

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

JONATHAN TAFAREL DE SOUZA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE
TURBO GERADOR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA**

São Leopoldo

2021

JONATHAN TAFAREL DE SOUZA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE
TURBO GERADOR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA**

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. Dr. Maicon Coelho Evaldt

São Leopoldo

2021

“A minha família e aos meus amigos”.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, pela saúde e por tantas conquistas ao longo desta caminhada.

Como todo canceriano, o amor, sensibilidade, e sentimento estão no DNA, então os agradecimentos são muitos, mas principalmente, são de coração.

Agradeço imensamente a todos os familiares e amigos que contribuíram de alguma forma com este estudo e minha formação, e cito alguns em especial:

Aos meus pais, Jardelino Melo de Souza e Gilvânia Teresinha Lopes, minhas irmãs, Juliana Tais Lopes de Souza e Stefani Geovana de Souza, pelo suporte familiar, amor e incentivo. A base na formação do caráter e a inspiração contínua são frutos do amor recebidos por vocês.

À meu melhor amigo, parceiro de todos os momentos e futuro Engenheiro Eletricista, Michael Nunes Figueiró, por ter contribuído significativamente para a minha formação humana, pelo apoio incondicional, pela paciência e por estar sempre comigo.

À meu professor orientador, Dr. Maicon Coelho Evaldt, pelas inúmeras orientações, pelo apoio e por acreditar no meu potencial.

À meu fiel amigo e colega de equipe, Deivid Luís Petry, pelo entusiasmo e parceria durante os dias de trabalho, em especial as visitas em campo para a execução deste estudo.

Aos colegas de trabalho e grandes profissionais, Eng. Ângelo Marcelo Barbosa Faro e Eng. Vitor Brinkhus, pelo acesso, ideias e informações compartilhadas.

À CORSAN que autorizou o TCC e aos colegas do Departamento de Eficiência Energética e Coordenadoria Especial de Operação das Hortênsias.

À empresa HIGRA, em especial ao Eng. Gustavo Pohren e Mauro Bruschi, pelo apoio técnico e concessão de dados referente ao TGA.

E aos professores do curso de Engenharia Elétrica, pela oportunidade de ter um pouco do conhecimento e experiência de vocês compartilhadas comigo.

O caminho não é fácil, mas vocês fizeram com que ele fosse leve para ser percorrido.

Obrigado

*“Não procure ser um homem com êxito, e sim
um homem com valores”.*

Albert Einstein.

RESUMO

O setor de saneamento é um dos setores que mais consome energia elétrica no país, todas as empresas de abastecimento de água hoje buscam a redução dos gastos com energia elétrica. Na Companhia Riograndense de Saneamento (CORSAN) este insumo representa o segundo maior custo da companhia, ficando atrás apenas do valor da folha de pagamento dos funcionários. Junto a isto, nos Sistemas de Abastecimento de Água (SAA), existem pontos onde a pressão na rede é excessiva, ou seja, excesso de energia potencial, e para manter esta pressão dentro de níveis aceitáveis utilizam-se equipamentos que reduzem a pressão no sistema, o mais utilizado é a Válvula Redutora de Pressão (VRP), equipamento que reduz a pressão inserindo uma perda de carga na tubulação. Buscando uma alternativa para reduzir o consumo de energia elétrica e aproveitar o desperdício do potencial de energia, este trabalho apresenta um estudo de caso verificando a viabilidade e as vantagens da utilização de um Turbo Gerador Anfíbio (TGA) em substituição a uma VRP, na cidade de Gramado, com o objetivo de melhorar a eficiência energética do sistema aproveitando a energia potencial da água e transformando-a em energia elétrica, interligando o sistema a rede da concessionária de energia, gerando créditos e com isso auxiliando na redução de custos da companhia. Reduzindo o prejuízo em caso de vazamentos e aumentando a eficiência do sistema de distribuição de água. Através de indicadores financeiros, o tempo para retornar o investimento inicial é calculado e apresenta ser viável economicamente, apresentando uma taxa interna de retorno atrativa. A instalação do turbo gerador alia a economia financeira, autossustentabilidade e consciência ambiental.

Palavras-chave: Turbo Gerador Anfíbio, Válvula Redutora de Pressão, Sistemas de Abastecimento de Água.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Bomba funcionando como bomba (a) e bomba funcionando como turbina (b)	26
Figura 2.2 – Turbo gerador anfíbio (a) e vista interna do turbo gerador anfíbio (b)...	27
Figura 2.3 – Turbo gerador anfíbio instalado no Semaes	28
Figura 2.4 – Posicionamento dos reservatórios em relação ao terreno	31
Figura 2.5 – VRP ativa (i), VRP passiva aberta (ii), VRP passiva fechada (iii).....	33
Figura 2.6 – Modo de funcionamento ativo de diferentes sistemas de válvulas reductoras de pressão (VRP).....	34
Figura 2.7 – Resultados da redução de pressão com a utilização de uma VRP.....	34
Figura 3.1 – Fluxograma geral da metodologia proposta	40
Figura 3.2 – Local 1 – Trajeto da adutora	42
Figura 3.3 – Local 1 – Pontos relacionados no trajeto da adutora	42
Figura 3.4 – Local 2 – Trajeto da adutora	43
Figura 3.5 – Local 2 – Pontos relacionados no trajeto da adutora Linha Carazal	44
Figura 3.6 – Perfil de elevação das adutoras	44
Figura 3.7 – SAA de Gramado	47
Figura 3.8 – Equipamentos de medição utilizados	48
Figura 3.9 – Medidor de vazão	48
Figura 3.10 – Projeto básico de instalação do turbo gerador	51
Figura 3.11 – Superfície mostrando a redução de pressão no interior da turbina.....	53
Figura 3.12 – Linhas de fluxo no interior da turbina	54
Figura 3.13 – Vetores de velocidade vista frontal (a) e vetores de velocidade vista diagonal (b) no plano meridional da turbina	54
Figura A.1 – Localização geográfica dos trechos estudados	81
Figura A.2 – Localização geográfica e curva de elevação do local 1	82
Figura A.3 – Localização geográfica e curva de elevação do local 2	82
Figura B.1 – SAA de Canela	83
Figura B.2 – Fluxograma do SAA de Canela	84
Figura B.3 – Fluxograma do SAA de Gramado	84
Figura C.1 – Desenho dimensional para instalação do turbo gerador.....	85
Figura C.2 – Alojamento para o turbo gerador	85
Figura C.3 – Obra civil finalizada.....	86

Figura C.4 – Montagem de tubulações mecânicas	86
Figura C.5 – Turbo gerador e válvula de by-pass	87
Figura C.6 – Painel elétrico e inversor regenerativo.....	87

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 – Evolução do consumo com energia elétrica e despesas com energia elétrica dos prestadores de serviços participantes do SNIS de 2008 a 2018.....	14
Gráfico 4.1 – Vazão instantânea no local de instalação.....	56
Gráfico 4.2 – Histórico de pressão e vazão no ponto 5.....	57
Gráfico 4.3 – Operação do poço da Várzea Grande.....	58
Gráfico 4.4 – Influência na operação do poço da Várzea Grande.....	59
Gráfico 4.5 – Operação do poço da Várzea Grande em um dia.....	59
Gráfico 4.6 – Influência de um vazamento na vazão da rede de distribuição.....	63
Gráfico 4.7 – Influência de um vazamento na pressão da rede de distribuição.....	64
Gráfico 4.8 – Pressão em um dia com consumo elevado.....	64
Gráfico 4.9 – Capacidade de geração anual local 1 e local 2.....	67
Gráfico 4.10 – Capacidade de geração anual local 1.....	71
Gráfico 4.11 – Saldo de caixa para um horizonte de 15 anos.....	72
Gráfico E.1 – Referente ao gráfico 4.2.....	89
Gráfico E.2 – Referente ao gráfico 4.4.....	90

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Ações para redução de custos de energia elétrica em companhias de saneamento básico	35
Quadro 2.2 – Métodos para avaliação e análise de investimentos	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal.....	19
Tabela 2.2 – Geração total de eletricidade.....	22
Tabela 2.3 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil.....	23
Tabela 3.1 – Relação de alturas encontradas	46
Tabela 3.2 – Potencial hidráulico	49
Tabela 4.1 – Valores utilizados na análise	60
Tabela 4.2 – Fluxo financeiro local 1 em um horizonte de 15 anos.....	61
Tabela 4.3 – Resultados obtidos para o local 1.....	62
Tabela 4.4 – Vazão registrada nos dias com vazamento na rede de distribuição.....	63
Tabela 4.5 – Valores utilizados na análise	65
Tabela 4.6 – Valores utilizados na análise	66
Tabela 4.7 – Fluxo financeiro local 2 em um horizonte de 15 anos.....	68
Tabela 4.8 – Resultados obtidos para o local 2.....	69
Tabela 4.9 – Valores utilizados no comparativo entre dados teóricos e simulados...	69
Tabela 4.10 – Fluxo financeiro com dados simulados em um horizonte de 15 anos	71
Tabela 4.11 – Resultados obtidos para o local 1.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BFT	Bomba Funcionando como Turbina
CCO	Centro de Controle Operacional
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CEOPE/HO	Coordenadoria Especial de Operação das Hortênsias
CFD	Computational Fluid Dynamics – Dinâmica dos Flúidos
Computacional	
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IUC LAC	Programa de Cooperação Urbana Internacional da União Europeia, América Latina e Caribe.
IWA	Internacional Water Association
MME	Ministério de Minas e Energia
PCP	Ponto Crítico de Pressão
PDE 2030	Plano Decenal de Expansão 2030
ReCESA	Rede Nacional de Capacitação e Extensão Tecnológica em Saneamento Ambiental
SAA	Sistemas de Abastecimento de Água
SABESP	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SEMAE	Serviço Municipal de Água e Esgoto de São Leopoldo
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
TGA	Turbo Gerador Anfíbio
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VFL	Valor Futuro Líquido
VPL	Valor Presente Líquido
VRP	Válvula Redutora de Pressão

SUMÁRIO

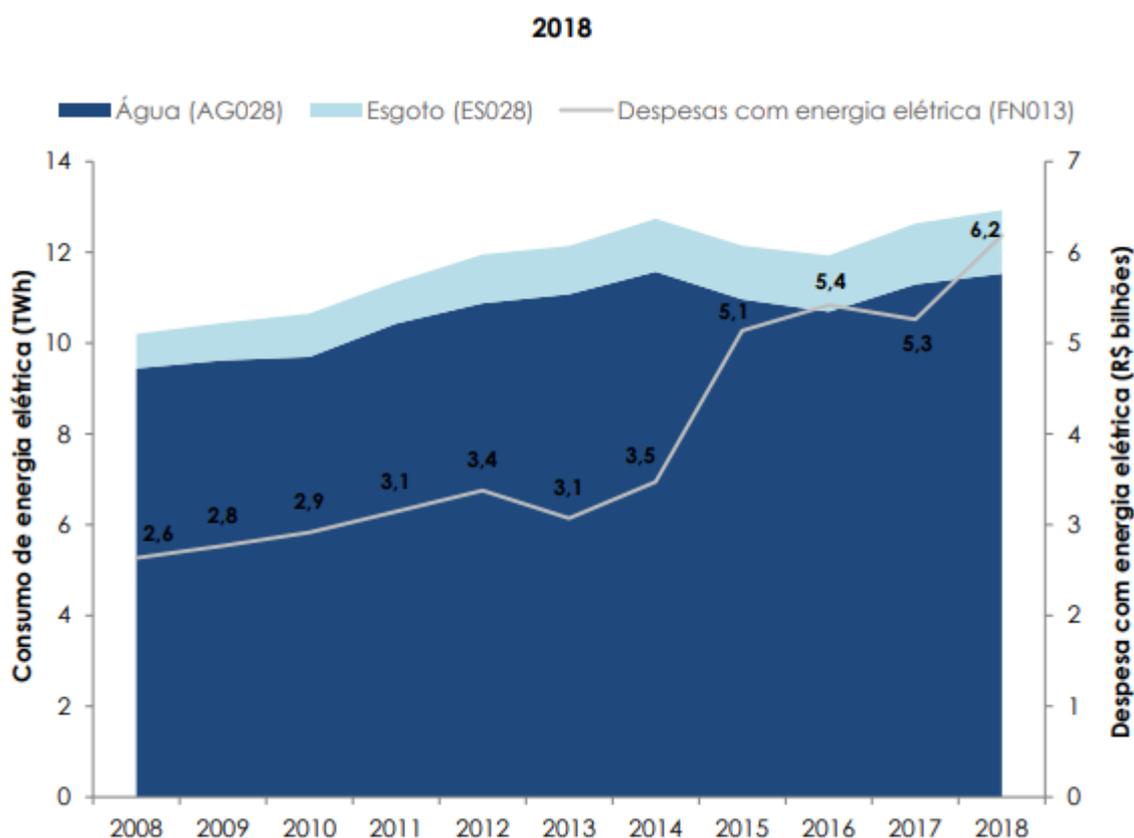
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Justificativa	15
1.2 Objetivos	16
1.2.1 Objetivo Geral	16
1.2.2 Objetivos Específicos	16
1.3 Estrutura do Trabalho	17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 Geração de Energia	18
2.2 Energias Renováveis	18
2.3 Energia Hidráulica	20
2.4 Geração Distribuída	21
2.4.1 TGA na Geração Distribuída	23
2.5 Geradores de Energia Elétrica	24
2.5.1 Geradores Síncronos	24
2.5.2 Geradores Assíncronos.....	25
2.6 Bomba Funcionando como Turbina	25
2.7 Turbo Gerador Anfíbio	26
2.8 Sistema de Abastecimento de Água	29
2.8.1 Perdas no Sistema de Abastecimento.....	32
2.9 Válvulas Redutoras de Pressão (VRP)	32
2.10 Redução do Custo de Energia Elétrica em SAA	35
2.11 Potenciais Pontos de Geração em SAA	36
2.12 Equipamentos de Medição	37
2.12.1 Altímetro Digital	37
2.12.2 Transdutor de Pressão	37
2.12.3 Medidor de Vazão Eletromagnético	37
2.13 Metodologias de Análise de Viabilidade Econômica	37
3 METODOLOGIA	39
3.1 Fluxograma Geral Proposto	39
3.2 Escolha do Local e Levantamento de Dados	40
3.3 Tratamento de Dados e Análise da Viabilidade Técnica da Instalação	49
3.4 Projeto Básico	50

3.5 Avaliação Econômica com Dados Teóricos	51
3.6 Simulação	53
3.7 Execução da Instalação	55
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	56
4.1 Resultados Técnicos e Econômicos com Dados Teóricos para o Local 1 ..	56
4.2 Redução nos Custos de Perda Real para o Local 1	62
4.3 Resultados Técnicos e Econômicos com Dados Teóricos para o Local 2 ..	66
4.4 Comparativo Técnico e Econômico entre Dados Teóricos e Simulados	69
5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros	75
REFERÊNCIAS.....	76
APÊNDICE A – LOCALIZAÇÃO DAS ADUTORAS ESTUDADAS	81
APÊNDICE B – FLUXOGRAMA DE ABASTECIMENTO	83
APÊNDICE C – IMAGENS DAS ETAPAS DE INSTALAÇÃO DO TGA	85
APÊNDICE D – PLANILHA UTILIZADA PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....	88
APÊNDICE E – GRÁFICOS UTILIZADOS NAS ANÁLISES.....	89

1 INTRODUÇÃO

A disponibilidade de recursos energéticos e hídricos é uma condição imprescindível para proporcionar aos países um desenvolvimento econômico sustentável. A água e energia elétrica são dois recursos essenciais e que possuem uma histórica relação de interdependência. O setor de saneamento se destaca dentre os consumidores desses recursos entre os usuários com maiores demandas. O consumo de energia elétrica é indispensável na gestão e operação dos Sistemas de Abastecimento de Água (SAA). Segundo dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS 2018), as despesas com energia elétrica dos prestadores de serviço de saneamento do setor atingem o montante de R\$ 6,19 bilhões, com consumo de 12,9 TWh, compostos por 11,5 TWh com abastecimento de água e 1,4 TWh com esgotamento sanitário, conforme apresentado no Gráfico 1.1.

Gráfico 1.1 – Evolução do consumo com energia elétrica e despesas com energia elétrica dos prestadores de serviços participantes do SNIS de 2008 a 2018



Fonte: SNIS (2018).

Uma das principais discussões observadas atualmente envolvendo os diversos agentes atuantes do setor de saneamento, refere-se ao controle e redução de perdas. As perdas de água constituem-se em um problema mundial, gerando baixas performances à grande maioria dos sistemas.

Conforme Stephens (2002), “A complexidade de um sistema de abastecimento d’água é alta em termos de possibilidade de perda de rendimento e faturamento, reduzir as perdas a zero seria supostamente impossível e demasiadamente dispendioso”.

De acordo com Vinciguera (2009), a questão que envolve a redução da disponibilidade hídrica para consumo direto é inversamente proporcional à sua demanda, isso faz com que os setores relacionados ao abastecimento e distribuição de água sejam obrigados a investir em melhorias de projeto, operação e manutenção, buscando a otimização dos serviços prestados, bem como a redução das perdas, a qual no Brasil não se tem histórico de levantamento de valores aceitáveis de perda admissível.

1.1 Justificativa

Recentemente vem sendo popularizado uma nova tecnologia chamada genericamente como “Bomba Funcionando como Turbina”, ou BFT. Assim como a válvula redutora de pressão (VRP), a BFT insere perda de carga em um ponto específico do sistema, reduzindo assim a pressão a jusante. No entanto, o diferencial da BFT diante a VRP, que simplesmente dissipa a energia hidráulica, a BFT faz um aproveitamento da energia hidráulica transformando-a em energia elétrica.

O uso de BFT’s no Brasil ainda não está muito difundido, embora em outros países como Alemanha, EUA e França as BFT’s já estão sendo instaladas em substituição as turbinas Pelton, Hélice e Francis, para gerar energia em micro estações de geração. A empresa brasileira Higrá, com base nas BFT’s desenvolveu o Turbo Gerador Anfíbio (TGA), equipamento para ser utilizado no aproveitamento de potenciais hidráulicos disponíveis em barragens, adutoras, vertedouros ou qualquer outra fonte de energia hídrica acumulada e transformando-o em energia elétrica.

Na cidade turística de Gramado, localizada na Serra Gaúcha, o sistema de distribuição de água tem pontos com pressões de 11 kgf/cm², os índices de perda

chegam a 30%, e temos um consumo exacerbado em períodos festivos como Natal e Páscoa, e com isso a cidade sofre com constantes faltas de água.

Na linha de medidas utilizadas para o controle e redução de perdas, aborda-se neste trabalho aspectos técnicos e econômicos do controle de pressões na rede de distribuição, seguramente uma das técnicas mais efetivas para este controle. No controle de pressões, podemos destacar a utilização de Válvula Redutora de Pressão (VRP) como sendo um dos principais e mais utilizado equipamento para realizar esse controle, possibilitando manter dentro de níveis aceitáveis as pressões do sistema de distribuição.

Com o objetivo de melhorar a eficiência energética do sistema aproveitando a energia potencial da água e transformando-a em energia elétrica, sabendo que a implantação de bombas funcionando como turbinas é viável em pontos do sistema em que há excesso de energia e elevadas pressões. O tema foi escolhido com a finalidade de reduzir custos e otimizar o sistema, determinando através de cálculos matemáticos, medições *in loco* e embasamento teórico o melhor ponto para instalação do TGA.

Diante do apresentado, o objetivo deste trabalho é identificar a melhor alternativa para a instalação de um TGA em um SAA, visando a melhor taxa de retorno para a Companhia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo para definir a viabilidade técnica e econômica para a instalação de um TGA, de acordo com a vazão e pressão do sistema de abastecimento de água da cidade de Gramado, Rio Grande do Sul, analisando tempo de retorno do investimento considerando a energia gerada.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Estimar a capacidade de geração e analisar o retorno financeiro do investimento em geração distribuída em um SAA.
- b) Verificar a utilização de um TGA como uma alternativa viável nas substituições de VRP's para o controle e redução de pressões da rede.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em 5 capítulos. No capítulo um temos a parte introdutória, onde é apresentada maneiras de se minimizar custos e reduzir perdas para uma companhia de abastecimento de água.

O segundo capítulo apresenta uma fundamentação teórica sobre a geração de energia elétrica, dando ênfase na geração de energia elétrica hidráulica, renovável, destacando a geração distribuída utilizando turbo geradores em sistemas de abastecimento de água, com foco na redução de custos e perdas.

A metodologia do trabalho é apresentada no capítulo 3, levantando as informações técnicas e econômicas propostas para a instalação de um turbo gerador.

Os resultados são apresentados no capítulo 4 e as conclusões e sugestões para trabalhos futuros apresentadas no capítulo 5.

O Apêndice A apresenta a localização das adutoras estudadas, o Apêndice B apresenta informações sobre os sistemas de abastecimento de Gramado e Canela, como o fluxograma. O Apêndice C apresenta informações complementares, como o fluxo da instalação prática do turbo gerador estudado neste trabalho. Através do Apêndice D, a planilha utilizada na análise da viabilidade econômica pode ser verificada.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo é apresentada uma síntese da revisão bibliográfica realizada sobre a produção de energia elétrica através de um turbo gerador, sendo uma fonte de energia renovável, em um sistema de distribuição de água.

2.1 Geração de Energia

A geração de energia elétrica é uma atividade de grande importância para o crescimento de qualquer economia no mundo. Seu consumo é considerado um dos indicadores do desenvolvimento da população mundial (TEIXEIRA, 2002).

Mundialmente, a fonte energética mais utilizada para produzir energia elétrica é proveniente de fontes fósseis e não renováveis, como gás natural, petróleo e o carvão mineral. Nos últimos anos os recursos tradicionais para geração de energia elétrica ou se tornaram escassos ou os efeitos de sua utilização passaram a ser questionados pelo seu efeito negativo nas condições da natureza. Frente a esta situação empresas e governos estão se mobilizando para maximizar a utilização de fontes não renováveis limitadas à sua disponibilidade e de seu impacto ambiental, bem como investindo em novas tecnologias e na utilização de novas fontes, renováveis, com baixo impacto ambiental e com custo de produção aceitável.

2.2 Energias Renováveis

Para fazer frente ao seu crescimento, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque nas fontes renováveis de energia (potencial hidráulico, eólico, biomassa e solar). Segundo a EPE (2016), a realização de investimentos em energia renovável depende de sua atratividade, que, por sua vez, depende da evolução esperada dos custos de geração.

Na tabela 2.1, pode ser visto que as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,8%, em contrapartida temos a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta total de energia, de 34% em 2021 para 32% em 2030. Isto contribui para a estimativa do aumento percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, atingindo o patamar de 48% em 2030.

Tabela 2.1 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2021		2025		2030		2021- 2030
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	% a.a.
Energia Não Renovável	148.766	51	163.176	50	190.729	52	3,1
Petróleo e Derivados	97.450	34	103.449	32	116.644	32	2,5
Gás Natural	33.101	11	40.196	12	49.903	14	4,7
Carvão Mineral e Derivados	13.476	5	14.420	4	15.799	4	2,5
Urânio e Derivados	3.688	1	3.900	1	6.910	2	6,4
Outras Não Renováveis	1.053	0	1.211	0	1.474	0	3,6
Energia Renovável	140.302	49	160.390	50	178.714	48	2,8
Hidráulica e Eletricidade	38.398	13	43.682	14	46.275	13	2,2
Lenha e Carvão Vegetal	24.260	8	26.425	8	26.465	7	1,0
Derivados da Cana-de-Açúcar	53.880	19	59.038	18	64.192	17	2,0
Outras Renováveis	23.764	8	31.245	10	41.782	11	6,9
Total	289.069	100	323.566	100	369.442	100	3,0

Fonte: adaptado de MME, 2021

O Plano Decenal de Expansão 2030 (PDE 2030) adotou como uma das principais diretrizes a priorização da participação de fontes renováveis para atender ao consumo de energia elétrica no horizonte decenal, compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa (MME, 2021).

2.3 Energia Hidráulica

De acordo com Chagas (2010), a energia hidráulica é utilizada desde os princípios da civilização como forma de transformar a energia cinética dos corpos d'água em energia cinética para utilização em suas produções locais como no caso de rodas d'água movimentando engrenagens para a utilização em moinhos.

A água presente em um local elevado a alguns metros do chão possui uma energia potencial hidráulica proporcional a essa elevação. Para Chagas (2010), com o descobrimento da energia elétrica, a energia contida no movimento de águas foi então utilizada para a transformação da energia hidráulica em energia elétrica. A energia das águas pode ser convertida na forma de energia mecânica através de turbinas hidráulicas e estas, por sua vez, acionam geradores elétricos, os quais transformam a energia mecânica da rotação do eixo em energia elétrica.

2.3.1 Cálculo do Potencial de Geração de Energia

A transformação da energia cinética em qualquer outro tipo de energia citado pode ser expressa em energia potencial de um corpo hídrico, de acordo com a equação (1):

$$P_n = Q \cdot h_d \cdot g \cdot \rho \quad (1)$$

P_n : Potencial da planta geradora

Q : vazão turbinada expressa em m^3/s ;

h_d : Queda disponível em metros;

g : aceleração da gravidade, igual a $9,81 m/s^2$;

ρ : massa específica da água, igual a $1000 kg/m^3$;

O potencial de um grupo gerador de energia hidráulica tem a potência elétrica nominal determinada através da equação (2):

$$P_u = \eta_{tot} \cdot Q \cdot H_u \cdot \gamma \quad (2)$$

P_u : Potência útil do sistema;

η_{tot} : rendimento total da planta geradora, adimensional;

γ : peso específico da água, igual a 9,81 kN/m³;

Q: vazão turbinada expressa em m³/s;

Hu: queda útil expressa em metros (queda teórica subtraindo as perdas de carga localizadas e as perdas de carga distribuídas).

A validação do potencial hídrico de geração se inicia com o estudo das capacidades de produção em kWh considerando o período de 24 horas/dia durante um ano, simplificada e pode ser obtido com a relação de energia produzida apresentado na equação (3):

$$E = P_u \cdot 8760 \quad (3)$$

E: Energia potencial em kWh/ano;

Pu: Potência útil do sistema.

2.4 Geração Distribuída

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, criou as centrais de micro e minigeração distribuída, por meio da Resolução Normativa ANEEL 482/2012. Com esta resolução centrais geradoras podem injetar energia ativa no sistema de distribuição e ceder temporariamente esta energia à distribuidora local, criando um crédito em quantidade de energia ativa posteriormente resgatável através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2012).

No início apenas centrais geradoras com até 100 kW de potência instalada podiam se enquadrar ao conceito de microgeração, e superior a 100 kW até 1 MW ao conceito de minigeração distribuída. Com a publicação da Resolução Normativa ANEEL 687/2015, alterou-se as regras de geração distribuída ao elevar a potência limite das pequenas centrais geradoras para 3 MW (fontes hídricas) e 5 MW (cogeração qualificada e demais fontes renováveis) e criou modelos de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e

autoconsumo remoto, permitindo assim a compensação da energia em local diferente da unidade consumidora que a produziu (ANEEL, 2015).

A geração distribuída pode ser definida como toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou situada no próprio consumidor. A grande vantagem da geração distribuída sobre a geração central está na economia nos grandes investimentos de instalação e transmissão, reduzindo as perdas neste processo e melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (INEE, 2020).

De acordo com o PDE 2030, as estimativas para a geração de eletricidade, incluindo a autoprodução e a Geração Distribuída (GD) pode ser verificada na tabela 2.2. Podemos notar um aumento de 4 TWh (2021) para 9 TWh (2030) em autoprodução e geração distribuída com fonte de energias hidráulicas, representando um aumento de 125% (MME, 2021).

Tabela 2.2 – Geração total de eletricidade

Geração	2021		2025		2030	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Centralizada						
Hidráulica	442	67	502	65	530	58
Gás Natural	18	3	20	3	32	4
Carvão	7	1	8	1	4	0
Nuclear	14	2	15	2	26	3
Biomassa	36	5	37	5	39	4
Eólica	65	10	79	10	128	14
Solar (centralizada)	8	1	11	1	21	2
Outros	8	1	10	1	13	1
Autoprodução e GD						
Biomassa	30	5	36	5	43	5
Solar	7	1	22	3	32	3
Eólica	0,1	0	0,1	0	0,1	0
Hidráulica	4	1	6	1	9	1
Não Renováveis	24	4	27	4	33	4
Subtotal	66	10	91	12	117	13
Total	663	100	773	100	909	100

Fonte: adaptado de MME, 2021

Ao analisar a capacidade instalada total no Brasil em um horizonte de 10 anos, podemos verificar que a geração distribuída com fontes renováveis tem previsão de aumentar seu volume de 6 MW (2021) para 25 MW (2030) de acordo com a tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil

Fonte	2021	2025	2030
	MW		
Centralizada	168	168	196
Renováveis	143	149	170
Não-Renováveis	25	19	26
Autoprodução	12	13	15
Renováveis	6	7	9
Não-Renováveis	5	6	7
Geração Distribuída	6	16	25
Renováveis	6	16	24
Não-Renováveis	0,1	0,3	0,6
Total Disponível	186	197	236
Renováveis	156	172	203
Não-Renováveis	30	25	33

Fonte: adaptado de MME, 2021

Isto representa que a geração distribuída no Brasil está em uma curva ascendente, e com isto contribuindo para o cumprimento das metas assumidas no Acordo de Paris, onde o Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de gases do efeito estufa em 37% em relação aos níveis de 2005 e como contribuição indicativa subsequente, em 2030, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005 (MME, 2021).

2.4.1 TGA na Geração Distribuída

A utilização de turbo gerador anfíbio para a geração de energia aproveita o potencial hidráulico de um local e converte a energia potencial da queda d'água em energia cinética na rotação da turbina, que por sua vez faz o eixo do gerador se

movimentar e com isso gerar energia elétrica. De acordo com Higura (2020), esse tipo de geração distribuída é de fácil implementação e simples configuração. Além disso, a geração utilizando o TGA alia a economia financeira, autossustentabilidade e consciência ambiental.

2.5 Geradores de Energia Elétrica

De acordo com Fitzgerald et al. (2006), as máquinas elétricas são elementos conversores eletromecânicos de energia. Esta conversão de energia refere-se ao relacionamento de forças elétricas e magnéticas com forças mecânicas aplicadas à matéria e ao movimento. Como resultado desta relação, energia mecânica pode ser convertida em energia elétrica e vice-versa.

Os motores elétricos são responsáveis por transformar energia elétrica em mecânica e os geradores tem a função de transformar a energia mecânica em energia elétrica. Os geradores elétricos podem ser classificados em duas categorias, geradores síncronos e assíncronos.

2.5.1 Geradores Síncronos

De acordo com Fitzgerald et al. (2014), os geradores síncronos operam com velocidade constante, em sincronia com a frequência da tensão alternada aplicada em seus terminais. A variação do campo magnético necessária à indução eletromagnética é obtida através da rotação do rotor, constituído de material ferromagnético envolto em um enrolamento. Esse enrolamento, também chamado enrolamento de campo, tem a função de produzir um campo magnético constante que interage com o campo produzido pelo enrolamento do estator. O campo magnético do rotor induz a tensão nos enrolamentos do estator. O gerador síncrono recebe a energia mecânica vinda do eixo da turbina, cuja rotação deve ser constante e controlada, uma vez que a frequência da tensão trifásica é função desta velocidade. O enrolamento de campo do rotor deve ser alimentado por uma fonte de tensão contínua, de forma que, ao girar, o campo magnético gerado pelos polos do rotor tenha um movimento relativo aos condutores dos enrolamentos do estator. Esse movimento produz a variação do

campo magnético necessário à indução de tensão em seus terminais, de acordo com a lei de Faraday (FITZGERALD et al.; 2014).

2.5.2 Geradores Assíncronos

Para Fitzgerald et al. (2014), os geradores assíncronos possuem limitada capacidade de regular a tensão e geram uma tensão e frequência equivalentes à sua velocidade de giro. O campo girante opera na velocidade do rotor, ou seja, da máquina primária (turbina), entretanto, ao ser aplicado um conjugado externo ao gerador, o seu rotor diminuirá a velocidade, gerando um aumento na corrente induzida, esta gerada pela diferença de rotação entre o campo girante e o rotor.

Para que o gerador assíncrono possa converter a potência de eixo em potência ativa, é necessário fornecê-lo potência reativa, uma vez que ele é desprovido de enrolamento de campo. Essa potência reativa pode ser fornecida pela rede, no caso de um sistema interligado, ou por um banco de capacitores, quando se deseja operar com tensão e frequência constante, porém com velocidade variável, deve-se utilizar um gerador de indução bobinado, conseguindo-se a excitação através de um ciclo-conversor (CHAPALLAZ et al.; 1992).

2.6 Bomba Funcionando como Turbina

Para Alves (2010), a utilização de bombas funcionando como turbina tem sido alvo de pesquisas ao longo dos últimos 80 anos, quando engenheiros alemães acidentalmente descobriram que bombas operavam eficientemente como turbinas, ao realizarem estudos para melhorar as características de operação das bombas. Nas décadas de 50 e 60, começou a desenvolver-se o conceito de usinas reversíveis nos países desenvolvidos, neste nicho as BFTs encontraram uma de suas importantes aplicações.

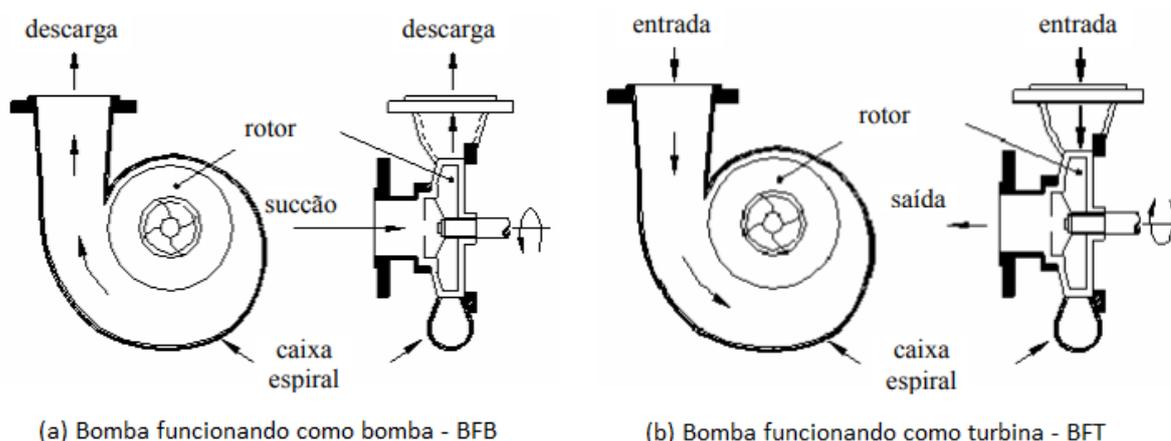
De acordo com Santos (2019), com o passar do tempo, cada vez mais estudos e metodologias foram sendo realizados. No Brasil, o estudo de BFTs é uma das linhas de pesquisa do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, vinculado à Universidade Federal de Itajubá, e do Centro de Pesquisas Hidráulicas e Recursos Hídricos – CPH, da Universidade Federal de Minas Gerais. Os estudos desenvolvidos no CERPCH contemplam o processo de seleção de BFT,

avaliações experimentais de desempenho e propostas de micro sistemas de geração de energia elétrica.

Alguns estudos realizados, como os de Balarim et al. (2004) e Lopes (2003), indicam que a bomba funcionando como turbina é economicamente viável para aplicações em sistemas de pequeno porte, limitados a um patamar em torno de 150 kW de potência.

Para que a bomba opere como turbina é necessário que o sentido do fluxo do fluido seja inverso, cuja consequência é a inversão da rotação do rotor, e pode ser visto na figura 2.1.

Figura 2.1 – Bomba funcionando como bomba (a) e bomba funcionando como turbina (b)



Adaptado de VIANA, 1987

Segundo Viana (1987), quando os processos construtivos e hidráulicos de bombas e turbinas são analisados, percebe-se que estes equipamentos são bastante semelhantes, desempenhando, porém, processos opostos. As bombas são máquinas geratrizes, que convertem a energia mecânica, fornecida pelo motor, primeiramente em energia cinética e, finalmente em energia de pressão. Já a turbina realiza o processo oposto, convertendo a energia hidráulica disponível em potência no eixo.

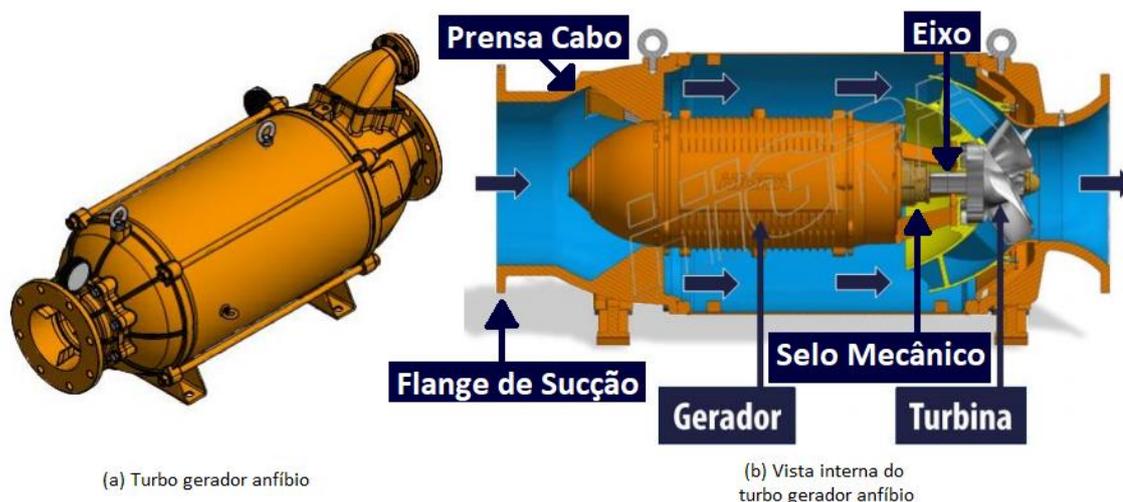
2.7 Turbo Gerador Anfíbio

De acordo com a empresa brasileira Higrá (2020), o TGA é um equipamento proposto para ser utilizado no aproveitamento de potenciais hidráulicos disponíveis

em barragens, adutoras, vertedouros ou qualquer outra fonte de energia hídrica acumulada.

O maior diferencial deste equipamento para uma BFT convencional é que este é totalmente integrado, incluindo gerador elétrico, turbina e sistema elétrico de controle, em um conjunto monobloco construído a partir da tecnologia anfíbia. O gerador elétrico é refrigerado pelo próprio fluido que passa pela máquina, o que lhe garante excelente condição operacional e ótimo rendimento. A forma construtiva do equipamento permite que este opere em diversas condições climáticas, não sendo afetado por intempéries, como chuvas, ventos e temperaturas ambientes. O equipamento e a vista interna do equipamento podem ser verificados na figura 2.2.

Figura 2.2 – Turbo gerador anfíbio (a) e vista interna do turbo gerador anfíbio (b)



Fonte: adaptado de HIGRA, 2020

De acordo com Higura (2020), as principais características técnicas do TGA são:

- Gerador de indução assíncrono, submerso e trifásico;
- Tecnologia anfíbia;
- Sistema monobloco e compacto;
- Fácil instalação em qualquer posição;
- Baixo custo de instalação;
- Não há necessidade de alinhamento de eixo;
- Conceito que facilita a instalação e remoção do equipamento;
- Alta eficiência e durabilidade;
- Silencioso;
- Permite instalações submersas, enterradas ou ao ar livre;

- Microgeração distribuída “on grid”.

Dados operacionais:

- Frequência (Hz) 60
- Número de Pólos 4
- Rendimento Hidráulico (%) 65 a 82
- Vazão (m³/h) 600 a 1400
- Queda (m) 20 a 90
- Potencial de Geração (kW) 20 a 500

Em 2018, um turbo gerador anfíbio foi instalado no sistema de abastecimento de água do Serviço Municipal de Água e Esgoto de São Leopoldo (Semaes), no Rio Grande do Sul, e é apresentado na figura 2.3. O equipamento também faz parte do acordo de cooperação estabelecido pelo município de São Leopoldo com a cidade portuguesa de Viana do Castelo, a partir do Programa de Cooperação Urbana Internacional da União Europeia, America Latina e Caribe (IUC LAC). O turbo gerador garante o máximo aproveitamento hidroenergético, controlando a pressão das redes, diminuindo o rompimento das tubulações, ao mesmo tempo em que gera energia elétrica com o movimento de suas turbinas (SEMAE, 2021).

Figura 2.3 – Turbo gerador anfíbio instalado no Semaes



Fonte: HIGRA, 2021

A tecnologia da Higra é planejada para cada cliente de forma única, além do Semaes, no RS, a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp), em São Bernardo do Campo, também instalou o equipamento em 2018, tornando as duas empresas pioneiras no Brasil (HIGRA, 2021).

A Higr (2020) oferece o TGA como sendo uma solução integrada de geração, os turbos geradores anfíbios já são fornecidos com todo o sistema de acionamento, controle e devolução da energia elétrica sincronizada com a rede existente local na forma de geração distribuída.

2.8 Sistema de Abastecimento de Água

De acordo com Netto et al. (1998), o sistema de abastecimento de água representa o “conjunto de obras, equipamentos e serviços destinados ao abastecimento de água potável a uma comunidade para fins de consumo doméstico, serviços públicos, consumo industrial e outros usos”.

A água fornecida pelo sistema deve atender aos padrões de potabilidade. Para o abastecimento de água, a melhor saída é a solução coletiva, exceto no caso de comunidades rurais que se encontram muito afastadas. Tsutiya (2004) descreve o sistema de abastecimento de água sendo composto por diversos componentes, são eles:

Manancial: Segundo Tsutiya (2004), são corpos de água superficiais ou subterrâneos, de onde são retiradas a água para o abastecimento. O manancial de abastecimento público é a fonte de água doce utilizada para o consumo humano ou desenvolvimento de atividades econômicas. A água disponível nos mananciais precisa possuir qualidade suficiente para atender aos requisitos mínimos de qualidade físico-químicos e bacteriológicos, assim como no que diz respeito aos aspectos quantitativos; se o manancial é capaz de suprir a necessidade da comunidade. A disponibilidade de água é um dos principais fatores que limitam o desenvolvimento de cidades.

Captação: É definida como sendo o conjunto de estruturas e dispositivos, construídos ou montados junto ao manancial, com a finalidade de retirar a água suficiente ao sistema de abastecimento (Tsutiya, 2004). As instalações da captação devem atender a demanda em qualquer período do ano, retirando a água suficiente e com a melhor qualidade possível.

Estação elevatória: De acordo com Tsutiya (2004), é o conjunto de obras e equipamentos destinados a recalcar a água para a unidade seguinte. Nos SAA, existem várias estações elevatórias, geralmente são chamadas de “booster”, pois são responsáveis por aumentar a pressão e/ou vazão em adutoras da rede de distribuição de água, seja ela bruta ou tratada.

Adutora: São as tubulações principais destinadas a conduzir água entre as unidades de um SAA, as adutoras antecedem a rede de distribuição. Elas interligam a captação à estação de tratamento de água, e esta aos reservatórios. A adução pode ser realizada de acordo com a energia de movimentação da água: gravidade, recalque e mista, de acordo com o modo de escoamento: livre, forçada e mista e de acordo com a natureza da água: bruta e tratada. As adutoras não distribuem a água aos consumidores, mas podem ser derivadas em sub-adutoras.

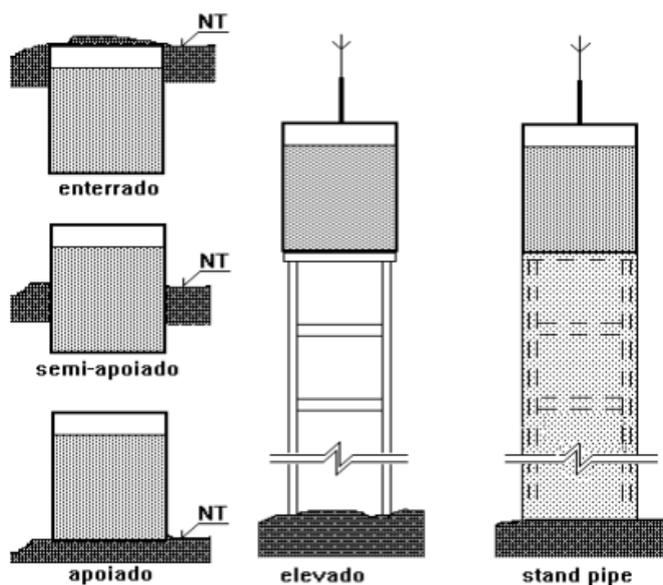
Estação de tratamento de água: É o conjunto de estruturas destinadas a tratar a água de modo que ela atinja os padrões de potabilidade. Segundo Netto (1998), o tratamento da água é feito para atender a várias finalidades:

- Finalidades higiênicas: remoção de bactérias, eliminação ou redução de substâncias tóxicas ou nocivas; redução do excesso de impurezas; redução de teores elevados de compostos orgânicos, algas, protozoários e outros microrganismos.
- Finalidade estéticas: correção da cor, turbidez, odor e sabor.
- Finalidades econômicas: redução da corrosividade, dureza, cor, turbidez, ferro, manganês, odor e sabor.

A água tratada deve obedecer a padrões de dureza, cor, turbidez, odor, sabor, concentração de patogênicos e carga orgânica estabelecidos por normas antes de ser liberada para o sistema de distribuição.

Reservatório: Os reservatórios de distribuição são responsáveis por armazenar água para atender às variações de consumo, às demandas de emergência e também para atender as limitações de pressão estabelecidas por norma. Eles podem estar localizados a montante ou a jusante nos sistemas de distribuição, de acordo com a sua finalidade. A posição que o reservatório ocupa em relação ao terreno pode ser vista na figura 2.4.

Figura 2.4 – Posicionamento dos reservatórios em relação ao terreno



Fonte: (www.dec.ufcg.edu.br/saneamento)

A estrutura deve ter dimensões e proporções adequadas para suportar esforços impostos sobre ela. As paredes do reservatório precisam ter resistência apropriada para suportar a pressão interna, etc. Os materiais construtivos, variam desde alvenaria de tijolos, concreto armado, aço, fibra de vidro, etc.

Redes de distribuição: É a parte do SAA formada por tubulações e acessórios, destinados a colocar à disposição água potável aos consumidores, de forma contínua, em quantidade e pressão recomendada. De acordo com a norma da ABNT, NBR 12218/1994 que define as condições gerais e específicas para projeto de rede de distribuição de água para abastecimento público, a pressão estática máxima deve ser de 500kPa (50mca) e a pressão dinâmica mínima de 100 kPa (10mca). Na CORSAN, de acordo com norma interna da empresa, esses limites são de 400kPa (40mca) e 100kPa (10mca) respectivamente.

Para atender a estes limites, a rede de distribuição pode ser dividida em zonas de pressão, com reservatórios próprios ou simplesmente utilizando VRPs nas entradas ativas de cada zona.

O sistema de abastecimento de água deve fornecer ao usuário uma água de boa qualidade, quantidade adequada e pressão suficiente.

2.8.1 Perdas no Sistema de Abastecimento

Quando se trata de perdas no SAA, de acordo com o Internacional Water Association (IWA), podem ser identificadas em dois tipos.

- **Perda Não-Física, Perda Aparente ou Perda Comercial:** que é o volume de água consumido, porém não contabilizado pelas companhias de saneamento, decorrentes de erros de medição no hidrômetro, fraudes, entre outras. Nesse caso a água não é faturada, acarretando o prejuízo para a empresa que teve que custear a sua produção.
- **Perda Física ou Perda Real:** corresponde ao volume de água que não chega ao consumidor final, devido a vazamentos ou extravasamentos.

2.9 Válvulas Redutoras de Pressão (VRP)

Para o devido controle de pressão nas redes de distribuição de água, são utilizadas as válvulas redutoras de pressão, que se apresentam como uma das mais importantes e eficazes ferramentas para o controle de perdas reais de água. Com a sua utilização, consegue-se diminuir e manter controlada a pressão em toda a rede à jusante da válvula, obtendo-se uma menor vazão de perda de água pelos vazamentos existentes na tubulação, podendo evitar, inclusive, o surgimento de novos pontos de rompimento nas adutoras e ramais.

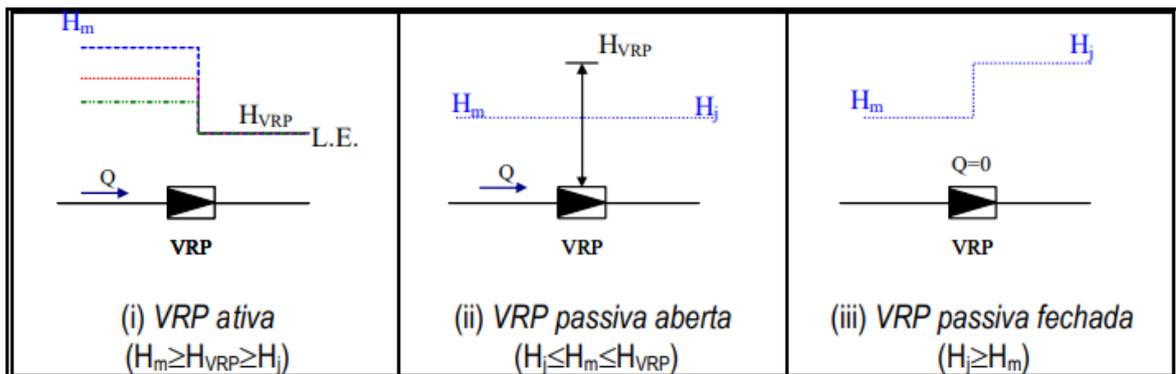
Ao controlar-se a pressão, ao mesmo tempo se controla a ocorrência de vazamentos, uma vez que estes são uma função dependente da pressão ocorrida no sistema. Estas válvulas podem ser controladas mecânica ou eletronicamente e permitem uma gestão mais eficiente das pressões de trabalho pretendidas.

A VRP pode funcionar de três modos distintos (RAMOS et al., 2004):

1. Na forma ativa, onde a válvula provoca uma perda de carga localizada no sistema reduzindo o valor da pressão a jusante, figura 2.5 (i);

2. Na forma passiva aberta, onde a válvula abre totalmente, diminuindo a perda de carga quando a pressão a montante é inferior à pressão mínima estabelecida, figura 2.5 (ii);
3. Na forma passiva fechada, onde a válvula funciona de forma semelhante a uma válvula de retenção, ocorre quando a pressão a jusante é maior que a de montante, figura 2.5 (iii).

Figura 2.5 – VRP ativa (i), VRP passiva aberta (ii), VRP passiva fechada (iii)

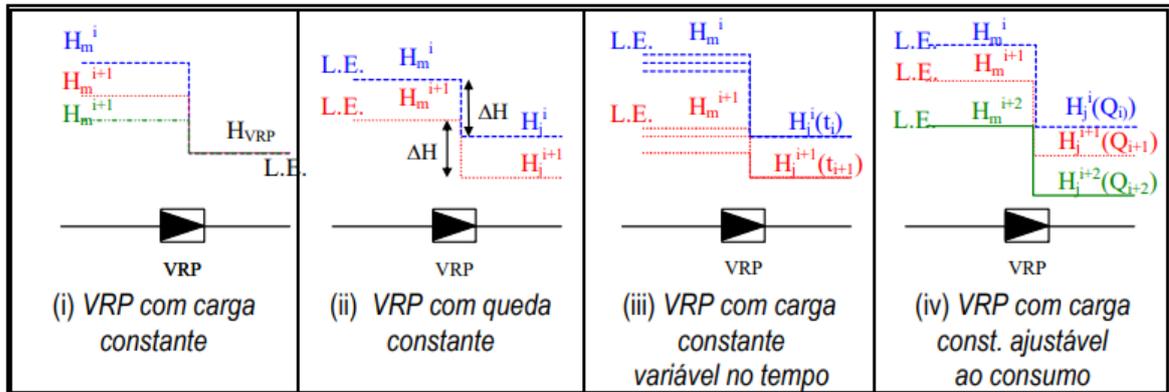


Fonte: RAMOS, 2004

No estado ativo da VRP quatro sistemas de funcionamento destacam-se (RAMOS et al.; 2004):

1. VRP com carga constante e igual a um determinado valor, pré estabelecido (H_{VRP}), independente da pressão a montante, figura 2.6 (i);
2. VRP com queda constante na pressão a jusante para qualquer valor de pressão a montante, mantendo constante o diferencial ΔH , figura 2.6 (ii);
3. VRP com carga constante variável no tempo, análogo ao da VRP com carga constante, no entanto, a pressão é mantida constante em intervalos no tempo, pré-definidos, variando de intervalo para intervalo, figura 2.6 (iii);
4. VRP com carga ajustável automaticamente em função do consumo, figura 2.6 (iv).

Figura 2.6 – Modo de funcionamento ativo de diferentes sistemas de válvulas redutoras de pressão (VRP)

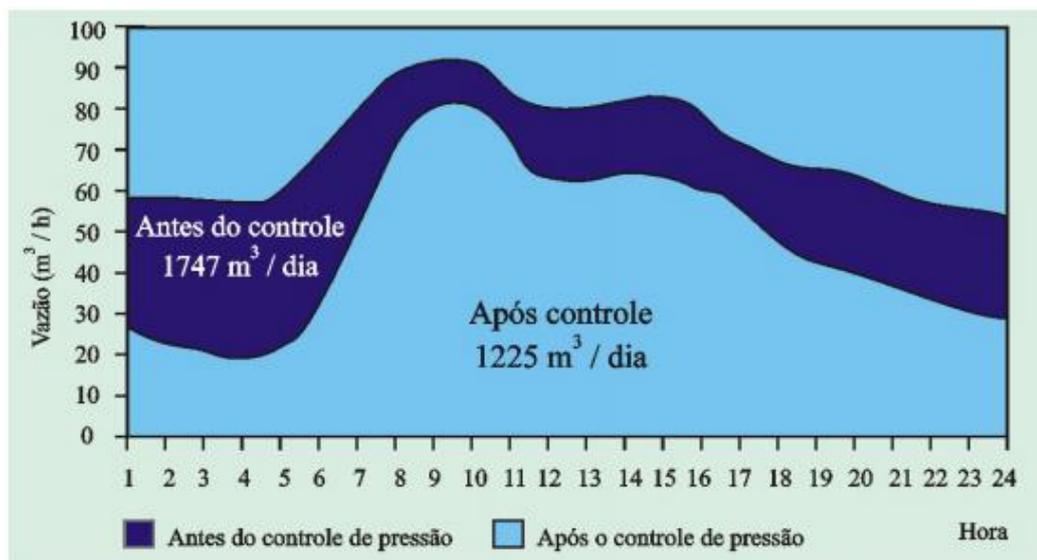


Fonte: RAMOS, 2004

A determinação do tipo de válvula e do tipo de controle depende de alguns fatores como o tamanho e complexidade do sistema de distribuição, consequências da redução de pressão, custo de instalação e manutenção, previsão da economia de água e condição mínima de serviço.

De acordo com ReCESA (2008), diversos estudos têm sido realizados com a utilização de VRPs, a figura 2.7 apresenta um dos estudos realizados pela Sabesp com a utilização da VRP. Antes do controle de pressão na rede, a vazão diária era de 1747 m³/dia, após a instalação da válvula redutora de pressão, esta vazão reduziu para 1225 m³/dia.

Figura 2.7 – Resultados da redução de pressão com a utilização de uma VRP



Fonte: TARDELLI FILHO, 2004

Na grande maioria, os resultados destes estudos são excelentes e com isso conclui-se que a VRP é um equipamento adequado, tanto do ponto de vista técnico, como econômico, para a redução efetiva de perdas reais.

2.10 Redução do Custo de Energia Elétrica em SAA

Segundo Gomes (2009), o setor de saneamento é o mais estratégico no que diz respeito ao uso conjunto de água e energia. O uso racional destes elementos é um requisito indispensável para o desenvolvimento econômico e social no mundo contemporâneo.

Apesar do enorme potencial estratégico, de acordo com Teixeira (2016), o setor de saneamento devido a sua estruturação regionalizada, com base em companhias estaduais e serviços municipais, não possui suporte em nível nacional que permita a existência de modelagem técnico-operacional capaz de induzir a disseminação das tecnologias aplicáveis ao segmento.

Cada litro de água que se move pelo SAA representa um significativo custo de energia.

De acordo com James et al, o consumo de energia na maioria dos sistemas de água em todo o mundo poderia ser reduzido em pelo menos 25% através de ações de eficiência com custo otimizado.

A energia elétrica em SAA é intensamente utilizado em toda cadeia do saneamento, desde a captação, transporte, tratamento até a distribuição, sendo assim, a redução no consumo de energia elétrica é um tema no qual vem sendo cada vez mais difundido e tratado pelas companhias de saneamento.

Tsutiya (2001) destaca várias ações que podem ser implementadas para a redução no custo de energia elétrica das companhias de saneamento básico, e podem ser verificadas através do quadro 2.1.

Quadro 2.1 – Ações para redução de custos de energia elétrica em companhias de saneamento básico

Redução do desembolso financeiro	Reduzir multas contratuais; Adequar modalidade tarifária; Otimizar e controlar a demanda; Controlar e ajustar o fator de potência.
---	---

Racionalização de uso	Eliminar desperdícios; Adequar rotinas operacionais; Adequar equipamentos; Adequar instalações.
Alteração do controle operacional	Aumentar a capacidade de reservação em horário de ponta; Aplicar rotação variável no bombeamento.
Automação	Captação; Elevatória; Tratamento; Reservação; Distribuição.
Gerar energia elétrica	Hidráulica; Gás de esgoto; Diesel; Solar.

Fonte: adaptado de TSUTIYA, 2001

2.11 Potenciais Pontos de Geração em SAA

De acordo com Sosnoski (2015) as redes de grandes dimensões e com vazões significativas e de grande solicitação (como as adutoras) oferecem maiores potenciais de geração de energia. Entre os conceitos de adução estudados, a adução por gravidade é a mais atrativa do ponto de vista de geração de energia elétrica utilizando BFT. Segundo Fonseca (2018) caso a BFT não funcione por gravidade a mesma irá gerar uma perda de carga que deverá ser superada pela estação elevatória, aumentando assim o consumo de energia que será maior que a potência gerada.

Dentre as instalações típicas com maior potencial para geração de energia, destacam-se além das adutoras, entre reservatórios de abastecimento, na saída de barragens, rios e cachoeiras, na saída ou entrada de estações de tratamento de água e substituindo válvulas redutoras de pressão. Ao realizar a substituição de VRPs por turbinas, turbogeradores ou BFTs em redes de distribuição, a energia antes dissipada pela válvula é aproveitada para a geração de energia elétrica.

2.12 Equipamentos de Medição

2.12.1 Altímetro Digital

É constituído de uma cápsula metálica vedada a vácuo que com a variação da pressão atmosférica se deforma. Esta deformação é indicada em um visor LCD, típico dos aparelhos eletrônicos. O altímetro é dito *compensado* quando possui um dispositivo que indica a correção a ser feita no valor da altitude por efeito da temperatura (BRANDALIZE, 2021).

2.12.2 Transdutor de Pressão

O transdutor de pressão utilizado, de acordo com a fabricante Vórtice, utiliza um sensor capacitivo de diafragma. Com o aumento de pressão, tem-se um incremento na capacitância. A variância da capacitância do sensor é convertida em sinal linear contínuo em seu circuito transdutor. O sinal em questão tem uma variação de 4 a 20 mA (VÓRTICE, 2021).

2.12.3 Medidor de Vazão Eletromagnético

O princípio de funcionamento deste tipo de medidor baseia-se na Lei de Faraday, onde a tensão induzida é gerada por um condutor (neste caso a água) em movimento em um campo magnético. Este sensor possui um par de bobinas magnéticas situadas em volta do tubo, onde um ou mais pares de eletrodos encontram-se em contato com o fluido. Sabendo a densidade do fluido e a distância entre os eletrodos, a tensão que se forma entre os mesmos é diretamente proporcional à velocidade do fluido (GOMES, 2007).

2.13 Metodologias de Análise de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade busca identificar e quantificar as estimativas de um novo projeto a partir de métodos de investimentos a melhor oportunidade que irá gerar valor à empresa.

Silva (2005) afirma que para analisar a viabilidade econômica de um investimento, utiliza-se métodos de análise que facilitam a escolha da melhor

alternativa de investimento. Os principais métodos utilizados para avaliação e análise de investimentos podem ser verificados através do quadro 2.2.

Quadro 2.2 – Métodos para avaliação e análise de investimentos

<p>Método do valor presente líquido – VPL: determina o valor no momento inicial de uma operação, considerando um fluxo de caixa composto de receitas e dispêndios, descontados com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).</p>
<p>Método do valor futuro líquido – VFL: determina o valor no momento futuro de uma operação, considerando um fluxo de caixa composto de receitas e dispêndios, aplicando-se a TMA a cada valor de fluxo de caixa.</p>
<p>Método de taxa de retorno: a taxa de juros que anula o valor presente líquido correspondente à Taxa Interna de Retorno (TIR). Entre duas alternativas econômicas com TIR diferentes, a que tiver a maior taxa significa que o investimento vai proporcionar maior retorno. O investimento será economicamente atraente apenas se a TIR for maior do que a TMA.</p>
<p>Método do prazo de retorno: considera a apuração do tempo adequado para que o somatório dos benefícios econômicos de caixa se nivele ao somatório dos dispêndios de caixa.</p>
<p>Índice de lucratividade: é a comparação de dois investimentos. Acha-se o VPL, que depois é dividido pelo valor do investimento inicial, e então se encontra o índice.</p>
<p>Payback simples: considera em quanto tempo se dará o retorno do investimento inicial.</p>
<p>Payback descontado: mesmo conceito do payback simples, mas o fluxo de caixa é analisado depois que se deduz a capitalização da taxa de desconto, isto é, o VPL.</p>

Fonte: adaptado de SILVA, 2005

Para Santos (2001), as decisões de investimentos são importantes para a empresa porque envolvem valores significativos e geralmente têm um alcance a longo prazo.

A aquisição de inovações tecnológicas e equipamentos modernos são feitas com o objetivo de melhorar o desempenho e eficiência de uma empresa. Estas metodologias auxiliam na verificação da viabilidade econômica de projetos e justificam seu investimento. Neste estudo, serão utilizados os métodos de valor presente líquido, taxa de retorno, payback simples e payback descontado.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para a instalação de um turbo gerador em um sistema de distribuição de água. O capítulo está dividido em 7 seções principais, o fluxograma da metodologia proposta é apresentado na figura 3.1 e corresponde a primeira seção do capítulo. A seção seguinte trata da escolha do local e levantamento de dados para a instalação de um TGA. A terceira seção apresenta o tratamento dos dados coletados e a análise da viabilidade técnica da instalação, a quarta seção apresenta o projeto básico do TGA. O projeto avança com a simulação realizada pelo fabricante do equipamento sendo apresentada na seção 6, com resultados satisfatórios as etapas da execução da instalação são apresentadas na seção 7.

3.1 Fluxograma Geral Proposto

A metodologia geral proposta para a análise da viabilidade técnica e econômica para a instalação de um turbo gerador anfíbio na rede de distribuição de água da cidade de Gramado, segue o fluxograma geral apresentado na figura 3.1. A proposta consiste em determinar o melhor local para instalação do TGA.

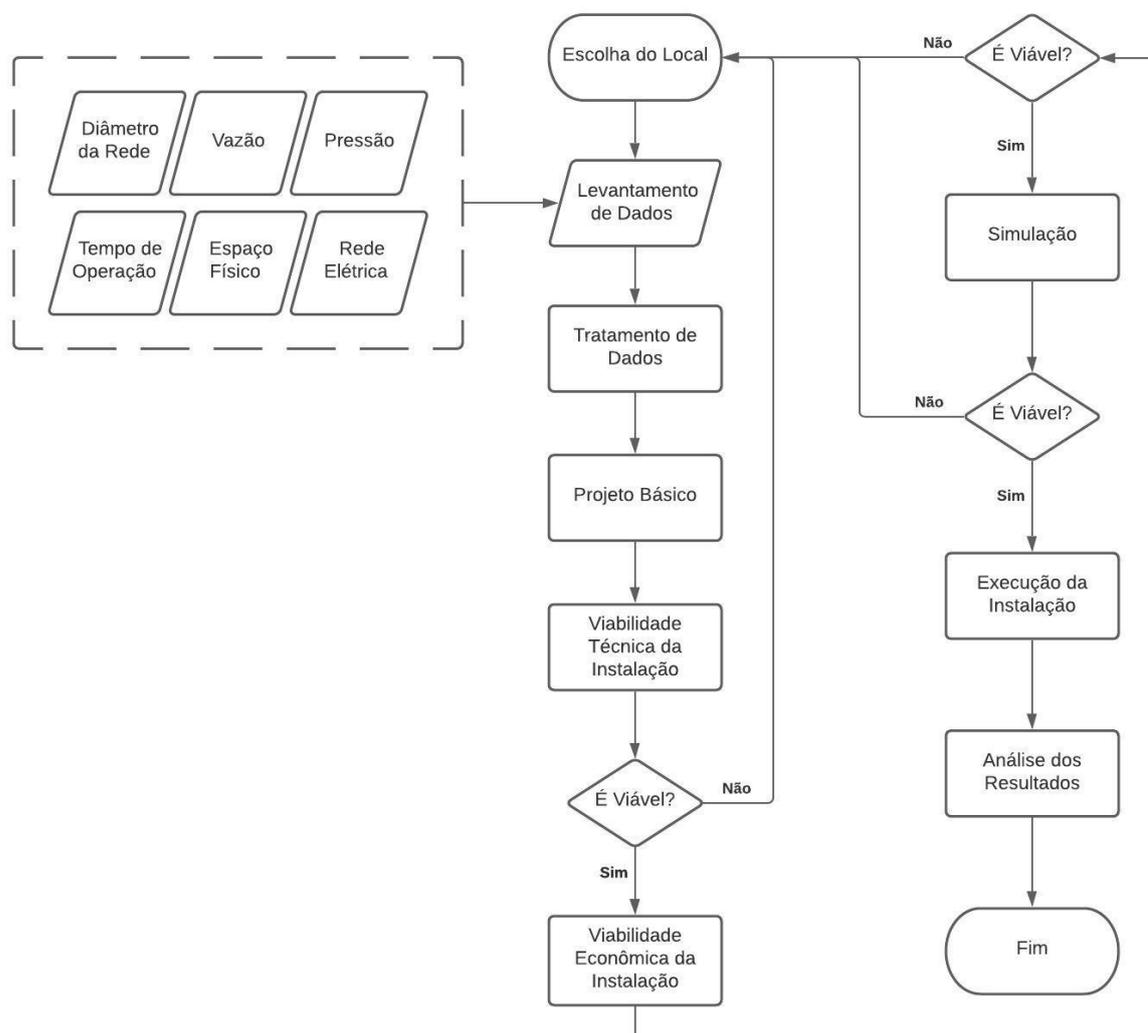
Em um primeiro momento, é realizado o levantamento de dados e encontrado as principais grandezas envolvidas para a instalação de um TGA. A pressão e a vazão no ponto de interesse são determinantes para calcular a potência elétrica possível de ser gerada. A disponibilidade de rede elétrica no local e possuir espaço físico disponível para a instalação do turbo gerador também são determinantes para a escolha do local.

O local apresentando uma viabilidade técnica, pode ser analisado sua viabilidade econômica, onde são calculados os “paybacks”, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Com o local definido, realiza-se a simulação que aproxima o resultado teórico do prático.

Sendo viável e atrativo economicamente para a Companhia, o projeto é executado e o TGA instalado. Com as informações econômicas, é possível analisar os resultados e realizar comparativos.

As principais etapas do fluxograma são detalhadas na sequência.

Figura 3.1 – Fluxograma geral da metodologia proposta



Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 Escolha do Local e Levantamento de Dados

O consumo de água exercido por qualquer população nos sistemas de abastecimento de água, observa constante variação durante as horas dos dias e durante os dias dos anos. Para a geração de energia utilizando BFT em adutoras por gravidade, dois tipos podem ser analisados:

- Adutoras em que a pressão de saída da BFT deve atender a uma demanda, é o caso das adutoras da rede de distribuição. Neste caso apenas a parte da energia disponível poderá ser aproveitada, é necessário realizar o cálculo da perda de carga máxima que pode ser aplicada ao sistema distribuição de água e o monitoramento da vazão e

pressão do local deverá ser realizada no período de maior consumo, quando a pressão disponível é menor e conseqüentemente a perda de carga aplicada é mínima.

- Adutoras em que é possível aproveitar toda a energia disponível, é o caso de adutoras entre a captação e ETA e entre reservatórios. Nesta situação onde toda a energia poderá ser aproveitada, o monitoramento da vazão e pressão do local, deve ocorrer no período de menor consumo, onde temos a maior pressão disponível. Desta forma a geração de energia será contínua, facilitando a operação da BFT e o atendimento às cargas do sistema.

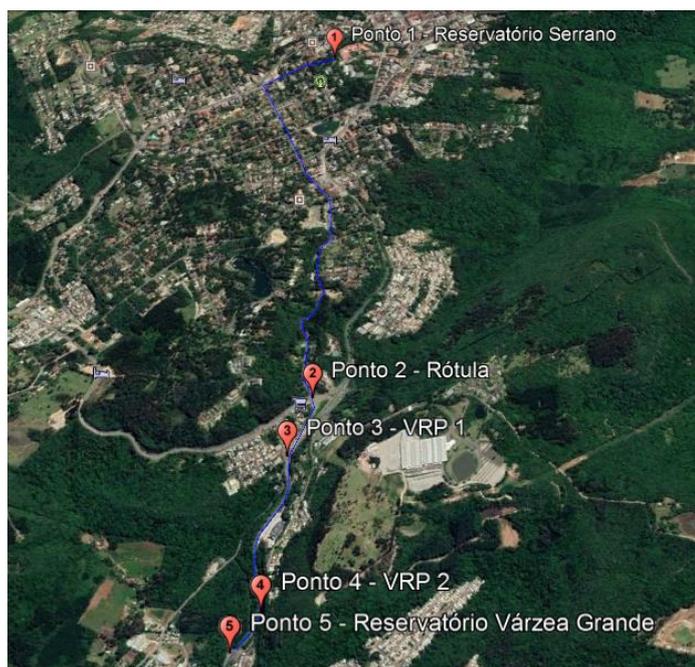
Sabe-se que a instalação de microturbinas na rede de distribuição aumenta a perda de carga, o que pode comprometer as pressões e vazões de abastecimento. Determinar as condições técnicas em termos de dimensionamento, localização e condições operacionais afim de obter a maior eficiência na produção de energia, sem comprometer os aspectos hidráulicos do SAA é o maior desafio segundo Sosnoski (2015).

As principais grandezas a serem levantadas para verificar a possibilidade de instalação de um TGA são a pressão e a vazão no ponto de interesse, pois são através delas que se calcula a potência elétrica possível de ser gerada. O espaço físico disponível e se há rede elétrica próxima ao local também são fatores determinantes para a escolha de possíveis pontos para a geração de energia. Além disso, também é imprescindível verificar o material e o diâmetro da tubulação onde se pretende fazer a instalação, para poder determinar as características dimensionais do turbo gerador.

Verificando o mapeamento das redes hidráulicas da cidade e analisando as variáveis, encontram-se as redes com maior potencial de geração. Dois locais possíveis foram verificados para este estudo de caso. Considerando como principal fator a pressão de trabalho das VRP's e tamanho da rede adutora.

O primeiro local está localizado na cidade de Gramado, bairro Várzea Grande, onde a Corsan possui um reservatório metálico instalado, sendo utilizado como quebra de pressão. A rede adutora de ferro fundido e PVC DEFOFO 150 mm de diâmetro que abastece este reservatório, inicia seu trajeto em um outro reservatório, o Serrano. Com o auxílio do software Google Earth o trajeto da adutora é apresentado na figura 3.2.

Figura 3.2 – Local 1 – Trajeto da adutora



Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

No ponto 1 a Corsan possui um reservatório semi enterrado, com capacidade de armazenamento para 2000 m³ de água tratada, chamado R20 - Serrano. A adutora passa por um trecho onde o relevo apresenta um forte declive, atravessa a estrada da Pedreira através da rótula do ponto 2 e segue pela Rua Miguel Tissot, passando por uma VRP na sua forma ativa, com queda constante na pressão a jusante, independente da pressão a montante, mantendo constante o diferencial no valor de 1/3 no ponto 3, e seguindo por outra VRP, com a mesma configuração no ponto 4, até chegar ao ponto 5 onde está localizado o reservatório Várzea Grande, com capacidade de 100 m³ e situado no endereço Rua Miguel Tissot, 937. A figura 3.3 apresenta estes pontos.

Figura 3.3 – Local 1 – Pontos relacionados no trajeto da adutora



(a) - Ponto 1
Serrano

(b) - Ponto 2
Rótula

(c) - Ponto 3
VRP 1

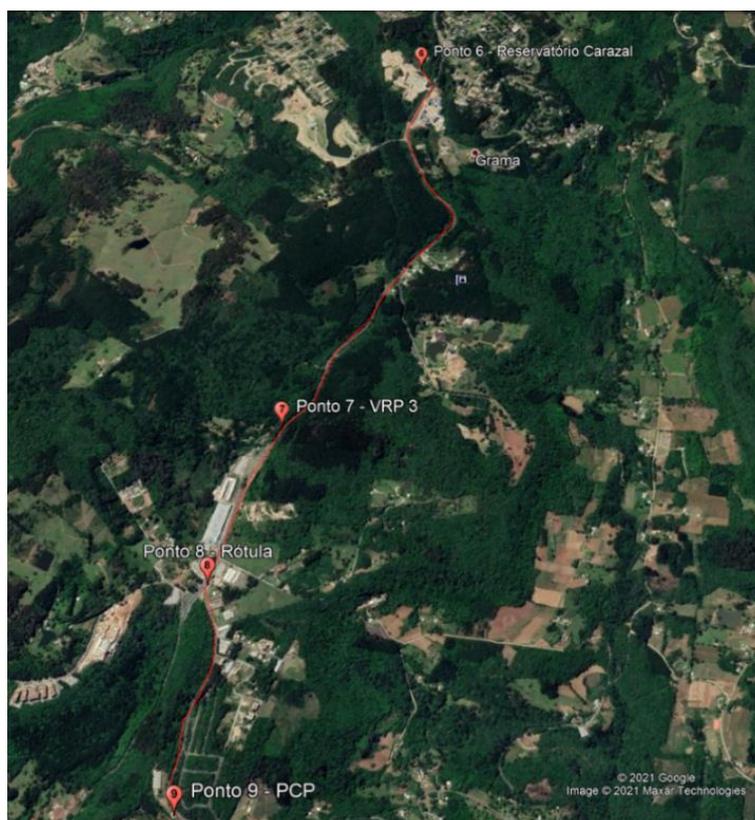
(d) - Ponto 4
VRP 2

(e) - Ponto 5
Várzea Grande

Fonte: Elaborado pelo Autor

O segundo ponto está localizado na cidade de Gramado, na Linha Carazal, onde a Corsan possui um Ponto Crítico de Pressão (PCP). A rede adutora de PVC DEFOFO de 150 mm inicia seu trajeto no reservatório elevado do Carazal e pode ser verificada na figura 3.4.

Figura 3.4 – Local 2 – Trajeto da adutora



Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

No ponto 6 a Corsan possui um reservatório elevado de concreto, com capacidade de 100 m³, chamado R24 – Carazal. A adutora também passa por um trecho onde o relevo apresenta um forte declive.

Seguindo o trajeto, às margens da rodovia RS 235, próximo ao Snowland, temos o ponto 7, onde há uma VRP instalada na sua forma ativa, com queda constante na pressão a jusante, independente da pressão a montante, mantendo constante o diferencial no valor de 1/3. A adutora segue na lateral da RS 235 até o ponto 8, onde cruza a rodovia e segue pela estrada Linha Carazal.

O trecho percorrido pela adutora pode ser verificado na figura 3.5.

Figura 3.5 – Local 2 – Pontos relacionados no trajeto da adutora Linha Carazal



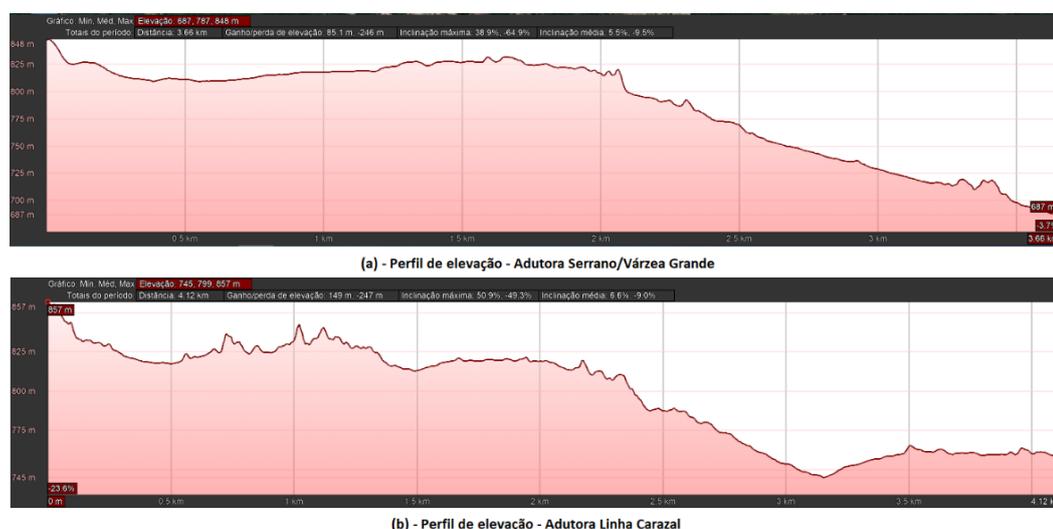
Fonte: Elaborado pelo autor

Além da reservação de água tratada, os reservatórios a montante das VRPs também são utilizados com a finalidade de quebra de pressão na rede, com isso a pressão considerada na saída de cada trajeto é exclusivamente dada pelo nível do reservatório, independente do tamanho. Este esforço que a água exerce contra as tubulações é a pressão. Quanto maior o desnível entre os pontos, maior será a pressão.

O Apêndice A apresenta as imagens referentes a localização geográfica das adutoras utilizadas neste estudo de caso.

O perfil de elevação é uma forma de representação gráfica do terreno. Seu principal objetivo é auxiliar as análises das formas de relevo, sua morfometria e sua interpretação. Basicamente o perfil apresenta a altura do solo em relação ao nível do mar, e o perfil de cada trajeto pode ser verificado na figura 3.6.

Figura 3.6 – Perfil de elevação das adutoras



Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

De acordo com o perfil de elevação apresentado na figura 3.6, e sem considerar as perdas de carga do trajeto podemos verificar a pressão que cada adutora pode atingir no final do trajeto sem uma VRP operando.

Sabendo que o reservatório Serrano possui uma altura de 5 m de reservação em relação ao solo e o reservatório do Carazal, 15 m em relação ao solo, soma-se a altura do nível do reservatório a altura do ponto inicial, subtraindo a altura do ponto final.

A equação 4 exemplifica a analogia.

$$h_t = h_r + h_i - h_f \quad (4)$$

h_t : altura manométrica total em mca;

h_r : altura manométrica do reservatório em mca;

h_i : altura manométrica inicial do trajeto em mca;

h_f : altura manométrica final do trajeto em mca.

Além do perfil de elevação, o levantamento altimétrico, que é a operação que determina as diferenças de nível, pode ser realizado utilizando um altímetro.

Este instrumento mede a pressão atmosférica e transforma esse resultado em altitude. Ele é constituído por várias cápsulas aneróides, que nada mais são que um fole. Quando esse fole é colocado ao nível do mar, a pressão do ar que está dentro dele é igual a do ar que está fora, e ele permanece em equilíbrio, ou seja, marcando altitude zero.

Em regiões mais altas, o ar é mais rarefeito e, com isso, a pressão do ar que está fora diminui. Quanto mais alto, menor a pressão do ar e maior a expansão. Essa deformação move o ponteiro do altímetro, indicando a altitude.

Para este estudo foi utilizado um altímetro do modelo Multi-8x1, do fabricante WeatherHawk, o dispositivo é baseado na tecnologia do posicionamento do sensor eletrônico e sensor de pressão barométrica, projetado para uso ao ar livre, com faixa de medição de -700 a 9000 m, exatidão na altura relativa de +/- 3 m e com intervalo de medição de 3 segundos durante o modo de detecção de altitude.

Afim de confirmar e comparar os valores práticos encontrados com os do software, a tabela 3.1 relaciona os dados de acordo com a fonte.

Tabela 3.1 – Relação de alturas encontradas

Local 1	Valor encontrado	Valor encontrado	Diferença (m)
	através do	utilizando o	
	Google Earth (m)	altímetro (m)	
Ponto 1	848	845	3
Ponto 2	774	772	2
Ponto 3	747	744	3
Ponto 4	707	703	4
Ponto 5	687	686	1
Local 2			
Ponto 6	857	857	0
Ponto 7	798	796	2
Ponto 8	746	747	1
Ponto 9	760	758	2

Fonte: Elaborado pelo autor

Através da tabela 3.1, podemos verificar que os valores encontrados através do software são bem precisos, a maior diferença entre os valores foi de 4 metros e por esta razão, os dados utilizados no estudo serão os obtidos através do Google Earth.

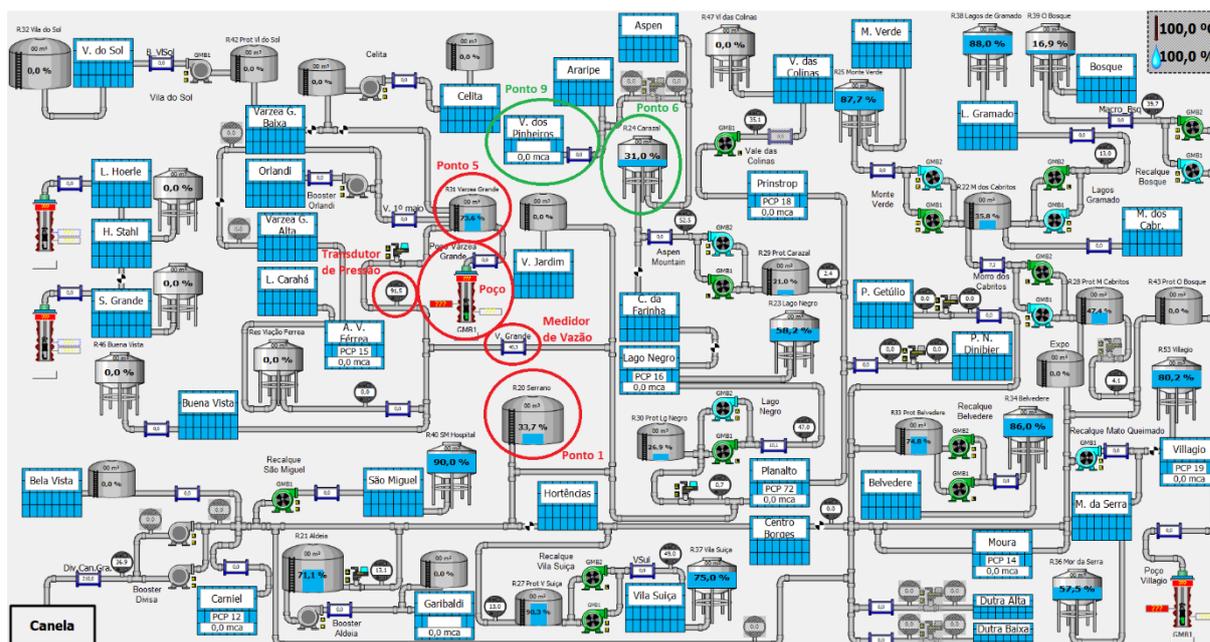
As imagens geográficas e perfis de elevação utilizados na análise, consideram imagens atualizadas pelo Google Earth em 23/10/2020. No Apêndice A pode ser verificado os trajetos de ambas adutoras na mesma figura, melhorando a referência de localização dos trechos analisados.

A Corsan possui um Centro de Controle Operacional (CCO) para a região das Hortênsias, composta pelo sistema de abastecimento integrado das cidades Gramado e Canela. O SAA desta região tem início com o 1º recalque, responsável pela captação de água e bombeamento para as ETAs, ambas localizadas na cidade de Canela, após tratada a água segue para a rede de distribuição e abastece as cidades integradas do sistema.

O fluxo do processo de abastecimento das cidades pode ser verificado no Apêndice B.

Os locais de estudo deste trabalho fazem parte do SAA de Gramado e estão destacados no processo de abastecimento da cidade, apresentado na figura 3.7.

Figura 3.7 – SAA de Gramado



Fonte: adaptado de CCO Hortênsias

Este Centro de Controle Operacional é gerenciado pela Coordenadoria Especial de Operação das Hortênsias (CEOPE/HO). O sistema supervisor recebe informações dos locais através de um sistema de telemetria.

O supervisor recebe informações em tempo real de diversas variáveis, como a vazão, pressão, nível, retorno de equipamento ligado, e realiza ações de acordo com a necessidade.

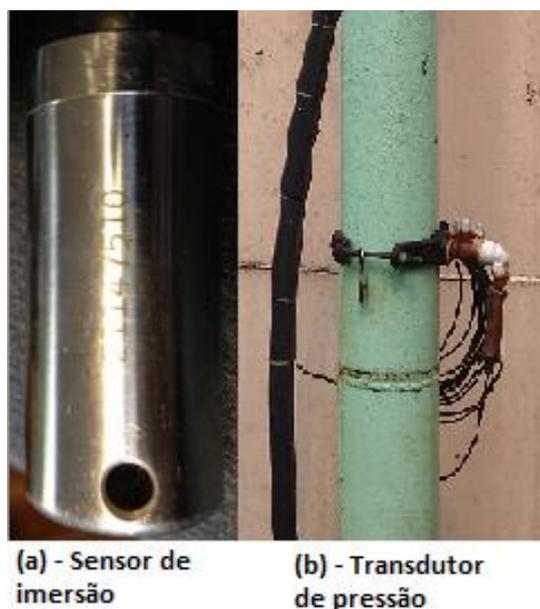
O monitoramento de nível é realizado com sensor de imersão com range de 0 a 10 mca e saída analógica de 4 a 20 mA da fabricante Vórtice. Composto por uma cápsula que deve permanecer imersa no fundo do reservatório, esta cápsula possui um circuito interno que analisa a pressão exercida pela coluna de água presente no reservatório.

A pressão mensurada é proporcional ao nível de água do reservatório. Portanto, 4 mA pressão atmosférica (reservatório vazio), 20 mA pressão máxima.

O controle de pressão é realizado através de um transdutor de pressão, funcionamento análogo ao sensor de imersão, também do fabricante Vórtice, com range de 0 a 200 mca e saída analógica de 4 a 20 mA.

A figura 3.8 apresenta os equipamentos utilizados.

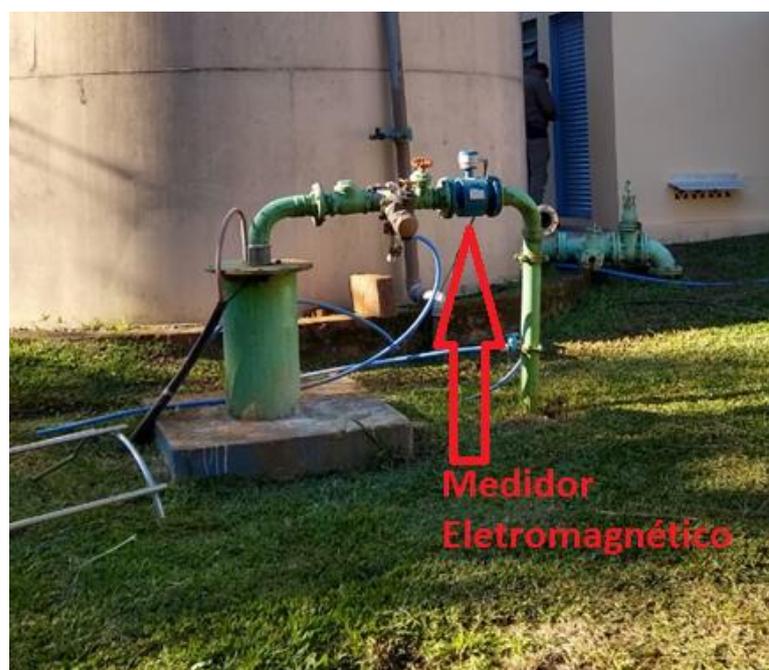
Figura 3.8 – Equipamentos de medição utilizados



Fonte: Elaborado pelo autor

Para a vazão, é utilizado medidor de vazão eletromagnético, modelo IFC 100 da Khrono Conaut, com saída de 4 a 20 mA. O medidor de vazão instalado no poço da Várzea Grande pode ser verificado na figura 3.9.

Figura 3.9 – Medidor de vazão



Fonte: Elaborado pelo autor

3.3 Tratamento de Dados e Análise da Viabilidade Técnica da Instalação

Com as informações obtidas no capítulo 3.2, podemos verificar o potencial hidráulico máximo estimado em cada ponto, com e sem a atuação das VRPs. Os valores sem atuação de VRPs considerou a equação 4 para ser estimado. Os valores apresentados com atuação de VRPs, utilizou as resultantes da equação 4 e considerou as perdas de carga causadas pelas válvulas nos trechos. A tabela 3.2 apresenta os valores.

Tabela 3.2 – Potencial hidráulico

Local 1	Sem atuação de VRPs (mca)	Com atuação de VRPs (mca)
Ponto 1	5	5
Ponto 2	79	79
Ponto 3	106	106
Ponto 4	146	75,33
Ponto 5	166	45,11
Local 2		
Ponto 6	15	15
Ponto 7	74	74
Ponto 8	126	76,67
Ponto 9	112	62,67

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando os pontos marcados nos trajetos, podemos descartar alguns: O ponto 1 e o ponto 6 são o início do trajeto, portanto possuem a menor pressão em relação aos demais. O ponto 2 e o ponto 8 estão em uma rótula, o custo para fazer uma obra e instalar o turbo gerador nestes locais provavelmente inviabilizariam o projeto. Nos pontos 3, 4 e 7 a Corsan possui uma VRP instalada na rede, mas para isso não demanda de muito espaço físico, então não se tem um lote próprio. Para a instalação do TGA, a companhia teria que adquirir um lote e isso aumentaria os custos do projeto. Os pontos 5 e 9 são os mais apropriados como possíveis locais para a instalação do turbo gerador, considerando que a Corsan já possui lote próprio, com espaço físico suficiente para a obra e acesso à energia elétrica.

O medidor de energia elétrica de ambos os pontos é o convencional, portanto para a instalação do TGA precisará ser substituído, pois o equipamento atual apenas registra a energia consumida na unidade, mas não a exportada. Desta forma, será necessária a troca do medidor por um modelo que possa ler e registrar a energia em ambos os sentidos, tanto de geração quanto de consumo. De acordo com as resoluções 482/2012 e 687/2015 da ANEEL, estas modificações são de responsabilidade da própria concessionária.

Para definição do valor de rendimento do TGA, foi levado em consideração os seguintes valores, encontrados através da ficha técnica TGA-300-MR39 disponibilizada pelo fabricante:

Rendimento da Turbina: 83%

Rendimento do Gerador: 93%

Rendimento Mecânico: 95%

Rendimento do Painel Elétrico: 96%

Rendimento TOTAL: 70%

Este valor leva em consideração todas as perdas inerentes ao processo de geração e não apenas a perdas hidromecânicas da turbina.

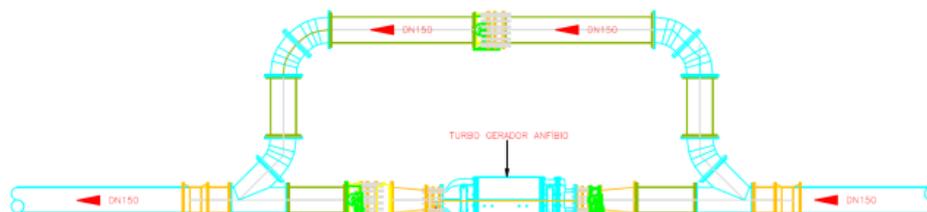
Com os dados de vazão e pressão obtidos em campo, realiza-se o cálculo do potencial hidráulico disponível, aplicando os dados na equação 2:

Através da equação 3 encontra-se o potencial hídrico de geração anual, e com este resultado é possível verificar o melhor local de instalação do TGA afim de obter a melhor capacidade de geração de energia elétrica. Com o local definido a próxima etapa consiste no projeto básico para a instalação do TGA.

3.4 Projeto Básico

O projeto básico hidromecânico para a instalação do turbo gerador pode ser visto na figura 3.10, onde mostra a adutora de 150mm de diâmetro que deverá ser seccionada para a inserção do equipamento. Além da linha principal também deverá existir uma linha alternativa, chamada de “*by pass*”. Esta linha tem a função de dar continuidade no abastecimento quando houver necessidade de parada ou retirada do turbo gerador para manutenção.

Figura 3.10 – Projeto básico de instalação do turbo gerador



Fonte: Corsan (Eng. Vitor Brinkhus)

Para efetivar a devolução de energia para a rede da distribuidora, será instalado um painel elétrico que terá um sistema de regeneração de energia. Através de um inversor de frequência, este sistema vai compatibilizar as grandezas elétricas provenientes do gerador para que na saída se tenha a mesma tensão e a mesma frequência da rede da concessionária, possibilitando assim a exportação da energia excedente.

3.5 Avaliação Econômica com Dados Teóricos

Através do mecanismo de compensação de energia, normatizado pelas resoluções 482/2012 e 687/2015 da ANEEL, o retorno financeiro se dará através do valor economizado de energia elétrica no local de instalação do turbo gerador.

Além disso, a energia gerada excedente que não for consumida no próprio ponto de instalação, será injetada na rede da concessionária, podendo ser descontada de outras unidades consumidoras de propriedade da Corsan, desde que situadas na área de concessão da mesma concessionária.

Portanto, o valor economizado de energia na unidade em que está instalado o turbo gerador, somado ao valor excedente que pode ser descontado em outras unidades consumidoras, representa o valor total mensal que a companhia terá como retorno financeiro a partir da efetivação deste projeto.

Abaixo são apresentados os itens que descrevem cada uma das premissas adotadas para o cálculo de viabilidade do projeto.

- Potência elétrica gerada: calculada conforme demonstrado no capítulo 3.3;

- Tempo de operação: 24 horas/dia, visto que a instalação ocorre em rede de abastecimento de água;
- Valor da energia: foi considerado o custo de 0,60 R\$/kWh no ponto de instalação, considerando a tarifa de energia de baixa tensão B3 – água, esgoto e saneamento. Este é o valor que será economizado para cada kWh gerado pelo turbo gerador;
- Está sendo considerado um aumento anual da energia em torno de 7%, baseado no histórico de reajustes médios homologados de acordo com a ANEEL, considerando o período de 2013 a 2020;
- O custo inicial do investimento é de R\$ 427.000,00. Este valor foi obtido através de orçamento repassado pela empresa Higrá, que contempla fornecimento de todos os equipamentos e todo o serviço necessário para implantação e colocação em operação. Fornecimento de um TGA 20 kW e inclusos serviços de elétrica, hidromecânica e construção civil;
- Custo de manutenção ao ano estimado em R\$ 200,00, e considerando uma taxa de aumento anual do custo de manutenção em 5%.
- Taxa mínima de 100 kWh cobrada pelas distribuidoras referentes à manutenção da infraestrutura da rede elétrica. Este custo deve ser considerado no projeto, pois é devido à concessionária, mesmo que não haja nenhum consumo de energia. Em síntese, mesmo que o turbo gerador gere toda a energia necessária na unidade, a fatura de energia nunca será zerada, devido a esta taxa mínima;
- Taxa de desconto considerada de 3%, considerando o rendimento acumulado do ano 2020 do CDI de 2,75%, de acordo com o Banco Central, mais um pequeno prêmio de risco.

Os dados e premissas podem alterar de acordo com cada projeto, estes foram determinados com base no período de execução do mesmo, portanto custos e taxas são relativos ao ano de 2020 e devem variar conforme cada projeto.

Nos resultados preliminares, apresentado no capítulo 4.1 deste trabalho é possível verificar a viabilidade econômica deste estudo de caso, as metodologias utilizadas encontram-se no capítulo 2.12. O Apêndice D apresenta a planilha utilizada para realizar a análise de viabilidade econômica do projeto.

3.6 Simulação

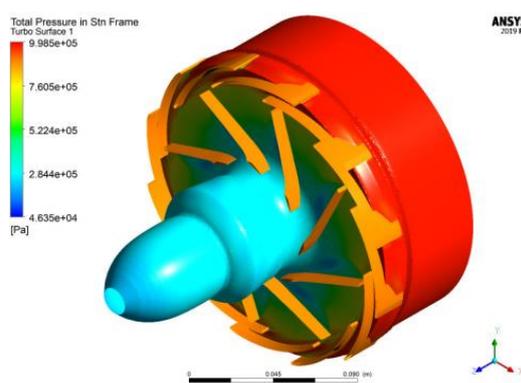
Com os resultados preliminares positivos, o projeto segue para a simulação. Para o melhor aproveitamento de cada potencial onde os TGA's são instalados, a HIGRA simula cada turbina para otimização do equipamento no ponto de trabalho, afim de obter a maior geração e desempenho do equipamento projetado, resultando em um melhor rendimento do equipamento.

As simulações são feitas em um software de CFD (dinâmica dos fluidos computacional) que simula a física real de funcionamento da turbina no ponto de trabalho, obtendo os dados de operação, assim como resultados visuais para avaliar cavitação, recirculações, regiões de baixa velocidade entre outros. Através da simulação também são obtidos os dados de potência, rendimento, pressão diferencial e vazão resultantes do equipamento.

Para a simulação, a vazão utilizada foi de 0,022 m³/s, este valor foi obtido utilizando dados de uma semana específica, onde não foram identificados vazamentos, os quais são responsáveis por aumentar o consumo de água e reduzir a pressão na rede adutora. Com isso se obtém a vazão mais próxima do consumo real de água no local, tornando a simulação mais fiel aos resultados práticos.

Para a especificação de pressão desejada na saída do TGA, foi determinado a pressão de 25 mca, pressão suficiente para abastecer o reservatório a jusante do turbo gerador. A figura 3.11 apresenta o resultado da redução de pressão da turbina, mostrando a pressão máxima de entrada da turbina (região vermelha) e a pressão mínima de saída da turbina (região azul).

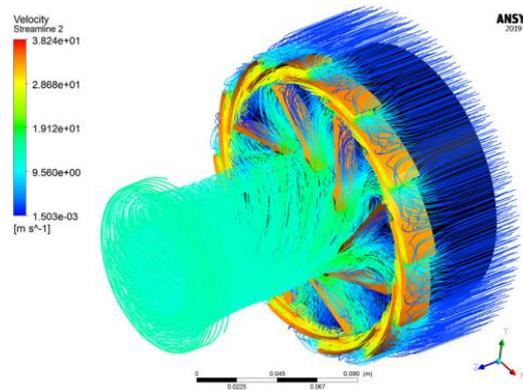
Figura 3.11 – Superfície mostrando a redução de pressão no interior da turbina



Fonte: HIGRA (Projetista Mauro Bruschi)

Como pode ser visto, a pressão total de 100 mca entra na turbina e é reduzida para aproximadamente 25 mca, aproveitando uma coluna d'água de 75 mca para geração de energia. Além de atuar no controle de pressão através da rotação liberando a jusante a pressão necessária. A figura 3.12 mostra as linhas de fluxo no interior da turbina.

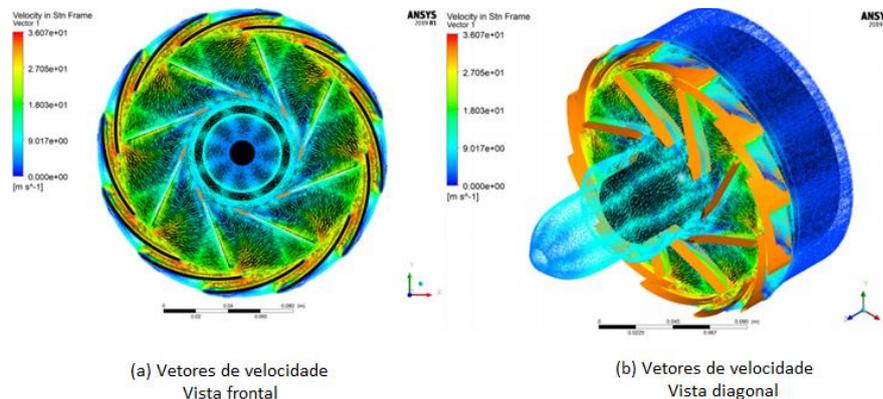
Figura 3.12 – Linhas de fluxo no interior da turbina



Fonte: HIGRA (Projetista Mauro Bruschi)

Essas linhas mostram o escoamento no interior da turbina, onde também pode ser visualizado através de vetores de velocidade, mostrando a direção e sentido do escoamento na transição entre distribuidor e turbina. A figura 3.13 apresenta os vetores de velocidade no plano meridional.

Figura 3.13 – Vetores de velocidade vista frontal (a) e vetores de velocidade vista diagonal (b) no plano meridional da turbina



Fonte: adaptado de HIGRA (Projetista Mauro Bruschi)

O rendimento hidráulico obtido como resultado da simulação foi de 71%, as perdas elétricas e mecânicas estimadas pelo fabricante representam um rendimento

de 92%. O rendimento do inversor de frequência 96% e o rendimento do gerador 83,8%.

Considerando os rendimentos de todos os componentes, e utilizando a equação 2, é possível encontrar a potência gerada. Com a potência calculada pode se utilizar a equação 3 e verificar a máxima geração anual possível com os dados simulados.

O resultado da simulação apresenta o melhor ponto da máquina, onde o TGA trabalhando nas condições previstas, trabalhará sem problemas de cavitação (formação e acumulação de bolhas em torno de um impulsor de bomba) em todas as faixas de operação.

3.7 Execução da Instalação

Com o turbo gerador definido, se inicia a instalação do equipamento. Esta etapa consiste nas obras de construção civil, mecânica e elétrica para a instalação do turbo gerador.

A obra de construção civil abrange a escavação e construção do alojamento onde será instalado o turbo gerador, assim como seu painel elétrico. A caixa de proteção das instalações deverá ser construída em torno das mesmas, em concreto, com piso de concreto e inclinação de 2%. Deverá possuir saída, na parede lateral, que possibilite o escoamento de água da chuva em direção ao sistema de esgoto pluvial.

A obra de construção mecânica é encarregada por realizar a interligação com a rede existente, também efetuar as montagens mecânicas de todas as tubulações e válvulas que se fazem necessárias, como a de by-pass. A última parte da instalação é a obra de instalação elétrica, nesta etapa é onde o painel é instalado, o equipamento é ligado ao painel, configurado e testado.

Também é necessário realizar a solicitação junto a concessionária de energia para a substituição do medidor de energia unidirecional, também conhecido como convencional, instalado por padrão, capaz de realizar a leitura do que a unidade consumidora está consumindo de energia para o medidor de energia bidirecional, utilizado em sistemas de microgeração afim de medir a energia gerada e injetada na rede. Com as obras finalizadas, o turbo gerador está apto a iniciar a operação e produzir energia elétrica, gerando créditos a companhia. No Apêndice C pode ser verificado imagens reais da instalação do TGA deste estudo de caso.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

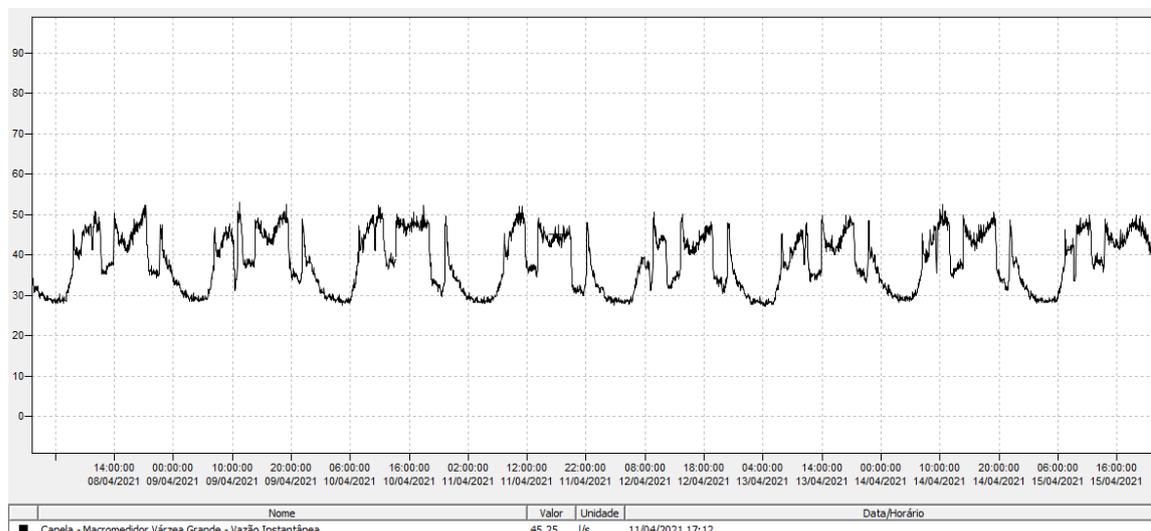
Este capítulo apresenta os resultados obtidos e os comparativos pertinentes a cada local possível de instalação.

4.1 Resultados Técnicos e Econômicos com Dados Teóricos para o Local 1

Através de dados obtidos no Centro de Controle Operacional, buscou-se o histórico de vazão e pressão do local. Com estas informações, verificou-se que para o local 1 é possível retirar a VRP instalada no ponto 3 e no ponto 4, e aumentar a pressão de trabalho do TGA, visto que a rede a jusante da válvula no ponto 3 segue exclusivamente para o ponto 5, não derivando nenhum ramal de alimentação.

A vazão instantânea registrada através de um medidor de vazão eletromagnético instalado no local, atinge 45 l/s em períodos de grande consumo e o gráfico 4.1 apresenta a vazão instantânea no período de 08/04/2021 à 15/04/2021.

Gráfico 4.1 – Vazão instantânea no local de instalação



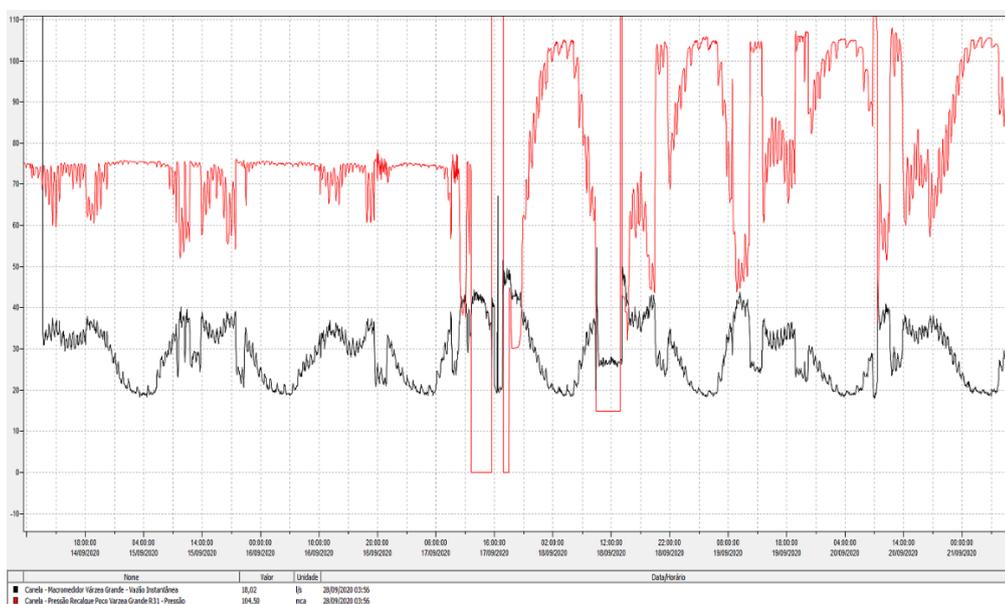
Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados disponibilizados pelo CCO das Hortênsias, como o histórico de vazão diária, foi analisado o período entre 01/01/2019 e 29/09/2020 e a vazão média diária no período compreendido foi de 2353,23 m³/dia. A vazão é verificada através de um medidor de vazão eletromagnético e o CCO realiza o apontamento dos dados todos os dias no mesmo horário. Com estes dados calculou-se a vazão média de 0,02724 m³/s, ou seja, o equivalente a 27,24 l/s.

Foi analisado durante os dias 14/09/2020 à 17/09/2020 onde apenas a VRP2 foi desativada, e durante os dias 17/09/2020 à 20/09/2020 onde as válvulas 1 e 2, foram desativadas, simulando assim a situação real de pressão onde o TGA será instalado.

O gráfico 4.1 apresenta o histórico mostrando a diferença com e sem a atuação das válvulas. A linha vermelha representa a pressão instantânea e a linha preta a vazão instantânea no local. Os gráficos 4.2 e 4.4 não ficaram com uma boa resolução quando ajustados ao trabalho, no Apêndice E, eles podem ser verificados em uma resolução melhor.

Gráfico 4.2 – Histórico de pressão e vazão no ponto 5



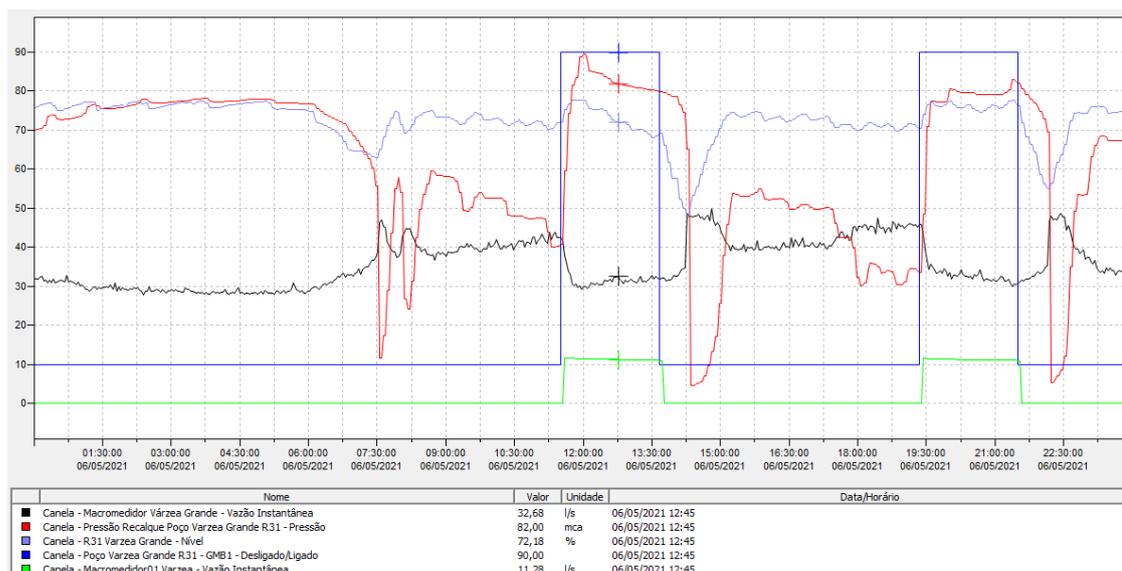
Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com o gráfico, podemos verificar que na primeira metade da semana, a pressão se manteve praticamente constante em torno de 75 mca. Na segunda metade da semana a pressão teve bastante oscilação, e os valores de pressão atingiram valores acima de 110 mca em determinados momentos. Estes valores se aproximam das informações apresentadas no capítulo 3.3, onde foi estimado os valores de potencial hidráulico máximos, desconsiderando as perdas de carga.

O reservatório da Várzea Grande também é abastecido por um poço em uma entrada diferente da entrada de água das ETAs, e ele opera em dias normais por 4 horas, como auxílio ao sistema em momentos de grande consumo.

O gráfico 4.3 apresenta as curvas de um dia normal de operação do poço e apenas a VRP 2 desativada. Onde ele inicia sua operação às 11:30 e desliga às 13:30 e a noite liga às 19:30 e desliga às 21:30. A linha verde corresponde a vazão do poço, a linha preta a vazão da adutora, a linha vermelha a pressão da adutora, a linha azul claro o nível do reservatório e a linha azul escuro representa a operação do poço.

Gráfico 4.3 – Operação do poço da Várzea Grande

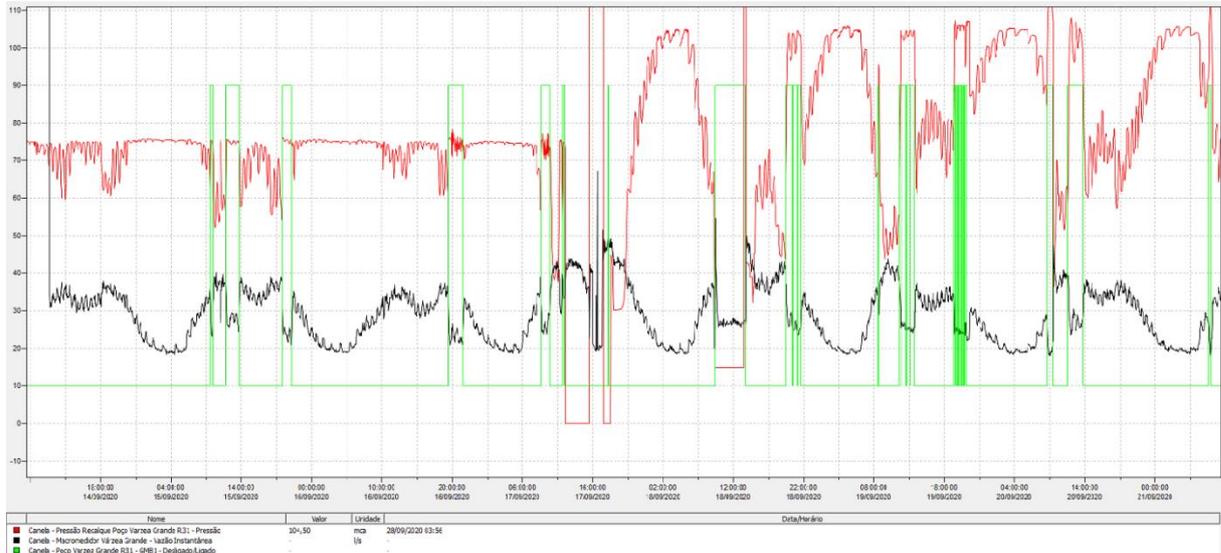


Fonte: Elaborado pelo autor

Como pode ser verificado no gráfico 4.3, com o poço em operação, o reservatório aumenta seu nível mais rapidamente, isso faz com que a válvula mecânica que controla a entrada de água do reservatório diminua seu ângulo de abertura, proporcionalmente de acordo com o nível de reservação do mesmo. Com isso a vazão que o turbo gerador será abastecido seja menor e a pressão maior.

O poço também opera quando a água tratada vinda de Canela não é suficiente para abastecer a região da Várzea Grande, ou em caso de manutenção na adutora. Sua influência é apresentada no gráfico 4.4. A linha verde, através de 0 ou 1, apresenta a operação do poço, a linha vermelha a pressão e a linha preta a vazão.

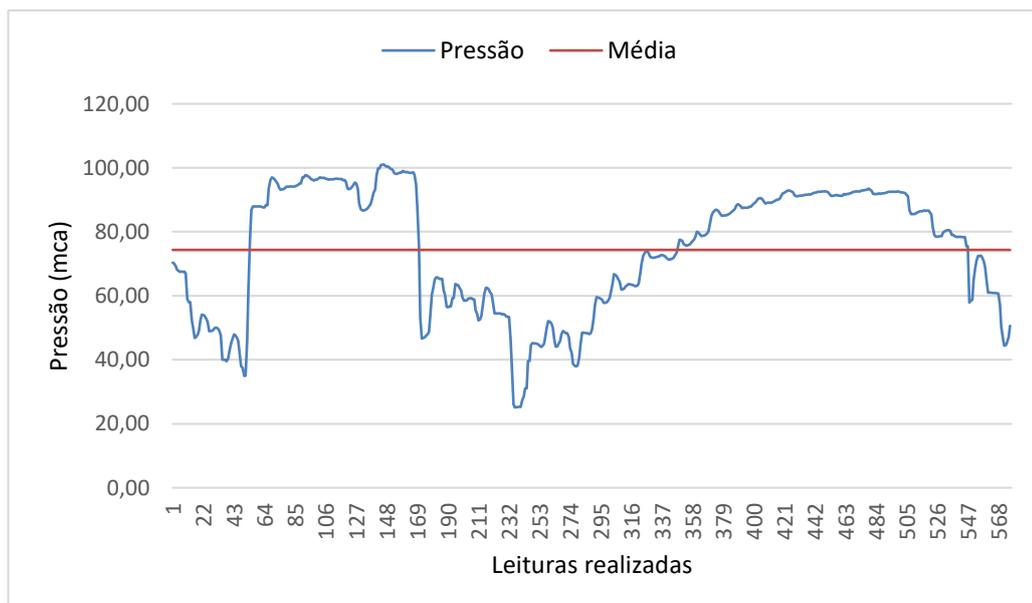
Gráfico 4.4 – Influência na operação do poço da Várzea Grande



Fonte: Elaborado pelo autor

Com as VRPs desativadas, independente da operação do poço, é possível atingir à pressão de 105 mca em determinados momentos do dia. O comportamento dessas grandezas nesse ponto é bastante repetitivo durante o ano. Através de dados obtidos pelo sistema supervisorório foi possível gerar o gráfico 4.5. Este gráfico apresenta o comportamento da curva de pressão durante um dia.

Gráfico 4.5 – Operação do poço da Várzea Grande em um dia



Fonte: Elaborado pelo autor

O sistema recebe informações em tempo real a cada 2 minutos e 30 segundos e armazena estes dados. Ao longo de um dia temos um total de 576 leituras realizadas. Com estes dados foi obtido a média de pressão diária no valor de 74,34 mca.

O TGA que será instalado no ponto 5, através de seu sistema de controle, também é capaz de regular a pressão de saída. Desta forma, teremos em média 74,34 mca na entrada do turbo gerador. Considerando que é necessário um valor mínimo de pressão na saída do TGA para que o reservatório seja enchido e assim continuar o abastecimento de água, arbitrou-se em 70 mca de queda de pressão atuando na geração de energia.

Os dados obtidos são apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores utilizados na análise

Grandeza	Local 1
Vazão (Q)	0,02724 m ³ /s
Pressão (Hu)	70 mca
Peso específico da água (γ)	9,81 kN/m ³
Rendimento gerador (η_{tot})	70%

Fonte: Elaborado pelo autor

Com estes dados, utilizou-se a equação 2 para determinar a potência elétrica gerada no local 1:

$$Pu = 0,7 \cdot 0,02724 \cdot 70 \cdot 9,81k$$

$$Pu = 13,09 kW$$

Com a potência calculada e utilizando a equação 3, o potencial hídrico de geração anual foi encontrado:

$$E = 114.703 kWh$$

Com base nos dados teóricos e utilizando os dados e premissas do capítulo 3.5, realizou-se o cálculo para mensurar em quanto tempo o projeto nos fornece o retorno desejado.

Na tabela 4.2 podemos verificar a projeção de 15 anos a partir do início de operação do equipamento.

Tabela 4.2 – Fluxo financeiro local 1 em um horizonte de 15 anos

Ano	Taxa mín. 100kWh RGE	Valor Monetário da Energia gerada	Fluxo Financeiro	Saldo Financeiro
0	R\$ -	R\$ -	-R\$ 427.000,00	-R\$ 427.000,00
1	R\$ 720,00	R\$ 69.010,59	R\$ 68.090,59	-R\$ 358.909,41
2	R\$ 770,40	R\$ 73.841,34	R\$ 72.860,94	-R\$ 286.048,47
3	R\$ 824,33	R\$ 79.010,23	R\$ 77.965,40	-R\$ 208.083,07
4	R\$ 882,03	R\$ 84.540,95	R\$ 83.427,39	-R\$ 124.655,68
5	R\$ 943,77	R\$ 90.458,81	R\$ 89.271,94	-R\$ 35.383,74
6	R\$ 1.009,84	R\$ 96.790,93	R\$ 95.525,84	R\$ 60.142,09
7	R\$ 1.080,53	R\$ 103.566,29	R\$ 102.217,75	R\$ 162.359,84
8	R\$ 1.156,16	R\$ 110.815,93	R\$ 109.378,35	R\$ 271.738,19
9	R\$ 1.237,09	R\$ 118.573,05	R\$ 117.040,46	R\$ 388.778,66
10	R\$ 1.323,69	R\$ 126.873,16	R\$ 125.239,21	R\$ 514.017,87
11	R\$ 1.416,35	R\$ 135.754,28	R\$ 134.012,16	R\$ 648.030,02
12	R\$ 1.515,49	R\$ 145.257,08	R\$ 143.399,52	R\$ 791.429,55
13	R\$ 1.621,58	R\$ 155.425,08	R\$ 153.444,33	R\$ 944.873,88
14	R\$ 1.735,09	R\$ 166.304,84	R\$ 164.192,62	R\$ 1.109.066,49
15	R\$ 1.856,54	R\$ 177.946,17	R\$ 175.693,64	R\$ 1.284.760,14

Fonte: Elaborado pelo autor

Com os fluxos financeiros, podemos calcular os principais indicadores financeiros de avaliação de projetos. O chamado “payback” simples, que é o tempo necessário para retornar o investimento inicial, foi calculado em 5,4 anos. Já o “payback” descontado, que leva em consideração a taxa de desconto assumida de 3%, ficou em 5,9 anos.

Ainda, para este horizonte de 15 anos de estudo, foi calculado o Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 885.816,27 e representa o benefício financeiro líquido que a Corsan terá ao final do período. Por fim, foi calculado a Taxa Interna de Retorno (TIR) de 20%, que é a taxa que remunera o capital inicialmente empregado no projeto.

A tabela 4.3 resume os resultados obtidos.

Tabela 4.3 – Resultados obtidos para o local 1

Payback	5,4 anos
Payback descontado	5,9 anos
VPL	R\$ 885.816,27
TIR	20%

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando as opções de investimento fixas e mais seguras no país, como a Poupança, fixada em 75% da Selic + taxa referencial (que está zerada desde 2017), equivalente a 2,45% ao ano, e o Certificado de Depósito Interbancário (CDI), rendendo 2,75% ao ano, podemos verificar que a instalação do TGA apresenta resultados satisfatórios, remunerando bem o capital investido e trazendo um ótimo retorno financeiro em um curto período de tempo para a Companhia.

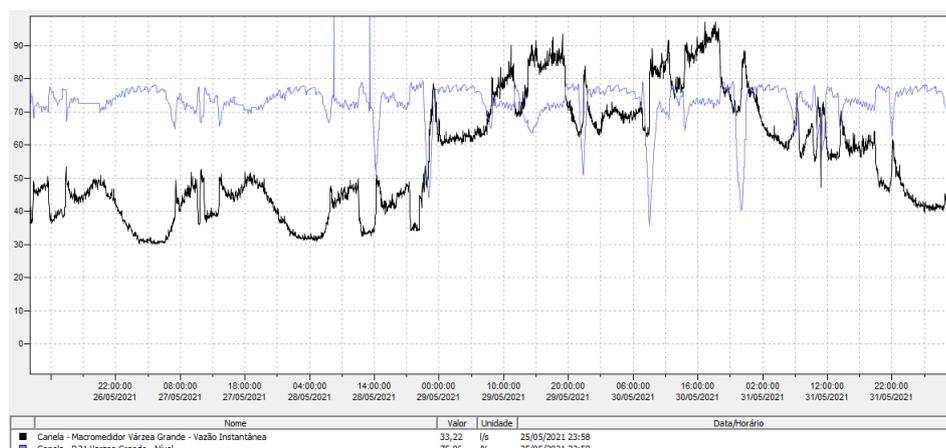
4.2 Redução nos Custos de Perda Real para o Local 1

O caso mais comum de perdas nos SAA é decorrente de perdas reais através de vazamentos nas tubulações de adução e redes de distribuição. Os vazamentos podem ser visíveis, como os nos ramais prediais, cavaletes e vazamentos de curta duração e alta vazão, que afloram na superfície e são facilmente detectados, ou podem ser não visíveis, também chamados de vazamentos ocultos, pois não afloram na superfície, assim não são visualmente detectados e possuem vazão moderada, sua duração depende da frequência da pesquisa de vazamento.

As maiores deficiências observadas nos sistemas de abastecimento, são por conta da deterioração das tubulações mais antigas e por falta de manutenção adequada, que frequentemente apresentam problemas como rompimentos, acarretando vazamentos nas redes de distribuição.

Quando ocorre um vazamento de água, a vazão aumenta proporcionalmente ao tamanho do vazamento. No gráfico 4.6 podemos verificar a influência de um vazamento no aumento da vazão. A linha preta representa a vazão e a linha azul claro o nível do reservatório.

Gráfico 4.6 – Influência de um vazamento na vazão da rede de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor

A vazão registrada pelo medidor eletromagnético neste período pode ser verificada na tabela 4.4.

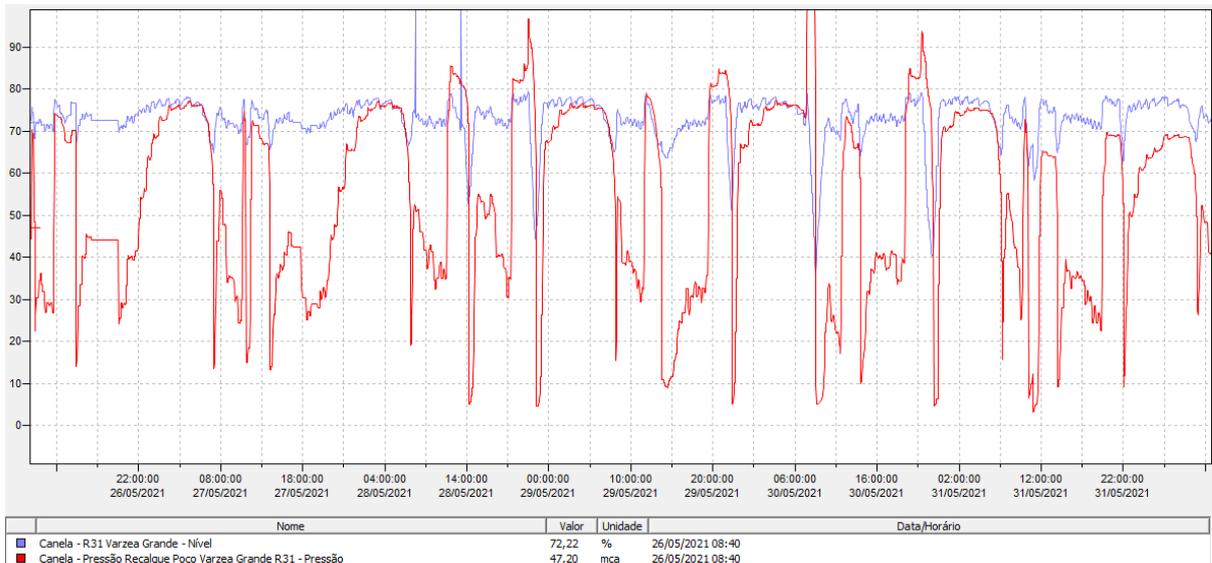
Tabela 4.4 – Vazão registrada nos dias com vazamento na rede de distribuição

Data	Vazão Totalizada Registrada (m ³)	Vazão Diária (m ³ /dia)
26/05/2021	63308,0	-
27/05/2021	66785,1	3477,1
28/05/2021	70347,6	3562,5
29/05/2021	74821,6	4474,0
30/05/2021	81256,4	6434,8
31/05/2021	87843,5	6587,1
01/06/2021	92428,0	4584,5

Fonte: Elaborado pelo autor

Através dos dados podemos verificar um aumento de 89,44% no consumo, comparando os dias 27/05/2021 e 31/05/2021. Comparando este valor máximo do consumo com a média calculada e apresentada no capítulo 4.1, temos um aumento de 179,92% na vazão. A vazão média do dia 31/05/2021 foi de 0,07624 m³/s, ou seja, o equivalente a 76,24 l/s. A pressão neste período é apresentada no gráfico 4.7. A linha vermelha representa a pressão e a linha azul claro o nível do reservatório.

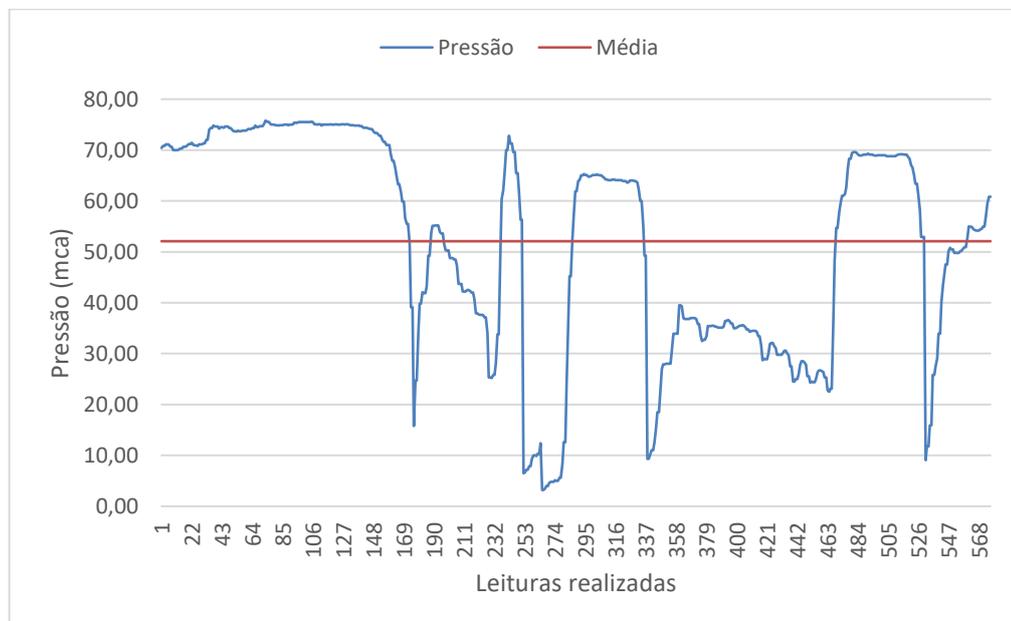
Gráfico 4.7 – Influência de um vazamento na pressão da rede de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor

Utilizando o dia 31/05/2021 como referência, o gráfico 4.8 foi construído, apresentando o comportamento da pressão no dia com maior consumo de água, e sua pressão média, calculada em 52,09 mca.

Gráfico 4.8 – Pressão em um dia com consumo elevado



Fonte: Elaborado pelo autor

O rendimento utilizado nesta análise foi o mesmo utilizado para o cálculo teórico no capítulo 4.1, ou seja, 70%.

Com estas informações, a tabela 4.5 apresenta os valores.

Tabela 4.5 – Valores utilizados na análise

Grandeza	Local 1
Vazão (Q)	0,07624 m ³ /s
Pressão (Hu)	52,09 mca
Peso específico da água (γ)	9,81 kN/m ³
Rendimento gerador (η_{tot})	70%

Fonte: Elaborado pelo autor

Com estes dados, utilizou-se a equação 2 para determinar a potência elétrica gerada no local 1 neste dia:

$$Pu = 0,7 \cdot 0,07624 \cdot 52,09 \cdot 9,81k$$

$$Pu = 27,27 \text{ kW}$$

Relacionando este valor encontrado com o 13,09 kW calculado no capítulo 4.1, temos um aumento de 108,33% na geração diária. Assumindo que dos 6587,1 m³ consumidos neste dia, 3000 m³ são por motivos de vazamento, podemos encontrar a quantidade de energia gerada através da água perdida no vazamento.

$$Pu = 0,7 \cdot 0,03472 \cdot 52,09 \cdot 9,81k$$

$$Pu = 12,42 \text{ kW}$$

Assumindo que o custo de produção da água tratada para a Companhia seja de R\$ 2,50 por m³, tem-se um prejuízo de R\$ 7.500,00 diário. Considerando o custo do kWh em R\$ 0,60, neste dia a geração seria de R\$ 392,69 e destes, R\$ 178,85 relacionado ao vazamento de água.

Com estas informações, conclui-se que o TGA diminui o prejuízo em caso de vazamentos, e quanto maior for o vazamento, maior será a geração de energia, porém o valor de energia gerada é muito menor do que o custo de tratamento da água. Este fato evidencia a importância do TGA como complemento para o aumento da eficiência no sistema de distribuição de água, mas não como ferramenta para aumentar o faturamento da Companhia, vide que o custo para gerar energia é maior do que o valor da energia gerada.

4.3 Resultados Técnicos e Econômicos com Dados Teóricos para o Local 2

Para o local 2, caso retirado a VRP instalada no ponto 7, a pressão no ponto 9 seria de 112 mca, porém seria necessário realizar obras para a divisão da adutora em uma rede secundária e instalado uma VRP para atender aos consumidores abastecidos no trecho entre o ponto 7 e o ponto 9, pois caso contrário os mesmos receberiam água com uma pressão muito acima dos limites estabelecidos pela NBR 12218 (Projeto de rede de distribuição de água para abastecimento público), a qual determina que a pressão estática máxima nas tubulações distribuidoras deve ser de 500 kPa, e a pressão dinâmica mínima, de 100 kPa. Com isso a vazão também seria menor, pois os consumidores entre o trecho 7 e 9 não seriam abastecidos com a água utilizada na produção do turbo gerador.

Para fins deste estudo de caso, será utilizado a pressão aproximada a montante de 62 mca, com base na tabela 3.2 e definido como pressão a jusante a metade, ou seja, 31 mca, considerando que o abastecimento precisa continuar após a geração e para atender determinados consumidores a jusante do ponto 9, a pressão deve ser maior que 30 mca. Para esta situação então o TGA opera com 31 mca de pressão. De forma análoga ao capítulo anterior, a vazão média diária encontrada para o local 2 foi de 0,02885 m³/s, equivalente a 28,85 l/s.

Os dados obtidos são apresentados na tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Valores utilizados na análise

Grandeza	Local 1
Vazão (Q)	0,02885 m ³ /s
Pressão (Hu)	31 mca
Peso específico da água (γ)	9,81 kN/m ³
Rendimento gerador (η_{tot})	70%

Fonte: Elaborado pelo autor

Com estes dados, utilizou-se a equação 2 para determinar a potência elétrica gerada no local 2:

$$P_u = 0,7 \cdot 0,02885 \cdot 31 \cdot 9,81k$$

$$P_u = 6,14 kW$$

Com a potência calculada e utilizando a equação 3, o potencial hídrico de geração anual para o local foi encontrado:

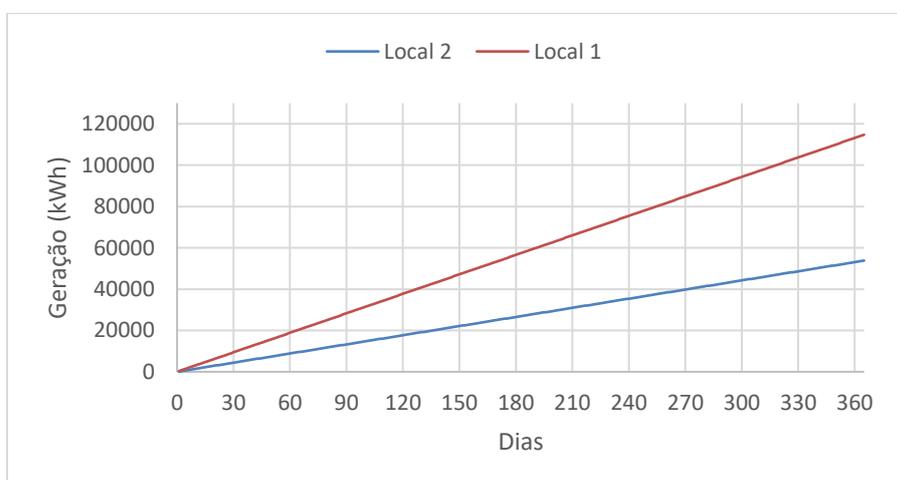
$$E = 53.800 \text{ kWh}$$

Através dos cálculos realizados, foi verificado que o local 2 produziria uma quantidade de energia muito menor do que o local 1. O principal fator é a pressão de operação utilizada no cálculo. Em um primeiro momento foram verificados os locais com as adutoras de maior seção e com os maiores declives. Ambos os locais apresentavam uma boa opção para a geração, ao se aprofundar no estudo foi verificado que para aproveitar o diferencial de pressão do local 2 seria necessário retirar a VRP instalada no ponto 6 e realizar a construção de uma adutora secundária para atender consumidores no trecho afetado pela retirada da mesma. Isso implicaria em obras na adutora que fica localizada às margens da RS 235, e para realizar obras deste tipo é necessário autorização do DAER, que é responsável pela área lateral as rodovias. Obras deste tipo tendem a ser demoradas desde a liberação da autorização, sem contar nos custos extras, o que provavelmente tornariam o investimento algo de muito longo prazo e, portanto, não sendo atrativo.

Tecnicamente o local 1, por ter maior energia potencial, apresenta a melhor geração de energia elétrica, conforme esperado, tornando-o como a melhor alternativa para a instalação do turbo gerador para este estudo. A capacidade anual de geração do local 2 representa apenas 46,9% da capacidade de geração do local 1.

O gráfico 4.9 ilustra a capacidade de geração anual do local 1 e do local 2.

Gráfico 4.9 – Capacidade de geração anual local 1 e local 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Com base na situação que a obra seria viável no local 2, foi realizado um estudo análogo ao capítulo 4.1, utilizando os mesmos dados e premissas do capítulo 3.5 e desta forma obtido resultados em relação ao retorno do investimento e sendo apresentado na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Fluxo financeiro local 2 em um horizonte de 15 anos

Ano	Taxa mín. 100kWh RGE	Valor Monetário da Energia gerada	Fluxo Financeiro	Saldo Financeiro
0	R\$ -	R\$ -	-R\$ 427.000,00	-R\$ 427.000,00
1	R\$ 720,00	R\$ 32.368,17	R\$ 31.448,17	-R\$ 396.467,80
2	R\$ 770,40	R\$ 34.633,94	R\$ 33.653,54	-R\$ 364.746,11
3	R\$ 824,33	R\$ 37.058,32	R\$ 36.013,49	-R\$ 331.788,66
4	R\$ 882,03	R\$ 39.652,40	R\$ 38.538,84	-R\$ 297.547,40
5	R\$ 943,77	R\$ 42.428,07	R\$ 41.241,19	-R\$ 261.972,38
6	R\$ 1.009,84	R\$ 45.398,03	R\$ 44.132,94	-R\$ 225.011,74
7	R\$ 1.080,53	R\$ 48.575,89	R\$ 47.227,35	-R\$ 186.611,59
8	R\$ 1.156,16	R\$ 51.976,21	R\$ 50.538,62	-R\$ 146.715,93
9	R\$ 1.237,09	R\$ 55.614,54	R\$ 54.081,96	-R\$ 105.266,61
10	R\$ 1.323,69	R\$ 59.507,56	R\$ 57.873,60	-R\$ 62.203,22
11	R\$ 1.416,35	R\$ 63.673,09	R\$ 61.930,96	-R\$ 17.462,98
12	R\$ 1.515,49	R\$ 68.130,20	R\$ 66.272,64	R\$ 29.019,32
13	R\$ 1.621,58	R\$ 72.899,32	R\$ 70.918,57	R\$ 77.311,42
14	R\$ 1.735,09	R\$ 78.002,27	R\$ 75.890,05	R\$ 127.483,68
15	R\$ 1.856,54	R\$ 83.462,43	R\$ 81.209,90	R\$ 179.609,23

Fonte: Elaborado pelo autor

Com os fluxos financeiros calculados, o “payback” simples, foi calculado em 9,9 anos. Já o “payback” descontado, que leva em consideração a taxa de desconto assumida de 3%, ficou em 11,4 anos. Ainda, para este horizonte de 15 anos de estudo, foi calculado o Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 179.609,23. Por fim, foi calculado a Taxa Interna de Retorno (TIR) de 7%, que é a taxa que remunera o capital inicialmente empregado no projeto.

A tabela 4.8 resume os resultados obtidos.

Tabela 4.8 – Resultados obtidos para o local 2

Payback	9,9 anos
Payback descontado	11,4 anos
VPL	R\$ 179.609,23
TIR	7%

Fonte: Elaborado pelo autor

Com esta análise foi possível verificar que mesmo com a quantidade de energia gerada ser menor, ainda assim o investimento é recuperado em alguns anos.

4.4 Comparativo Técnico e Econômico entre Dados Teóricos e Simulados

Este comparativo analisa os resultados obtidos no cálculo teórico para a instalação do TGA no local 1 e os dados utilizados na simulação da turbina realizada pelo fabricante exclusivamente para este projeto. A tabela 4.9 apresenta os dados.

Tabela 4.9 – Valores utilizados no comparativo entre dados teóricos e simulados

Grandeza	Valor utilizado no cálculo	Valor utilizado na simulação
Vazão (Q)	0,02724 m ³ /s	0,022 m ³ /s
Pressão (Hu)	70 mca	75 mca
Peso específico da água (γ)	9,81 kN/m ³	9,81 kN/m ³
Rendimento gerador (η_{tot})	70,00%	52,54%

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando os rendimentos apresentados no capítulo 3.6, referentes a simulação, calculou-se a potência gerada, através da equação 2.

$$P_u = 0,5254 \cdot 0,022 \cdot 75 \cdot 9,81k$$

$$P_u = 8,5 \text{ kW}$$

Com a potência calculada utilizou-se a equação 3 e foi verificada a máxima geração anual possível com os dados simulados:

$$E = 74.511 \text{ kWh}$$

A vazão utilizada na simulação compreendeu um período de uma semana sem vazamentos, para os cálculos teóricos foi utilizado um período de 21 meses e calculado sua média diária.

A pressão utilizada nos cálculos teóricos considerou o valor médio da pressão durante um dia com as duas VRPs desativadas, e considerou como pressão de saída o valor mínimo necessário para o abastecimento do reservatório, aproveitando assim o máximo da queda de água da rede adutora.

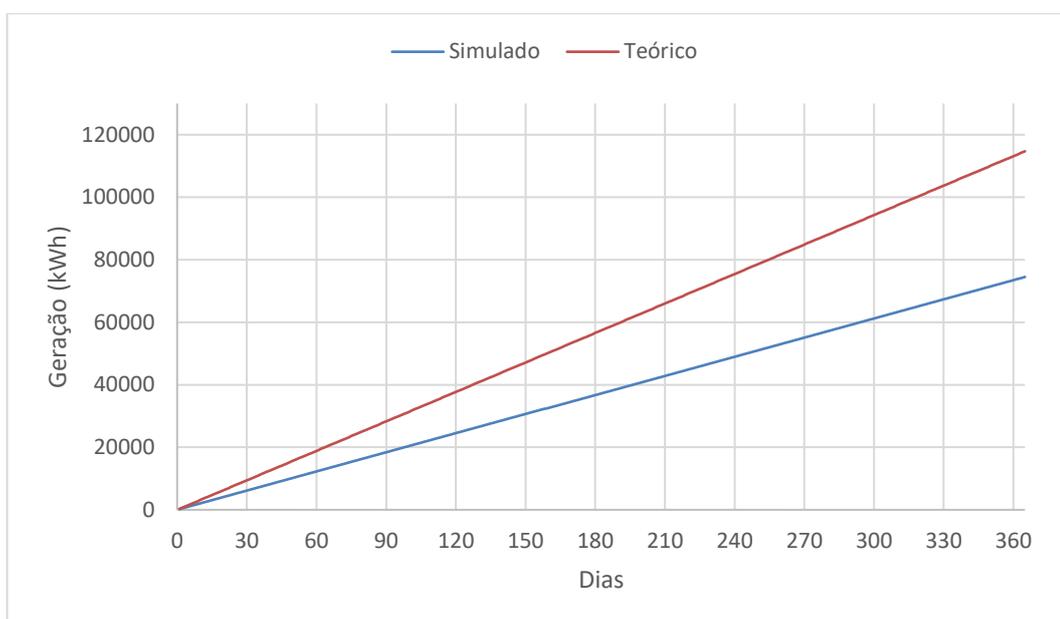
Para a simulação, foi considerado a pressão máxima que a rede atinge, pois de acordo com o fabricante a simulação encontra o melhor ponto de geração para a turbina.

A diferença maior nos resultados está nos valores de rendimentos utilizados. Utilizando rendimentos obtidos através da ficha técnica do equipamento, fornecido pelo fabricante, o rendimento total do gerador para os cálculos teóricos foi de 70,39%. Com os resultados da simulação, para o equipamento em questão, o rendimento total do turbo gerador ficou em torno de 52,54%. De acordo com o fabricante, os dados da ficha técnica são referentes a um turbo gerador com maior potência, e por esta razão se consegue chegar em rendimentos maiores, tanto da turbina, quanto do gerador elétrico.

O resultado da simulação diminuiu a capacidade anual de geração estimada, o novo valor representa 64,94% da capacidade de geração calculada com os dados teóricos.

O gráfico 4.10 ilustra o comparativo de geração de energia durante o período de um ano para o local 1 com os dados teóricos e com os simulados.

Gráfico 4.10 – Capacidade de geração anual local 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Com base no valor simulado, e considerando que será o mais próximo da situação real, foi realizado o cálculo de retorno financeiro, e é apresentado na tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Fluxo financeiro com dados simulados em um horizonte de 15 anos

Ano	Taxa mín. 100kWh RGE	Valor Monetário da Energia gerada	Fluxo Financeiro	Saldo Financeiro
0	R\$ -	R\$ -	-R\$ 427.000,00	-R\$ 427.000,00
1	R\$ 720,00	R\$ 44.821,52	R\$ 42.622,84	-R\$ 384.377,16
2	R\$ 770,40	R\$ 47.959,03	R\$ 44.281,86	-R\$ 340.095,30
3	R\$ 824,33	R\$ 51.316,16	R\$ 46.005,39	-R\$ 294.089,91
4	R\$ 882,03	R\$ 54.908,29	R\$ 47.795,93	-R\$ 246.293,98
5	R\$ 943,77	R\$ 58.751,87	R\$ 49.656,07	-R\$ 196.637,91
6	R\$ 1.009,84	R\$ 62.864,50	R\$ 51.588,54	-R\$ 145.049,38
7	R\$ 1.080,53	R\$ 67.265,02	R\$ 53.596,12	-R\$ 91.453,25
8	R\$ 1.156,16	R\$ 71.973,57	R\$ 55.681,76	-R\$ 35.771,49
9	R\$ 1.237,09	R\$ 77.011,72	R\$ 57.848,47	R\$ 22.076,98
10	R\$ 1.323,69	R\$ 82.402,54	R\$ 60.099,41	R\$ 82.176,39
11	R\$ 1.416,35	R\$ 88.170,72	R\$ 62.437,85	R\$ 144.614,24
12	R\$ 1.515,49	R\$ 94.342,67	R\$ 64.867,19	R\$ 209.481,44
13	R\$ 1.621,58	R\$ 100.946,65	R\$ 67.390,97	R\$ 276.872,40
14	R\$ 1.735,09	R\$ 108.012,92	R\$ 70.012,84	R\$ 346.885,24
15	R\$ 1.856,54	R\$ 115.573,82	R\$ 72.736,63	R\$ 419.621,87

Fonte: Elaborado pelo autor

Com os fluxos financeiros calculados, o “payback” simples, foi calculado em 7,7 anos. O “payback” descontado, que leva em consideração a taxa de desconto assumida de 3%, ficou em 8,6 anos. O Valor Presente Líquido (VPL) foi de R\$ 419.621,87. Por fim, foi calculado a Taxa Interna de Retorno (TIR) de 12%, que é a taxa que remunera o capital inicialmente empregado no projeto. A tabela 4.11 resume os resultados obtidos com dados teóricos e simulados para o local 1.

Tabela 4.11 – Resultados obtidos para o local 1

	Valor utilizado no cálculo	Valor utilizado na simulação
Payback	7,7 anos	5,4 anos
Payback descontado	8,6 anos	5,9 anos
VPL	R\$ 419.621,87	R\$ 885.816,27
TIR	12%	20%

Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 4.11 ilustra o saldo de caixa para um horizonte de 15 anos, com dados simulados, ao investir no TGA.

Gráfico 4.11 – Saldo de caixa para um horizonte de 15 anos



Fonte: Elaborado pelo autor

Neste comparativo pode ser verificado que apesar do rendimento e a vazão utilizadas na simulação ser menor, ainda assim o investimento é atrativo e apresenta ser uma ótima aquisição para empresas que buscam reduzir custos aliado a uma geração de energia mais limpa, contribuindo para o caixa da empresa e para o planeta.

5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo de caso foi realizado na Companhia Riograndense de Saneamento Básico do Estado do Rio Grande do Sul (CORSAN), com o propósito de analisar e identificar o melhor local e benefícios na instalação de um turbo gerador anfíbio em uma rede de distribuição de água tratada.

O trabalho demonstra ao longo do seu desenvolvimento que há diversas possibilidades de reaproveitamento energético utilizando redes de abastecimento de água, visando à redução de custos e maior eficiência nos SAA.

Em um sistema de abastecimento de água, dependendo de sua estrutura, pode sim conter um potencial energético, sendo viável e lucrativo para a geração de energia elétrica através de um turbo gerador. O TGA é um equipamento compacto, em geral exige menos obras civis e mecânicas para sua instalação e pouca manutenção, quando comparado com outros sistemas de micro e minigeração em sistemas de distribuição de água.

A necessidade de um dispositivo para redução de pressão em SAA é imprescindível para entregar água potável dentro dos limites de pressão estabelecidos por normas brasileiras. Com a instalação de um turbo gerador em substituição a uma VRP, aproveita-se a energia potencial comumente dissipada pela válvula, para a geração de energia elétrica, aumentando assim a eficiência energética do sistema e gerando créditos para a companhia.

Conclui-se também que o TGA diminui o prejuízo em caso de vazamentos, aumentando a eficiência do sistema de distribuição de água, mas que não deve ser instalado com a finalidade exclusiva de aumentar o faturamento da Companhia, vide que o custo para gerar energia é maior do que o valor da energia gerada.

O mecanismo de compensação de energia proposto pela ANEEL incentiva os consumidores a produzirem sua própria energia, contribuindo também para a segurança do fornecimento energético no país. Dessa forma, através do mecanismo de compensação de energia pode-se obter créditos com a concessionária de energia para ser utilizado não somente no ponto de instalação, como também de outras unidades consumidoras na mesma área de concessão.

Neste estudo de caso, o trecho 1 possui o local com maior potencial energético disponível e indicado para a instalação do TGA, mas de maneira geral a instalação do turbo gerador se mostra viável economicamente e tecnicamente em ambos os trechos

analisados, sendo uma maneira eficaz de recuperar a energia potencial presente em muitos pontos dos sistemas de abastecimento, obtendo ainda um controle de perdas satisfatório. Alguns pontos analisados nos trechos das adutoras não compensariam o investimento, devido a estarem próximo a rodovias e neste caso o custo das obras civis inviabilizam o projeto.

Apesar do local 2 apresentar uma vazão média relativamente maior, o local 1 apresenta ser a melhor alternativa para a instalação do turbo gerador, a capacidade anual de geração do local 1 é de 114.703 kWh e a do local 2 é de 53.8 kWh de acordo com dados teóricos. Isto representa que a capacidade anual de geração do local 2 representa apenas 46,9% da capacidade de geração do local 1. Isto se deve ao fato do local 1 possuir a maior energia potencial disponível para a geração, o que impactou significativamente no resultado final.

A simulação realizada para a turbina instalada no local 1, apresentou um rendimento menor em comparação aos rendimentos teóricos levantados. Através da simulação da turbina no ponto de geração, o rendimento hidráulico foi de 71% e o rendimento do gerador para este caso foi de 83,8%. O rendimento de todos os componentes de acordo com o fabricante, para o TGA sendo instalado no local 1, ficou em torno de 52,54%, e a estimativa de rendimento do conjunto de geração apresentado na bibliografia e utilizado nos cálculos teóricos foi de 70,39%. De acordo com o fabricante, quanto maior for a potência do turbo gerador, maior serão os rendimentos hidráulicos da turbina e do gerador elétrico. Mas apesar desta diminuição no rendimento do TGA, ainda assim apresentou ser uma solução viável economicamente para a geração de energia em redes de distribuição com bons potenciais de energia hidráulica.

O tempo necessário para retornar o investimento inicial, utilizado na instalação do TGA no local 1, foi calculado em 5,4 anos com os dados teóricos, considerando uma taxa de desconto de 3%, o payback descontado foi de 5,9 anos. O local 1 apresentou uma taxa interna de retorno de 20%, que é a taxa que remunera o capital inicialmente empregado no projeto. O local 2 apresentou um payback simples de 9,9 anos e um payback descontado de 11,4 anos. A taxa interna de retorno foi calculada em 7% para o local 2.

Considerando as taxas de remuneração do mercado atual, e os rendimentos fixos mais seguros, como Poupança (2,45% a.a.) e CDI (3,4% a.a.), ambos os locais apresentam ser uma opção viável economicamente, remunerando o capital com uma

taxa maior do que as encontradas no mercado financeiro hoje, trazendo retorno financeiro para a Companhia.

Para as análises não foi considerado o crescimento populacional da região, que ao longo do tempo deve ocasionar um crescimento na vazão. Com estas informações, as taxas de retorno de investimento e payback seriam melhores, evidenciando ainda mais a viabilidade econômica da instalação do TGA.

Por fim, de acordo com o estudo realizado conclui-se que independente da vazão e pressão de operação, o TGA irá gerar energia elétrica, porém o retorno do investimento pode demorar de acordo com os valores de vazão e pressão. Quanto maior for a pressão e a vazão disponível, maior será a quantidade de energia gerada.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os seguintes aspectos não foram verificados neste estudo e como recomendação para trabalhos futuros, propõe-se:

- Realizar um estudo mais aprofundado sobre a efetiva atuação do gerador no controle de pressões, desenvolvendo suas potencialidades e especificando suas limitações.
- Realizar a análise da energia gerada e verificar quanto efetivamente a companhia está economizando, confrontando resultados teóricos, simulados e práticos da instalação.
- Realizar uma comparação do potencial de geração elétrica de um TGA com outros tipos de turbinas e BFTs.
- Analisar a rede de abastecimento de água e identificar outros pontos para a instalação de um TGA.
- Avaliar a implementação de novos projetos com a utilização do TGA, e compará-lo com este estudo de caso.
- Criar ferramentas de apoio a tomada de decisão com base nos dados e comparações observadas nesse trabalho.

REFERÊNCIAS

ANEEL – Resolução Normativa 482/2012.

ANEEL – Resolução Normativa 687/2015.

ALVES, D. D. S.; Contribuições Para o Estudo e a Aplicação de Bombas Funcionando Como Turbinas na Geração Descentralizada, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

BALARIM, C. R.; TARGAM L. A.; VIRGENS FILHO, J. S.; ANDRADE FILHO, A. G.; WIECHETECK, G. Custo de Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas em Microcentrais Hidrelétricas. Engenharia Agrícola, v.24, p. 219-225, 2004.

BRANDALIZE, M. C. B.; Apostila (09) – Topografia. Disponível em: < [http://www2.uefs.br/geotec/topografia/apostilas/topografia\(9\).htm](http://www2.uefs.br/geotec/topografia/apostilas/topografia(9).htm) > Acesso em: jun. 2021.

CHAGAS, A. G.; Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira da Implantação de Sistemas de Geração de Energia Elétrica Distribuída em Tubulações de Água no Setor de Mineração, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.

CHAPALLAZ, J.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G. Manual on induction motors used as generators. Braunschweig: Vieweg, 1992.

EPE – Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). – EPE: Rio de Janeiro, 2016.

FITZGERALD, A. E.; KINGLSEY JR., C; KUSKO, A. Máquinas elétricas: conversão eletromecânica da energia processos, dispositivos e sistemas. São Paulo: McGrawHill, 1975. 623p.

FITZGERALD, A. E.; KINGLSEY JR., C.; UMANS, S. D. Máquinas Elétricas. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2014. 724p.

FITZGERALD, A. E.; KINGLSEY JR., C.; UMANS, S. D. Máquinas elétricas com introdução à eletrônica de potência. Porto Alegre: Bookman, 2006. 648p.

FONSECA, C. S. Recuperação de Energia Hidráulica: uso de bombas que operem como turbinas. Rio de Janeiro. CEFET/RJ. 2018. 112p.

GOMES, A. S. Guias Práticos: técnicas de operação em sistemas de abastecimento de água. Brasília: Ministério das Cidades, 2007.

GOMES, H. P.; de CARVALHO, P. S. O. (Organizadores). In: GOMES, H. P. (Org.). Sistemas de bombeamento – Eficiência Energética. João Pessoa: Editora UFPB, 2009. 460p.

HIGRA – Ficha técnica Turbo Gerador 1133_45 – PT – REV 00. 2020.

HIGRA. Semaes, de São Leopoldo, é case para outras companhias de saneamento. Disponível em: < <http://www.higra.com.br/index.php/pt-br/blog/semae-de-s%C3%A3o-leopoldo-%C3%A9-case-para-outras-companhias-de-saneamento> > Acesso em: jun. 2021.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. Notas sobre Geração Distribuída. INEE. Disponível em: < http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp >. Acesso em: set. 2020.

INTERNACIONAL WATER ASSOCIATION. Water management – Industry as a Partner for Sustainable Development. IWA, UNEP, United Kingdom, 60p. 2002.

JAMES, K.; GODLOVE, C. E.; CAMPBELL, S. L. Watergy: Taking advantage of untapped energy and water efficiency opportunities in municipal water systems. Alliance to Save Energy, 2002. 173p.

LOPES, R. E. Grupos Geradores de Baixa Potência Acionados Por Bombas Funcionando Como Turbina. 2003. Dissertação – Universidade Federal de Minas Gerais. Brasil. 2003.

MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019.

MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021.

NBR 12218 – Projeto de rede de distribuição de água para abastecimento público. Rio de Janeiro, 1994.

NETTO, A. J. M.; FERNANDEZ, M. F. y; Araujo, R. de; ITO, A. E. Manual de hidráulica. Ed 8. São Paulo: Blücher, 1998.

RAMOS, H.; COVAS, D.; ARAUJO, L. Válvulas Redutoras de Pressão e Produção de Energia. 7º Congresso da Água, Lisboa-Portugal, 2004.

ReCESA. Abastecimento de água: gerenciamento de perdas de água e energia elétrica em sistemas de abastecimento: Guia do Profissional em Treinamento: Nível 2 / Secretária Nacional de Saneamento Ambiental. Salvador: ReCESA, 2008. 139p.

SANTOS, E. O. dos. Administração financeira da pequena e média empresa. São Paulo: Atlas, 2001.

SANTOS, M. A. dos. Microgeração de Energia em Sistemas de Abastecimento de Água, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Santa Rosa, 2019.

SEMAE. Turbogenerador – Semae é referência para companhias de saneamento do país. Disponível em: < <https://semae.rs.gov.br/?p=10820190005> >. Acesso em jun. 2021.

SILVA, E. C. da. Como administrar o fluxo de caixa das empresas. São Paulo: Atlas, 2005.

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO – SNIS. Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgoto. Brasília: Ministério das Cidades/SNSA/PMSS, 2018.

STEPHENS, I. Níveis Econômicos de Perdas. In Seminário Internacional sobre Programas de Redução e Controle de Perdas em Sistema de Abastecimento de Água, Recife, 2002. 16p.

TARDELLI FILHO, J. Controle e redução de perdas. Capítulo 10. In: Abastecimento de Água. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004.

TEIXEIRA, E. C.; O papel das políticas públicas no desenvolvimento local e na transformação da realidade. AATR, Salvador, 2002. 11p.

TEIXEIRA, E. S.; BARBOSA, A. T. R. Readequação Operacional e de Eficiência Energética em Sistemas de Abastecimento de Água – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Natal: SBSE 2016. 6p. Artigo.

TSUTIYA, M. T. Redução do custo de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água. 1ª Ed. São Paulo: ABES, 2001.

TSUTIYA, M. T. Abastecimento de Água. 3ª Ed. São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2006. 643p.

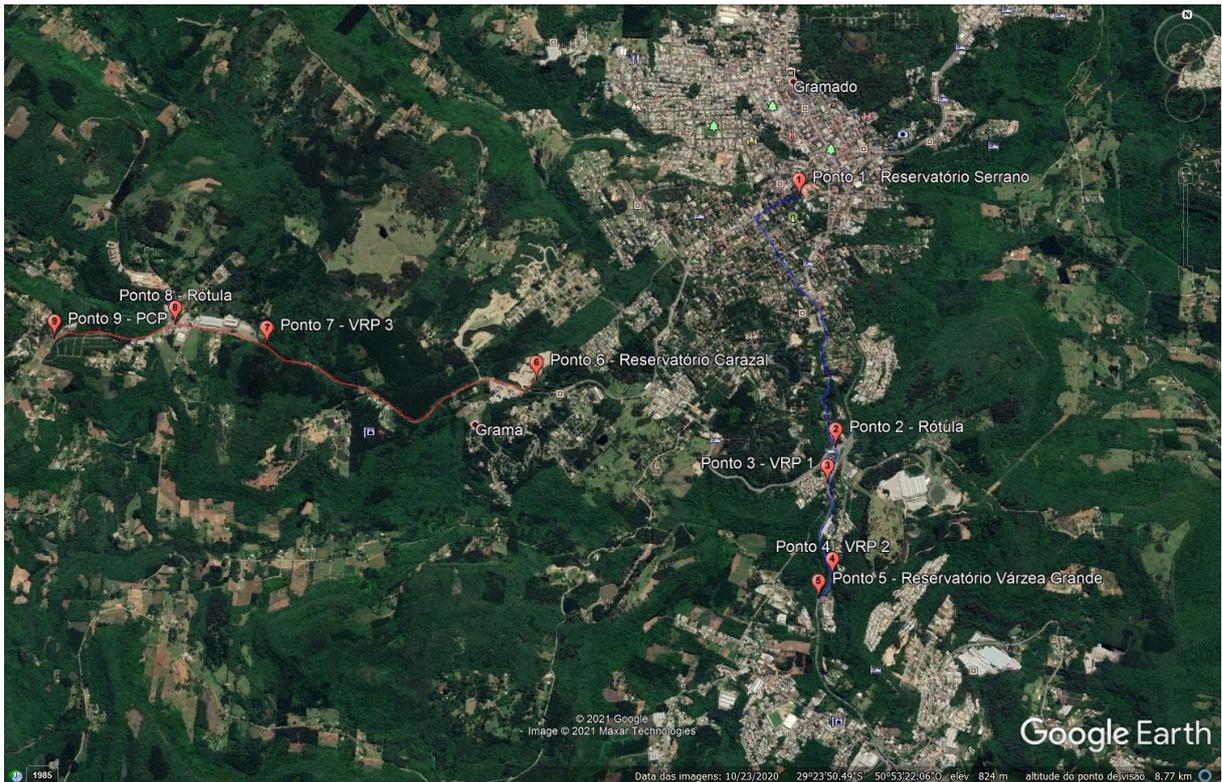
VIANA, A. N. C. Comportamento de bombas centrífugas funcionando como turbinas hidráulicas. 1987. 152p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Itajubá, 1987.

VINCIGUERA, V. Avaliação do impacto da redução de pressão nas perdas reais em setor de distribuição de água do município de Campo Grande – MS, Campo Grande, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2009. 69p. Dissertação (Mestrado).

APÊNDICE A – LOCALIZAÇÃO DAS ADUTORAS ESTUDADAS

Neste Apêndice apresenta-se as imagens referentes a localização geográfica das adutoras utilizadas neste estudo de caso. A figura A.1 apresenta os dois trechos no mapa.

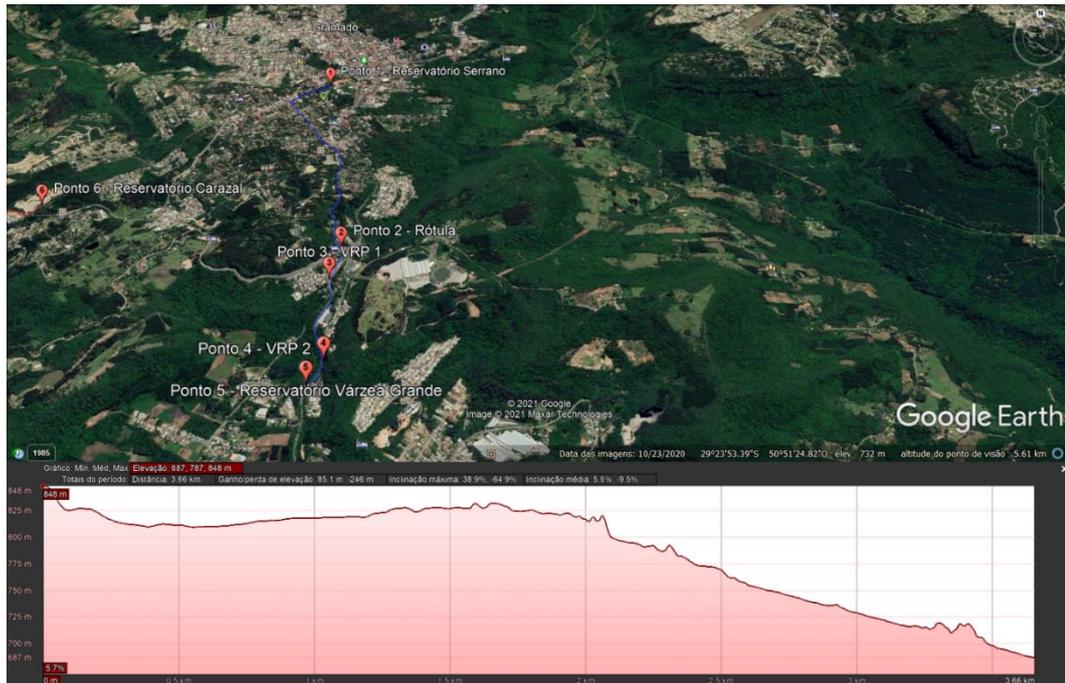
Figura A.1 – Localização geográfica dos trechos estudados



Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

O perfil de elevação do local 1 é apresentado junto com sua localização geográfica na figura A.2.

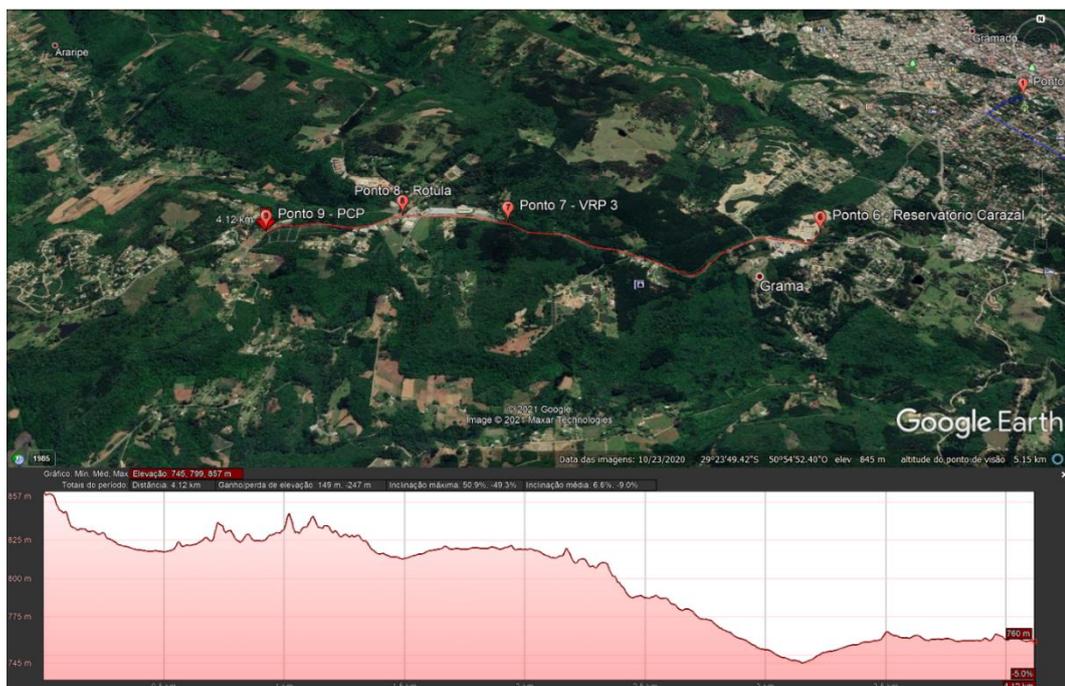
Figura A.2 – Localização geográfica e curva de elevação do local 1



Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

E o perfil de elevação com a localização geográfica do local 2 é apresentado na figura A.3.

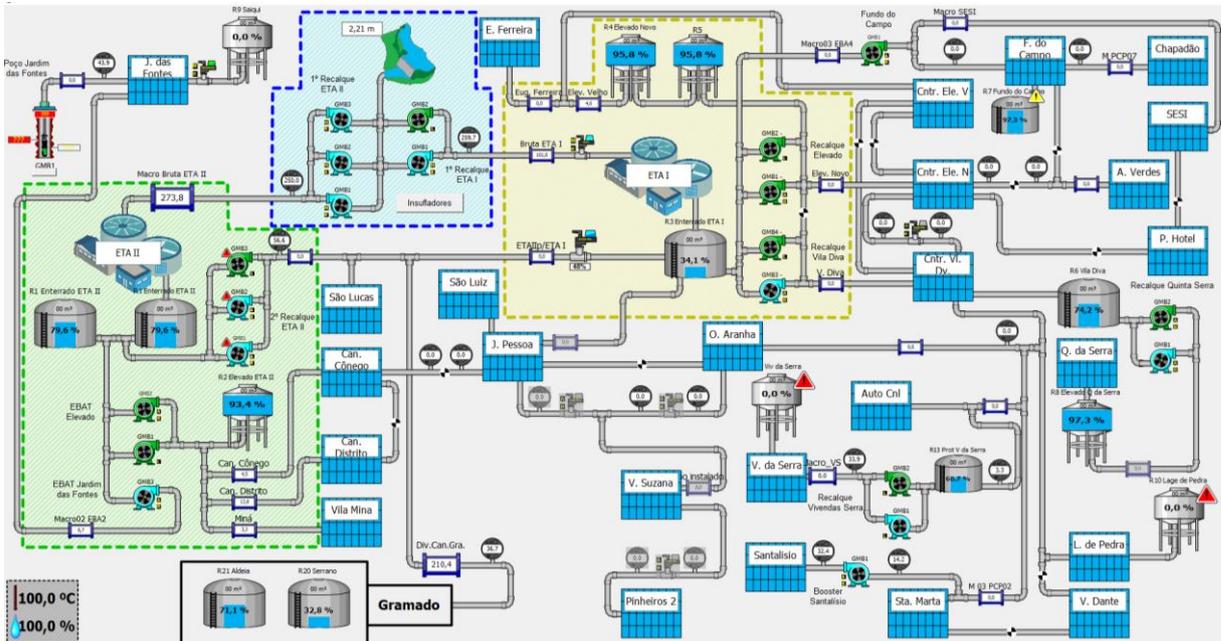
Figura A.3 – Localização geográfica e curva de elevação do local 2



Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

A tela com o fluxo do abastecimento de Canela é apresentada na figura B.2.

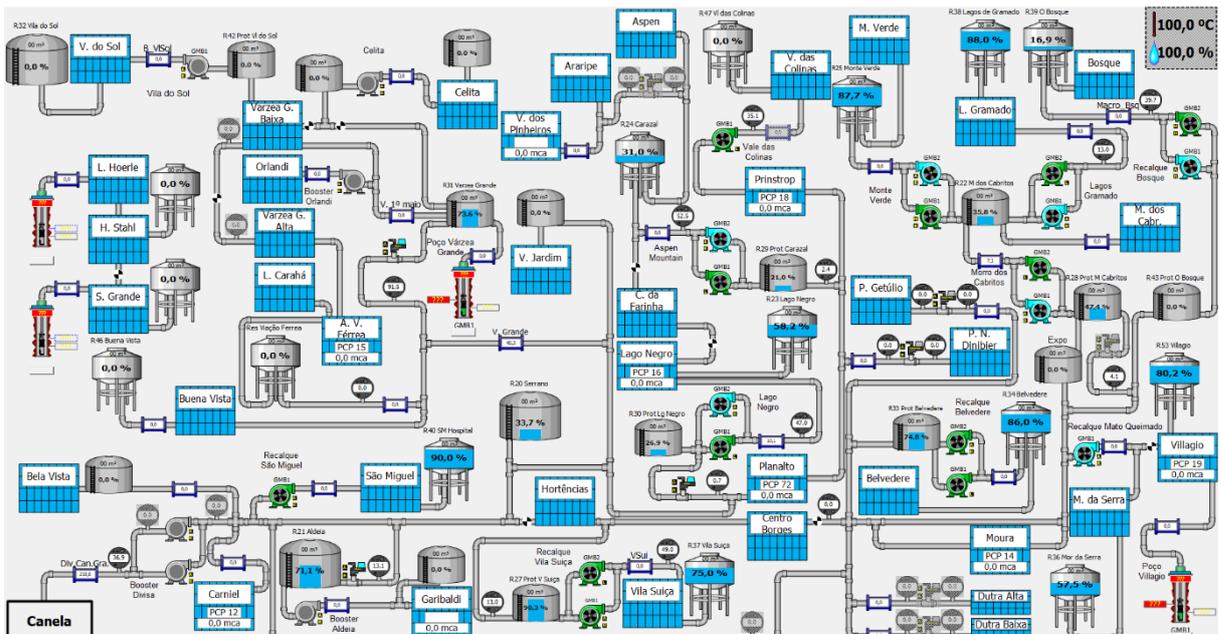
Figura B.2 – Fluxograma do SAA de Canela



Fonte: CCO Hortênsias

A tela com o fluxo do abastecimento de Gramado é apresentada na figura B.3.

Figura B.3 – Fluxograma do SAA de Gramado

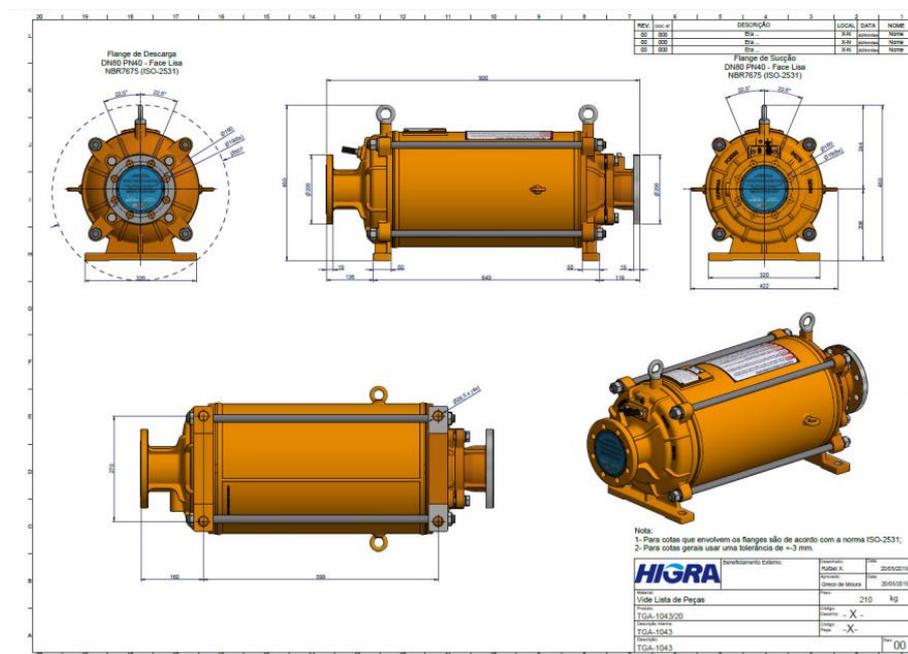


Fonte: CCO Hortênsias

APÊNDICE C – IMAGENS DAS ETAPAS DE INSTALAÇÃO DO TGA

Neste Apêndice apresenta-se as imagens referentes a instalação do turbo gerador deste estudo de caso. O fluxo de instalação seguiu exatamente o apresentado no capítulo 3.7. Com o turbo gerador definido, o desenho dimensional do conjunto instalado pode ser visto na figura C.1, contendo todas as medidas necessárias para dimensionamento e planejamento de instalação do TGA.

Figura C.1 – Desenho dimensional para instalação do turbo gerador



Fonte: HIGRA (Projetista Mauro Bruschi)

Através da escavação e preparação do solo, as obras de construção civil do alojamento do turbo gerador e do painel elétrico iniciaram e são apresentadas na figura C.2.

Figura C.2 – Alojamento para o turbo gerador



Fonte: Elaborado pelo autor

As obras de construção civil finalizadas são apresentadas na figura C.3

Figura C.3 – Obra civil finalizada



Fonte: Elaborado pelo autor

Realizadas as obras de construção civil, as obras mecânicas apresentadas na figura C.4 foram realizadas, com a parte de montagem das tubulações e válvulas necessárias para a operação do TGA.

Figura C.4 – Montagem de tubulações mecânicas



Fonte: Elaborado pelo autor

A obra mecânica finalizada é apresentada na figura C.5.

Figura C.5 – Turbo gerador e válvula de by-pass



Fonte: Elaborado pelo autor

O painel elétrico instalado e o inversor regenerativo utilizado junto com o TGA são apresentados na figura C.6.

Figura C.6 – Painel elétrico e inversor regenerativo



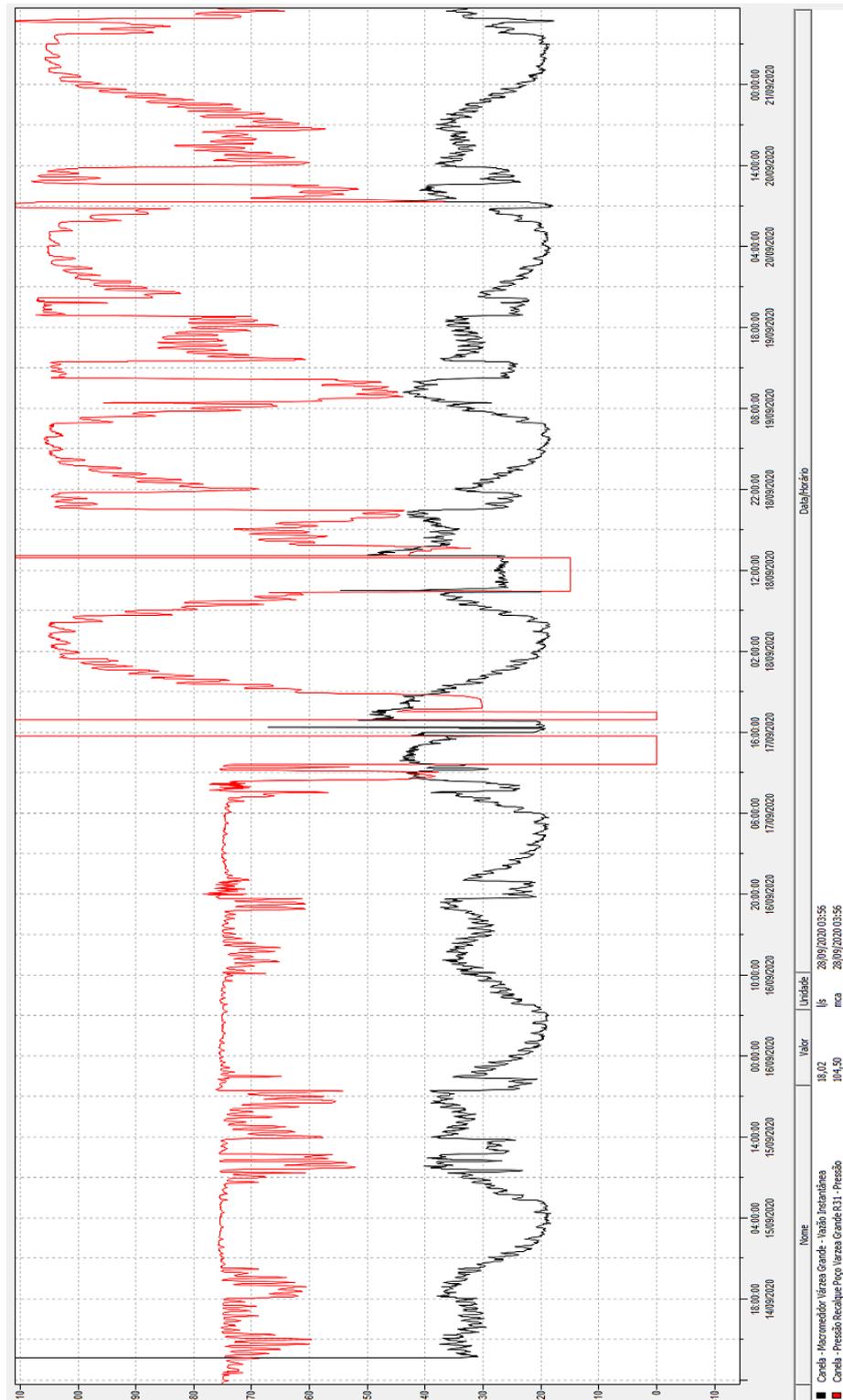
Fonte: Elaborado pelo autor

Devido a pandemia a obra está com alguns atrasos, e até o presente momento, 09/06/2021, ainda falta realizar a ligação do equipamento no painel elétrico, a configuração do inversor regenerativo e a substituição do medidor de energia unidirecional para um bidirecional, responsabilidade esta da concessionária de energia.

APÊNDICE E – GRÁFICOS UTILIZADOS NAS ANÁLISES

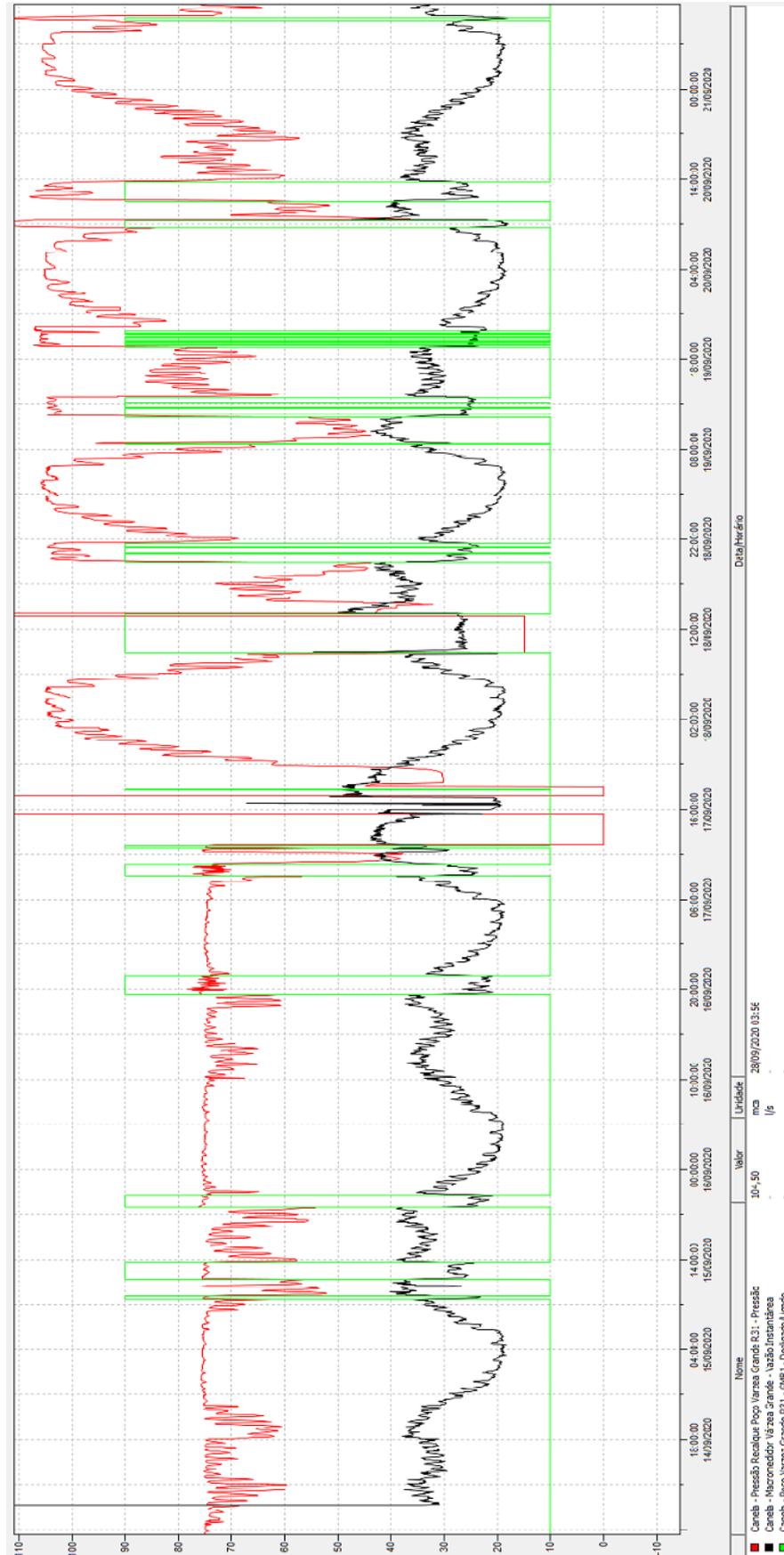
Neste Apêndice é apresentado os gráficos 4.2 e 4.4, utilizados nas análises, com uma melhor resolução.

Gráfico E.1 – Referente ao gráfico 4.2



Fonte: Elaborado pelo autor

Gráfico E.2 – Referente ao gráfico 4.4



Fonte: Elaborado pelo autor