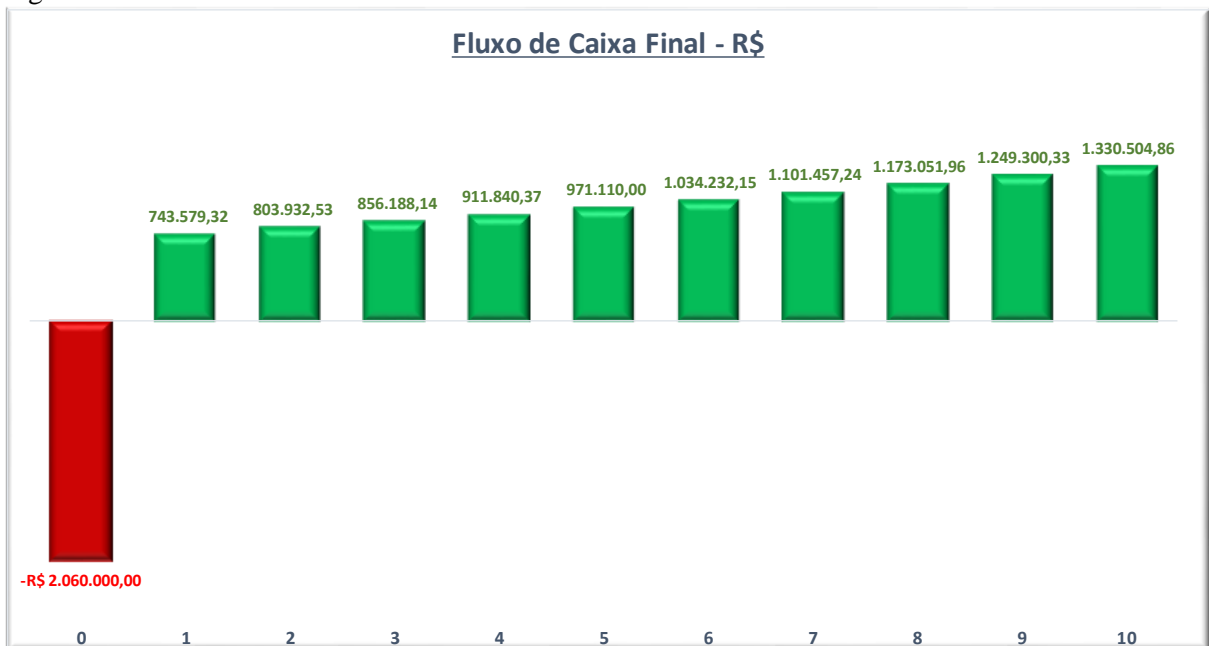
Ano	Economia Anual – (R\$)
1	743.579,32
2	803.932,53
3	856.188,14
4	911.840,37
5	971.110,00
6	1.034.232,15
7	1.101.457,24

8	1.173.051,96
9	1.249.300,33
10	1.330.504,86

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

A figura 12 apresenta o fluxo de caixa final de maneira visual:

Figura 12 - Fluxo de Caixa Final



Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Para a análise dos valores acumulados do fluxo de caixa será considerado a taxa de juros de 10%, para desconto anual. Na análise de viabilidade econômica de projetos comerciais essa porcentagem leva em consideração o valor da inflação acumulada no ano, ou é utilizado valores oficiais do banco central. Para a análise deste trabalho será prefixado a alíquota de 10%. Com isso, os valores acumulados estão contidos na tabela 22:

Tabela 22 - Fluxo de Caixa Acumulado

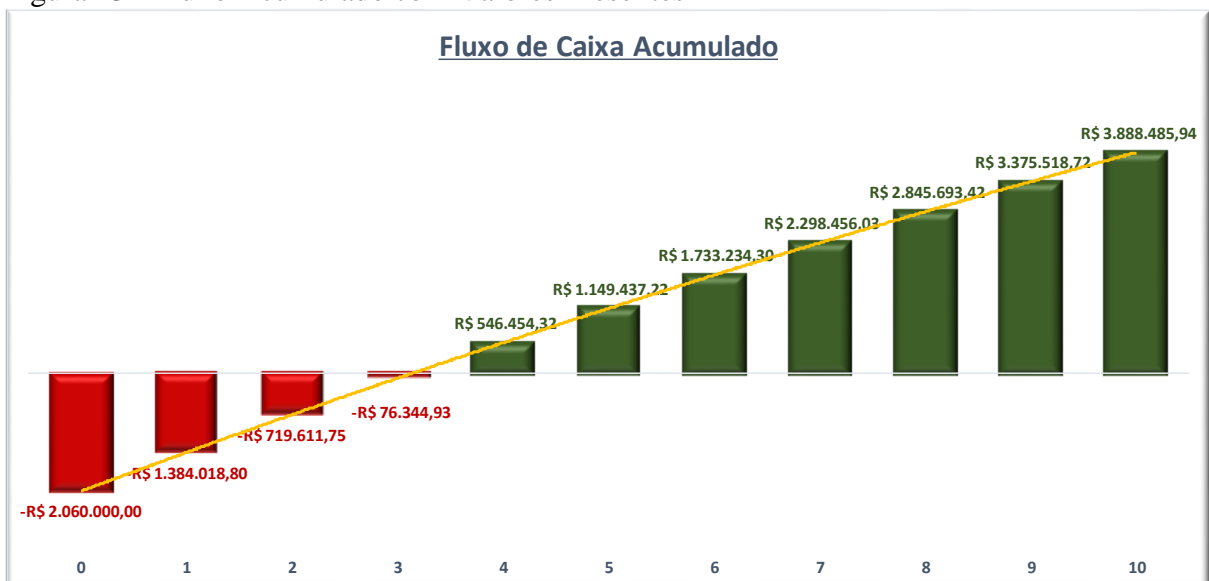
FLUXO DE CAIXA ACUMULADO		
Ano	Valores Futuros (R\$)	Valores Presentes (R\$)
0	-2.060.000,00	-2.060.000,00
1	-1.316.420,68	-1.384.018,80
2	-512.488,15	-719.611,75

3	343.699,99	-76.344,93
4	1.255.540,36	546.454,32
5	2.226.650,36	1.149.437,22
6	3.260.882,51	1.733.234,30
7	4.362.339,74	2.298.456,03
8	5.535.391,70	2.845.693,42
9	6.784.692,03	3.375.518,72
10	8.115.196,89	3.888.485,94

Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

Os valores negativos representam o custo inicial do projeto, o restante desse valor que ainda deve ser pago com a economia que o próprio projeto gerou. A representação gráfica dos valores acumulados trazidos para o presente, valores utilizados na análise, está representada na figura 13:

Figura 13 - Fluxo Acumulado com Valores Presentes



Fonte: Valores obtidos com a simulação da fatura da estação (2019).

É possível verificar que o investimento é pago no terceiro ano da mudança da estrutura tarifária da estação. De maneira específica, o tempo de *payback* do projeto é de 3,06 anos, valor encontrado com análise da linha do tempo, soma dos anos no vermelho, 3, com a razão do saldo do último ano no vermelho pelo saldo do primeiro ano no verde, segundo figura 13.

5.3 Cálculo de VPL e TIR

O valor de presente líquido do projeto é calculado utilizando 10% como taxa de juros e o período de 10 anos, ou seja, a soma do fluxo de caixa para valores presentes, considerando o investimento inicial. Assim, o valor de VPL é de R\$ 3.888.485,94, valor esse que atesta a viabilidade do projeto, $VPL > 0$. Além disso, pode ser calculado o índice de lucratividade do projeto, IL, com a razão da soma dos resultados obtidos ao longo do período analisado pelo investimento inicial. Valores contidos na tabela 23:

Tabela 23 - Razão dos Resultados pelo Investimento Inicial

Investimento Inicial (R\$)	Soma dos Resultado (R\$)	Índice de Lucratividade
2.060.00,00	5.948.485,93	2,89

Fonte: Valores obtidos com o cálculo dos indicadores econômicos (2019).

Essa razão indica que a cada R\$ 1,00 investido com o projeto é obtido R\$ 2,89 ao longo de 10 anos. Assim como o valor presente líquido o índice de lucratividade atesta que a viabilidade econômica do projeto.

A taxa interna de retorno é calculada aqui utilizando a ferramenta “Atingir Meta” do MS Excel, onde procurado qual a taxa de juro aplicado ao fluxo de caixa para valores presentes que torna o VPL igual a zero. Para o projeto o TIR é de 40,76%. Ou seja, caso a taxa de juros anual varie fora do planejado, o projeto é considerado viável se a mesma ficar com a alíquota abaixo de 40,76%.

5.4 Conclusão

Em resumo, os valores dos indicadores econômicos encontrados para o seguinte projeto são apresentados na tabela 24, abaixo:

Tabela 24 – Resumo dos Indicadores Econômicos

<i>Payback</i>	VPL	Índice de Lucratividade	TIR
3,06 anos	R\$ 3.888.485,94	2,89	40,76%

Fonte: Valores obtidos com o cálculo dos indicadores econômicos (2019).

Tais valores encontrados demonstram a viabilidade econômica da alteração na estrutura tarifária da ETA, apesar do alto custo para as modificações iniciais. O tempo que projeto que

leva para pagar o investimento, 3,06 anos, está dentro do período estipulado de 10 anos e o valor da taxa interna de retorno é superior à taxa de juros utilizado.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Conclusões Gerais

A partir das simulações feitas nesse trabalho com as curvas de consumo de uma estação de tratamento de água pode-se verificar a viabilidade da alteração da estrutura tarifária da A3a (30 a 44 kV) para a A2 (88 A 138 kV), onde os valores das tarifas se torna mais baratos. Além disso, o subgrupo da estrutura da ETA deve ser alterado da THS Verde para THS Azul, tornando o consumo no horário de ponta mais econômico.

Com a alteração da maneira com que a estação é tarifada é possível obter uma redução média no consumo anual de 10,98%, perante os números do ano de 2018. Junto com alteração da estrutura tarifária é possível a implementação de um sistema de geração interna por meio de grupos geradores a diesel, totalizando uma redução de R\$ 743.579,32 anual, ou de redução 14,98% com relação a A3a THS Verde sem geradores.

Além disso, é possível constatar que devido a sazonalidade do saneamento básico os períodos de seca proporcionam um maior consumo ao longo do dia produtivo, extrapolando a operação das máquinas contidas na planta ao horário de ponta. Mesmo para esses meses, agosto, setembro e outubro, pode-se obter 0,02%, 1,7% e 3,9% de redução, respectivamente, nos valores das faturas, tabela 19.

Para a implementação do projeto de alteração é necessário o gasto inicial com uma subestação rebaixadora dos níveis de tensão envolvidos no estudo. Esse gasto é considerado como valor de capitalização do projeto, e altera diretamente a amortização da análise financeira. O *payback* encontrado para o projeto foi de 3,06 anos. Ou seja, com a alteração da estrutura tarifária da ETA e o gasto com a implementação da subestação primária, o projeto levará 3,06 anos para oferecer um retorno financeiro direto, valor esse bem abaixo da vida útil dos equipamentos empregados no investimento.

A taxa interna de retorno do projeto fica acima dos 40%, o que significa que a lucratividade desse investimento para a estação se torna maior que qualquer taxa mínima de atratividade baseada nos indicadores econômicos clássicos, como poupança, tesouro direto e outros. Já o valor presente líquido dessa alteração é maior que zero, apontando mais uma vez a viabilidade da alteração.

6.2 Contribuição do trabalho

Junto toda essa análise financeira, faz-se necessário a implantação de medidas de redução de gastos nos empreendimentos, principalmente em unidade que possuem um custo social/ambiental alinhado ao foco financeiro. A economia feita em uma das vertentes desses centros de produção pode significar investimentos nas demais, como pessoal, gerando mais empregos, ciência e pesquisa, melhorando a condição do país, e principalmente na qualidade do produto final, que para o caso é a água tratada.

6.3 Trabalhos Futuros

Para esse trabalho foi implementado medidas de eficiência energética administrativas na fatura da ETA, e com isso pode ser obtido uma redução significativa nos gastos com energia. Aliado a isso pode ser implementado medidas operacionais, como por exemplo:

- ✓ Troca dos conjuntos motores e bombas de água tratada, EATs, por conjuntos de alta rendimento, considerando os planos de troca com fabricantes;
- ✓ Implementação de fontes alternativas de energia com incentivos fiscais, como a energia fotovoltaica;
- ✓ Implementação de controle de rotação, vazão e altura manométricas dos sistemas de bombeamento da ETA por meio da parametrização de inversores de frequências;
- ✓ Implementação de reservatórios a jusante da ETA como intuito de abastecimento pulmão das cargas hidráulicas no horário de ponta.

Dentre essas, existem outras medidas de eficiência que podem ser frutos de estudos para a redução não só da fatura mensal, como também do consumo de uma estação de tratamento de água.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Resolução Normativa nº. 414 de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.** Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 20 de janeiro de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. **Resolução Homologatória nº. 2.413 de 03 de junho de 2018. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A. – ETO e dá outras providências.** Brasília, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 20 de janeiro de 2019.

AZEVEDO NETTO, J. M.; et al. **Manual de Hidráulica.** 8ª Ed. São Paulo: Edgard Blücher. 1998
BULGARELLI, Roberval. **Proteção térmica de motores de indução trifásicos industriais.** Disponível em: <[http://www.centralmat.com.br/Artigos/Mais/protecao TermicaMotores Industriais Bulgarelli.pdf](http://www.centralmat.com.br/Artigos/Mais/protecao%20TermicaMotores%20Industriais%20Bulgarelli.pdf)> Acesso em: 18 de fevereiro de 2019.

BIMESTRE, T. A. **Proposta De Metodologia Para Aplicação De Eficiência Energética Em Uma Usina Hidrelétrica.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá. 2015.

CHEREM, L. B. **Avaliação do uso de inversor de frequência em estação elevatória de água.** 2016. 62 p. Dissertação (Mestrado) Programa de Mestrado Profissional em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2016.

ELEKTRO/UNIFEI/EXCEN/FUPAI - **Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações.** 1ª Ed. Campinas. 315p. 2012.

Eletrobrás [et al.]. **Análise econômica de investimento: guia básico.** Brasília: IEL/NC, 2008
Eletrobrás/FUPAI/EFFICIENTIA. **Eficiência Energética em Sistemas de Bombeamento.** Rio de Janeiro: Eletrobrás 272 p. 2005.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Balanco Energético Nacional 2016.** Brasil, 2015. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>> Acesso em: 31 de janeiro de 2019.

GOMES, H.P. **Sistemas de Bombeamento – Eficiência Energética.** 2ª Ed. Editora Universitária – UFPB. Joao Pessoa- PB. 460p. 2009.

KSB. **Manual de Treinamento: Seleção e Aplicação de Bombas Centrífugas.** Várzea Paulista: KSB. 215 p. 2003.

MASSULO, A. M. **Eficiência Energética Em Estações Elevatórias De Esgotos: Estudo De Caso Na Cidade De Uberlândia-MG**. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. 2011.

MOURA, G. N. P. **A Relação Entre Água e Energia: Gestão Energética nos Sistemas de Abastecimento de Água das Companhias de Saneamento Básico do Brasil**. Dissertação (Mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético. 2010.

NETO, M. S. A. **Medidas de Eficiência Energética em Serviços de Distribuição de Água e Saneamento**. Dissertação (Mestrado) Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. 2008

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA [PROCEL]. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 20 de janeiro de 2019.

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO [SNIS]. **Banco de Dados. Aplicativo Série Histórica**. Brasil, 2016. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/>> Acesso em: 02 de janeiro de 2019.

TSUTIYA, M. T. **Redução do custo de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água**. São Paulo: ABES. 2006.

ANEXOS