



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE
ENERGIA RENOVÁVEL PARA ATENDIMENTO DA EMPRESA DE
SANEAMENTO DE TUCURUÍ**

CARLOS EDUARDO FERRAZ SOUZA DE SOUSA

TUCURUÍ – PA
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
RENOVÁVEL PARA ATENDIMENTO DA EMPRESA DE SANEAMENTO DE
TUCURUÍ**

CARLOS EDUARDO FERRAZ SOUZA DE SOUSA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Mecânica do Campus de Tucuruí, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Amarante Mesquita.
Coorientador: Me. Eng. Gilton C. de Andrade Furtado.

TUCURUÍ – PA
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
RENOVÁVEL PARA ATENDIMENTO DA EMPRESA DE SANEAMENTO DE
TUCURUÍ**

CARLOS EDUARDO FERRAZ SOUZA DE SOUSA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Faculdade de Engenharia Mecânica do Campus de
Tucuruí, como parte dos requisitos para a obtenção do
título de Engenheiro Mecânico.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Luíz Amarante Mesquita
Orientador – UFPA

Me. Eng. Gilton C. de Andrade Furtado
Coorientador – ELETRONORTE

Prof. Dr. Jessé Luíz Padilha
Examinador Interno – FEM

Prof. Me. Davi Edson Sales e Souza
Examinador Externo – FAESA

Conceito _____

Tucuruí, ____ de ____ de 2022.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente à Deus, pois Ele me sustentou até aqui. Este trabalho é para engrandecimento d'Ele, pois me deu forças e permitiu que eu atravessasse períodos bastante tristes, mas nunca me deixou.

Aos meus pais, que estiveram sempre ao meu lado durante toda minha caminhada, me dando apoio e me ajudando nas horas mais difíceis. Se cheguei hoje até aqui, foi por esforços deles, passando por diversas dificuldades.

Ao professor André Mesquita, que me auxiliou nesta etapa crucial de finalização de curso, me orientou por onde seguir nesta etapa final e permitiu que eu seguisse nessa área que acho muito interessante.

Ao eng. Gilton Furtado, que me auxiliou tanto no período de estágio, na empresa Eletronorte, quanto durante o percurso do trabalho para que ele pudesse ser finalizado.

Para finalizar, gostaria de agradecer à todos os familiares que também me mantiveram durante o período em Tucuruí, foi de extrema importância para mim, e também agradecer aos meus colegas que fiz na faculdade, cheguei aqui com o apoio deles também.

OBRIGADO!

*“Confie no Senhor de todo o seu coração e não se apoie em seu próprio entendimento;
reconheça o Senhor em todos os seus caminhos, e ele endireitará as suas veredas.”*

Provérbios 3:5,6

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA ATENDIMENTO DA EMPRESA DE SANEAMENTO DE TUCURUÍ

RESUMO

Frente ao aumento gradual, porém constante, das tarifas de energia elétrica no país, cada vez mais tem se buscado novas alternativas de geração de energia própria, conhecidas como geração distribuída. As fontes de energia renováveis têm um papel fundamental para a sustentabilidade, principalmente a energia solar. Este estudo tem por objetivo avaliar a viabilidade de substituição do atual fornecimento de energia de uma autarquia de distribuição de água da região de Tucuruí-PA, proveniente da concessionária local, por uma alternativa mais rentável através da combinação de geração solar flutuante e armazenamento de energia bombeado. Para tal, realizou-se um levantamento do consumo atual de energia e o quanto este representa em custos para a empresa. Em seguida, verificou-se a disponibilidade e a quantidade de energia solar que poderia ser gerada no local, permitindo o dimensionamento de uma unidade fotovoltaica flutuante disposta em um dos lagos da região. Também foi projetado um sistema de armazenamento de energia, na forma de bombeamento de água para diferentes reservatórios, a fim de armazenar a energia potência hídrica disponível. Para o sistema de armazenamento, foram selecionadas bombas hidráulicas que também seriam utilizadas como turbinas e, para calcular o comportamento desta, um método para a predição do comportamento da bomba funcionando como turbina (BFT) fora do ponto nominal foi aplicado. Análises do funcionamento do sistema foram realizados, de forma que o sistema pudesse operar da forma mais eficiente possível. Períodos de geração solar foram intercalados com geração pelo armazenamento bombeado, suprindo assim a demanda energética da empresa estudada. O estudo, por fim, analisou as receitas e despesas gerados pela aplicação do projeto, além de ressaltar a economia que poderá ser feita em poucos anos de uso no custo de energia do estabelecimento. Em 8 anos, o sistema projetado adquire autonomia e, em 20, é possível economizar mais de R\$ 30 milhões, permitindo que haja uma expansão das atividades atualmente exercidas ou, até mesmo, o investimento em outras áreas do negócio.

Palavras-chave: *Geração Solar; Armazenamento Bombeado (PHES); Bombas funcionando como turbinas (BFT); Custo de energia; Distribuição de água; Economia.*

DIMENSIONING OF A HYBRID RENEWABLE ENERGY GENERATION SYSTEM FOR A SANITATION COMPANY AT TUCURUÍ-PA

ABSTRACT

Faced with the gradual but constant increase in electricity tariffs in the country, new alternatives for generating own energy, known as distributed generation, are increasingly being sought. Renewable energy sources play a key role in sustainability, especially solar energy. This study aims to evaluate the feasibility of replacing the current energy supply of a water distribution authority in the region of Tucuruí-PA, from the local utility company, for a more profitable alternative through the combination of floating solar generation and pumped energy storage. To this end, a survey was carried out of the current energy consumption and how much it represents in costs for the enterprise. Then, the availability and amount of solar energy that could be generated on site was verified, allowing the design of a floating photovoltaic unit arranged in a lake placed in the region. An energy storage system was designed as well, in the form of pumping water to different reservoirs, in order to store the available hydropower energy. For the storage system, hydraulic pumps were selected that would also be used as turbines and, to calculate its behavior, a method for predicting the behavior of the pump as turbine outside the nominal point was applied. Analyses of the system operation were carried out, so that the system could operate as efficiently as possible. Periods of solar generation were interspersed with generation by pumped storage, thus supplying the energy demand of the studied company. Finally, the study analyzes the revenues and expenses generated by the application of the project, in addition to highlighting the savings that can be made in a few years of use in the energy cost of the enterprise. In 8 years, the projected system acquires autonomy and, in 20, it is possible to save more than 30 million BRL, allowing an expansion of the activities currently carried out or even the investment in other business areas.

Palavras-chave: *Solar generation; Pumped-Hydro Energy Storage (PHES); Pump as Turbine (PAT); Energy cost; Water distribution; Savings.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Comparativo entre um sistema de geração convencional e uma GD.....	18
Figura 2: Componentes da irradiação solar.	19
Figura 3: Total diário da irradiação no plano inclinado na latitude - média anual.....	20
Figura 4: Diferentes perfis de radiação solar convertidos em HSP.	21
Figura 5: Diagrama em blocos de um sistema de microgeração conectada à rede.	22
Figura 6: Capacidade de energia armazenada instalada por região em 2020 e 2026, Concentração de energia solar, Bombeamento reversível e Baterias.	24
Figura 7: Instalação de armazenamento de energia hidroelétrica bombeada (PHES).....	24
Figura 8: Esquematização de uma bomba centrífuga operando como bomba.	26
Figura 9: Curvas características de uma bomba centrífuga.	27
Figura 10: Curva característica do sistema e ponto de operação.....	28
Figura 11: Esquematização do funcionamento de uma BFT.....	28
Figura 12: Curvas de bombas em modo bomba (BFB) e modo turbina (BFT).....	29
Figura 13: Conceito de um sistema solar-armazenamento bombeado.	32
Figura 14: Esquematização de um sistema híbrido solar - armazenamento bombeado com a utilização de BFT.....	33
Figura 15: Modelo de dimensionamento e otimização do sistema.....	34
Figura 16: Localização da microrregião de Tucuruí.	35
Figura 17: Estações elevatórias na cidade de Tucuruí.....	36
Figura 18: Demanda horária de energia do sistema.	39
Figura 19: Custo anual com energia para a empresa.	43
Figura 20: Lago do Sítio Deus é Grande.	44
Figura 21: Lago do Sítio Deus é Grande e o canal da Eclusa (1:1000).....	44
Figura 22: Média de precipitação anual em Tucuruí-PA.	45
Figura 23: Elevação no lago da usina hidrelétrica em Tucuruí-PA.....	46
Figura 24: Esquematização do sistema.....	47
Figura 25: Divisão do atendimento da demanda proposta no sítio.....	49
Figura 26: Dados da irradiação solar no sítio ao longo do ano.	51
Figura 27: Sistema de geração do sistema.....	54
Figura 28: Seleção das bombas no catálogo da IMBIL.....	58
Figura 29: Curvas da bomba selecionada.	58
Figura 30: Esquematização do sistema.....	59

Figura 31: Esquematização da ligação das máquinas em paralelo.....	59
Figura 32: Diagrama de Moody.....	62
Figura 33: Curvas do sistema para diferentes diâmetros de tubulação. (a) $D=0,70$ m; (b) $D=0,80$ m; (c) $D=1,00$ m	63
Figura 34: Comparação dos sistemas com 3 e 4 bombas em paralelo.	64
Figura 35: NPSH e potência requerida para a bomba selecionada.....	65
Figura 36: Curva H_xQ e η_xQ obtidas pelo método Rossi <i>et al.</i> (2019).	69
Figura 37: Curvas da BFT para diferentes rotações da bomba.....	70
Figura 38: Energia solar gerada ao longo dos meses.....	74
Figura 39: Energia produzida e consumida pelas bombas ao longo do dia (MWh).....	76
Figura 40: Tempo de payback para os sistemas de geração.	78
Figura 41: Esquematização do funcionamento do projeto.	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Bombas hidráulicas em utilização na cidade de Tucuruí.	37
Tabela 2: Potência total instalada do sistema.	38
Tabela 3: Tarifas de aplicação para o subgrupo A4.	41
Tabela 4: Alíquota dos impostos incidentes no custo de energia.	42
Tabela 5: Taifa de energia com impostos.	42
Tabela 6: Médias mensais da precipitação (mm) ao longo do ano em Tucuruí-PA.	45
Tabela 7: Características do módulo fotovoltaico.	50
Tabela 8: Horas de Sol Pleno disponíveis no sítio ao longo do ano.	51
Tabela 9: Coeficientes para perda de carga localizada.	60
Tabela 10: Propriedades da água à 20° C.	66
Tabela 11: Energia solar gerada ao longo dos meses (MWh/dia).	74
Tabela 12: Dados de operação das bombas hidráulicas.	75
Tabela 13: Valores do coeficiente de retorno de água ao longo do ano.	76
Tabela 14: Balanço mensal do sistema ao longo de um ano (R\$).	77
Tabela 15: Dados sobre o dimensionamento final do projeto.	79

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEP	<i>Best Efficiency Point</i> , Ponto de Melhor Eficiência
BFB	Bomba Funcionando como Bomba
BFT	Bomba Funcionando como Turbina
COE	<i>Cost of Energy</i> , Custo de Energia
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DOU	Diário Oficial da União
GA	<i>Genetic Algorithm</i> , Algoritmo Genético
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
IEA	<i>International Energy Agency</i> , Agência Internacional de Energia
IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
NPSH	<i>Net Positive Suction Head</i>
PA	Pará
PDMT	Plano Diretor do Município de Tucuruí
PHES	<i>Pumped Hydro Energy Storage</i> , Armazenamento de Energia Hídrica Bombeada
PIS	Programa de Integração Social
REN	Resolução Normativa
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre o Saneamento
TE	Tarifa do consumo de Energia
TOE	<i>Tariff of Energy</i> , Tarifa de Energia
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
UFPA	Universidade Federal do Pará
UHE	Usina Hidro Elétrica
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	13
1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	15
1.3 OBJETIVO GERAL	15
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	17
2.2 GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	19
2.2.1 Características gerais	19
2.2.2 Células fotovoltaicas	20
2.2.3 Etapas para projeto fotovoltaico	22
2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA BOMBEADO	23
2.4 OPERAÇÃO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO BOMBAS (BFB)	25
2.5 OPERAÇÃO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINA (BFT)	28
2.6 SISTEMAS HÍBRIDOS SOLAR-ARMAZENAMENTO BOMBEADO UTILIZANDO BOMBAS COMO TURBINAS	31
2.7 METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS	33
3 O SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA DE TUCURUÍ	35
3.1 APRESENTAÇÃO DO SISTEMA	35
3.1.1 Sistemas de captação em Tucuruí	35
3.1.2 Bombas em utilização no sistema	37
3.1.3 Demanda energética do sistema	37
3.2 CUSTO DE ENERGIA DO SISTEMA	39
3.2.1 Regulamentação da cobrança de energia no país	39
3.2.2 Cálculo do custo de energia	41
3.3 O SISTEMA DO SÍTIO DEUS É GRANDE	43
3.3.1 Variação volumétrica no ano	45
4 SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA SÍTIO DEUS É GRANDE	47
4.1 APRESENTAÇÃO DO CONCEITO DO SISTEMA	47
4.2 DETERMINAÇÃO DA CARGA A SER ATENDIDA	48
4.3 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA FLUTUANTE	50

4.3.1 Avaliação do recurso solar disponível	50
4.3.2 Dimensionamento do gerador fotovoltaico.....	52
4.4 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO BOMBEADO	53
4.4.1 Balanço de energia disponível	53
4.4.2 Volume de água necessário	55
4.4.3 Seleção das bombas	56
4.4.4 Curva do sistema	59
<i>4.4.4.1 Perda de carga.....</i>	<i>55</i>
<i>4.4.4.2 Cavitação e potência requerida.....</i>	<i>59</i>
4.4.5 Predição do comportamento da BFT.....	67
4.5 ANÁLISE FINANCEIRA	71
4.5.1 Custo do modelo vigente de distribuição de água.....	71
4.5.2 Custo do modelo híbrido de geração de energia.....	71
4.5.3 Balanço dos custos e receitas	72
4.5.4 Tempo de payback.....	73
5 RESULTADOS DO MODELO DE ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	74
5.1 APRESENTAÇÃO DOS DADOS DO PROJETO.....	74
5.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E TEMPO DE PAYBACK.....	77
5.3 APRESENTAÇÃO DO MODELO FINAL DO PROJETO	79
6 CONCLUSÃO.....	81
REFERENCIAS.....	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O Brasil conta hoje com diversas empresas que oferecem o serviço de distribuição de água para a população ao longo de seus estados. Segundo dados do Sistema Nacional de Informações sobre o Saneamento, o número de empresas prestadoras de serviço é superior a 1350, atendendo um total de 175,5 milhões de pessoas. Nessa área, foram investidos cerca de R\$ 6,02 bilhões em sistemas de água em 2020, R\$ 260 Milhões a mais em comparação com o ano anterior. Esse investimento, porém, não é suficiente para atender a demanda de consumo de água para os próximos anos (SNIS, 2020).

Dados da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) apontam que serão necessários R\$ 110,3 bilhões para garantir a segurança hídrica das sedes urbanas do País até 2035, sendo estes investidos em infraestrutura de produção de água, distribuição e segurança do recurso (ATLAS ÁGUAS, 2021).

Outro custo associado à distribuição de água é o consumo de energia elétrica, que representa uma grande parcela do custo operacional total. De acordo com dados publicados no diagnóstico SNIS do ano 2021 (SNIS, 2021), o custo do consumo de energia elétrica chegou a R\$ 7,4 bilhões ao longo do país, representando cerca de 11% das despesas totais das empresas. Em serviços de distribuição de água municipais, esse percentual pode chegar em mais de 50% dos custos totais em sistemas não aprimorados.

Visando reduzir o consumo de energia elétrica nos processos de distribuição de água, sistemas de geração distribuída têm se tornado uma ótima solução para tal problema no ambiente nacional. Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2021), “Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próximo dos consumidores, independente da potência, tecnologia ou fonte de energia”. Segundo Ackerman *et al.* (2001), GD pode ser definida como uma unidade de instalação de geração de energia conectada diretamente à rede de distribuição ou conectada diretamente à rede do consumidor. No Brasil, a GD é regulamentada pela resolução normativa 482/2012 da ANEEL, onde é estabelecido que a geração pode ser dividida em microgeração distribuída, se possuir potência instalada de até 75 kW ou minigeração distribuída, se a potência for acima de 75 kW e menor ou igual à 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A GD está associada à geração utilizando fontes renováveis de energia, tais como solar, hidroelétrica ou eólica. Covizzi e Rodrigues (2016) destacam em seu trabalho que a GD utilizando fontes renováveis de energia pode colaborar para a redução da emissão dos gases do efeito estufa, além de permitir diferentes cadeias de investimentos que antes seriam destinados para a centralização da geração de energia. Eles destacam também que o Brasil, onde há abundância na disponibilidade de energia solar e eólica, possui grande potencial para expansão das GDs, garantindo que consumidores possam compensar a energia recebida das distribuidoras e podendo até mesmo gerar créditos de energia, sendo consumidores casas domiciliares, comércios ou até mesmo indústrias.

Uma forma de aplicação da GD é através de sistemas híbridos, que estão geralmente ligados a fontes renováveis de energia. Um sistema híbrido de geração de energia pode ser definido como aquele que utiliza mais de uma fonte de energia para a geração elétrica, onde uma fonte é responsável pela operação complementar à outra, suprimindo a carência de uma delas. De Lima (2016) descreve em sua tese de doutorado uma análise da viabilidade de geração híbrida para a região nordeste brasileira. As fontes de energia optadas pelo autor foram a solar e a eólica, após analisar tais potenciais na região. Andrade Furtado *et al.* (2020) em seu artigo realizou uma análise sobre a demanda energética necessária para a operação da eclusa localizada na usina hidrelétrica de Tucuruí, onde esta seria suprida exclusivamente por geração solar e também pelo sistema híbrido de geração solar e bombeamento hidrelétrica para armazenamento de energia. Em sua conclusão, o sistema híbrido se mostrou mais eficiente para a demanda energética proposta, além de possuir um tempo de retorno do investimento (*payback*) menor.

Para o presente trabalho, discutir-se-á alguns caminhos e possibilidades de solução referentes ao gasto de energia de uma empresa distribuidora de água em Tucuruí-PA. Será apresentado uma metodologia para a implantação de um sistema de geração solar flutuante para suprir a demanda de energia da distribuidora, além de investigar a possibilidade de aproveitamento da energia excedente gerada para a aplicação de um sistema híbrido utilizando um bombeamento hidrelétrico para armazenamento de energia, como alternativa econômica e tecnicamente viável.

É importante destacar o caráter preliminar deste estudo. A companhia citada não contactou, tampouco se envolveu no processo de desenvolvimento do trabalho. Portanto, o aspecto metodológico é a parte fundamental no que tange ao presente estudo, que poderá ser acrescido de informações para uma possível implementação no futuro.

1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A região de Tucuruí possui grandes oportunidades no que tange ao aproveitamento energético em relação às suas características geográficas. O principal lago de Tucuruí, por exemplo, formado a partir do represamento do rio Tocantins, é utilizado pela UHE para a geração de energia para todo Brasil, com capacidade instalada de 8.370 MW. Há outras áreas, entretanto, que possuem grande potencial para geração de energia e ainda não foram aproveitadas.

Dentre elas, pode-se citar a região do Sítio Deus é Grande, onde a existência de um lago nas proximidades do canal da eclusa, e a diferença na elevação do relevo local, permitem a geração de energia limpa para a empresa de saneamento e distribuição de água que também opera na região, beneficiando mutualmente a companhia e a população local.

O Laboratório de fluidodinâmica e particulados (FLUIDPAR), do Núcleo de desenvolvimento amazônico em engenharia (NDAE), possui linhas de pesquisas voltadas para a área de aproveitamento energético na região, dentre elas, o armazenamento bombeado ligados a sistemas híbridos como geração solar e eólica.

Portanto, esta é uma excelente oportunidade para a aplicação dos conceitos de engenharia em um local em que há disponibilidade energética, através de um estudo voltado para a implementação de um sistema de geração híbrida de energia, solar – armazenamento bombeado, e que impactará positivamente a comunidade residente na região.

1.3 OBJETIVO GERAL

Apresentar o dimensionamento de um sistema híbrido de geração solar – armazenamento bombeado aplicado às necessidades energéticas da empresa de saneamento e distribuição de água na região de Tucuruí.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar a demanda de energia da empresa de saneamento de Tucuruí;
- Realizar o levantamento de dados sobre energia solar e aspectos hidrológicos da região;
- Dimensionar o sistema de geração solar e armazenamento bombeado;
- Realizar o estudo de viabilidade econômica.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está dividido em 5 seções. A primeira seção se trata das considerações iniciais do trabalho, além de apresentar a motivação e os objetivos.

A seção 2 expõe conceitos e fundamentos essenciais para o desenvolver do trabalho, sendo explicados de maneira sucinta.

A seção 3 apresenta uma visão geral do sistema de distribuição de água em Tucuruí, identificando o custo da energia necessária para o funcionamento e olhando para as características hídricas da área estudada.

A seção 4 determina os parâmetros que serão utilizados para o dimensionamento do sistema de geração, tais quais a carga a ser atendida e o custo do sistema, além das receitas que serão geradas com o processo.

A seção 5 descreve os resultados das análises finais de implantação, dimensionamento final do sistema e a apresentação dos dados do projeto. Finalizando, a conclusão traz as considerações finais e discussões sobre o projeto apresentado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O sistema de geração distribuída no Brasil foi definido de forma oficial no ano de 2004, através do Decreto nº 5.163, Artigo 14, onde é citado que GD é toda via de produção elétrica que esteja conectada diretamente ao sistema elétrico do comprador, porém é limitado a geração termelétrica e empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW (BRASIL, 2004). Sua regulamentação se deu através da Resolução Normativa (REN) 482, de 17 de abril de 2012, onde foi estabelecido “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação elétrica” (ANEEL, 2012).

Para a microgeração distribuída, os limites definidos pela legislação em vigor são de até 75 kW de potência instalada, em corrente alternada, para geradores de energia elétrica caracterizados por cogeração qualificada ou que utilizem fontes de energia renováveis, conectadas na rede através de unidades consumidoras. Se a geração for superior ao limite estabelecido anteriormente, então esta geração já se caracteriza como uma minigeração distribuída, sendo esta até 5 MW de potência instalada se a fonte geradora de energia se caracterizar pelo tipo despachável, fontes intermitentes que são capazes de ajustar sua capacidade de operação de geração, de acordo com a demanda apresentada, não sendo estas controladas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (GIANELLONI e COSTA CÂMARA, 2016; IEMA, 2016).

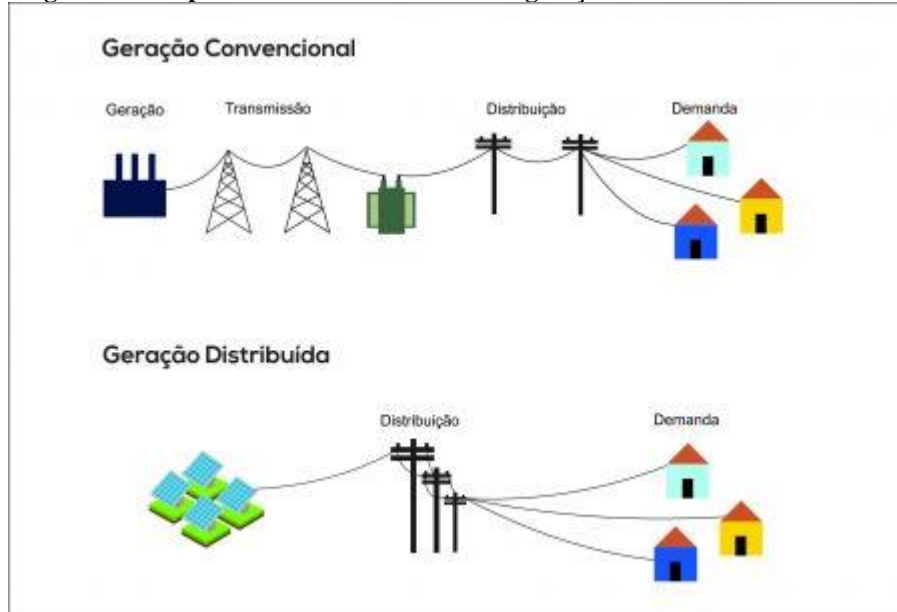
Desde a implementação da REN 482/2012, os consumidores são capazes de realizar sua própria geração, seja ela em ambientes domiciliares ou até mesmo industriais. Através de um sistema de compensação de créditos, tais consumidores podem fornecer o excedente de geração para a distribuidora de energia. Esse sistema é conhecido pelo termo *Net Metering* (ou “Medição de rede”, em tradução livre).

O consumidor-gerador, após descontado o consumo local de energia, insere na rede de distribuição o valor excedente e, desta forma, recebe um valor de créditos de energia correspondente ao saldo injetado anteriormente. Esses créditos podem ser utilizados em até 60 meses, funcionando como uma espécie de recuperação (*back-up*) para o gerador, caso necessário.

A ANEEL, entretanto, proíbe a comercialização desses créditos de energia entre os consumidores-geradores entre si. Para tal, existem outras modalidades de comercialização tais

quais a venda de energia no Mercado livre de energia (ACL) ou até mesmo o aluguel de sua GD para terceiros, obtendo assim uma taxa fixa pelo serviço oferecido, e não variável conforme a energia produzida. A Figura 1 faz um comparativo de um sistema convencional de distribuição com um sistema de GD.

Figura 1: Comparativo entre um sistema de geração convencional e uma GD.



Fonte: Equipe Naville Iluminação (2020).

Em janeiro de 2022, entretanto, houve uma nova homologação de lei para o setor de GD. Foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Lei 14.300/2022 que cria o Marco Legal da GD e houve algumas mudanças em relação REN 482/2012. Dentre elas a que mais recebe destaque é a pauta de compensação de energia elétrica, onde critérios mais específicos foram estabelecidos na relação entre gerador e concessionária. As novas disposições, entretanto, não se aplicam até dia 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias de energia de mini ou microgeração que já estão estabelecidas ou que se estabeleçam dentre o período de 12 meses a partir da publicação da Lei (BRASIL, 2022).

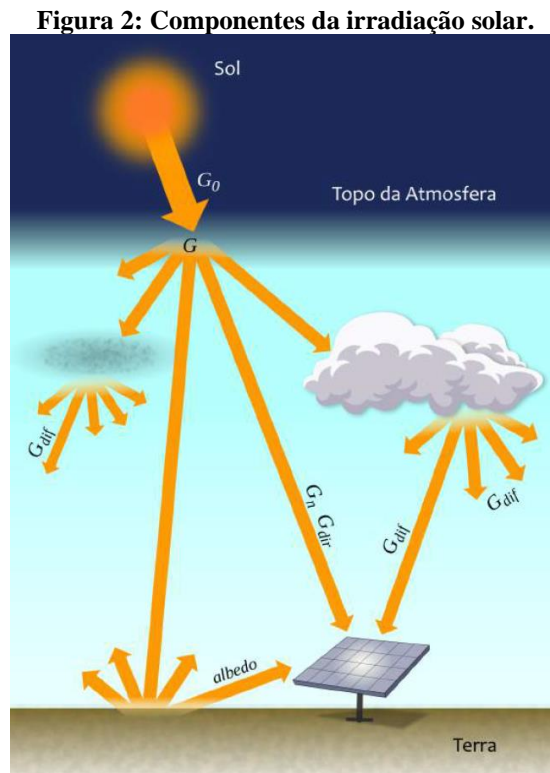
O setor vem crescendo bastante nos últimos anos. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), até janeiro de 2022, foi atingido no Brasil um total de 8.89 GW em GDs se considerada a potência instalada, sendo estas em sua grande maioria proveniente de geração solar fotovoltaica (99,9%), implantados em residências, comércios, indústrias, propriedades rurais e prédios públicos (ANEEL/ABSOLAR 2022).

2.2 GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.2.1 Características gerais

O Brasil, como um vasto país territorial de dimensões continentais, conta com abundância de recursos naturais que podem ser utilizados para a geração de energia limpa e renovável. Por ser territorialmente grande, localizado próximo à Linha do Equador, recebe grandes índices de radiação solar anualmente.

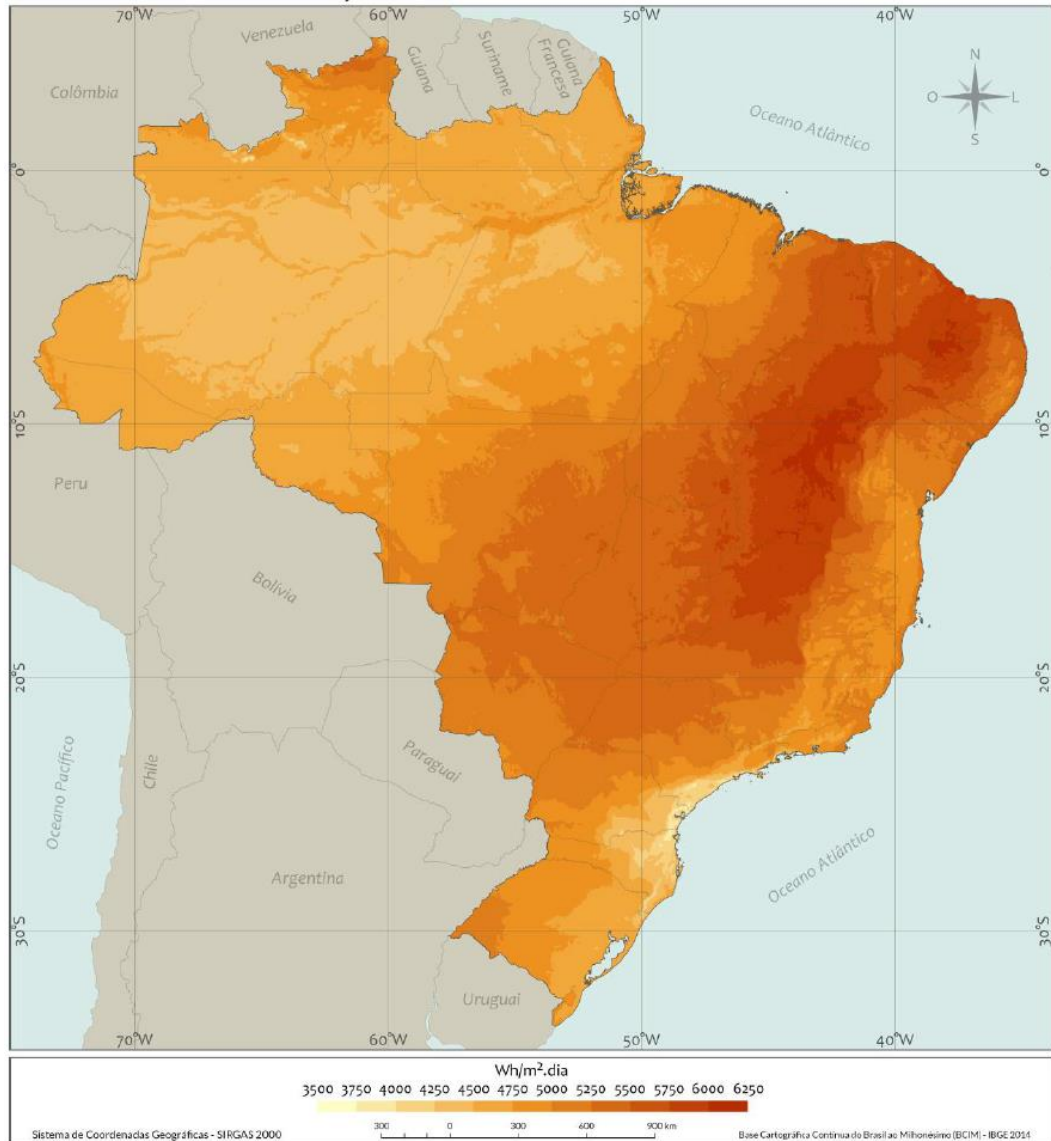
O parâmetro usado para medir a radiação do sol incidente é a Irradiação solar (W/m^2), e ela incide sobre a superfície do globo de maneira direta e difusa. A irradiação direta representa a parcela de irradiação que não sofreu processos de absorção ou difusão em seu caminho do Sol até a Terra, enquanto que a parcela difusa representa todas as outras componentes de irradiação que sofreram desvios e absorções por partículas presentes na atmosfera. Além disso, pode-se citar também a irradiação no plano inclinado, que pode ser descrita como a taxa de energia total por unidade de área onde está sendo incidido em um plano inclinado na mesma latitude do local na superfície da Terra (PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 2 ilustra o processo de irradiação solar ao adentrar a atmosfera terrestre.



Fonte: PEREIRA *et al.* (2017).

Ainda segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), o Brasil recebe taxas de irradiação solar que vão desde 4000 kWh/m^2 até pontos de 6250 kWh/m^2 . A Figura 3 mostra uma média anual da irradiação global total diária no plano inclinado na latitude.

Figura 3: Total diário da irradiação no plano inclinado na latitude - média anual.



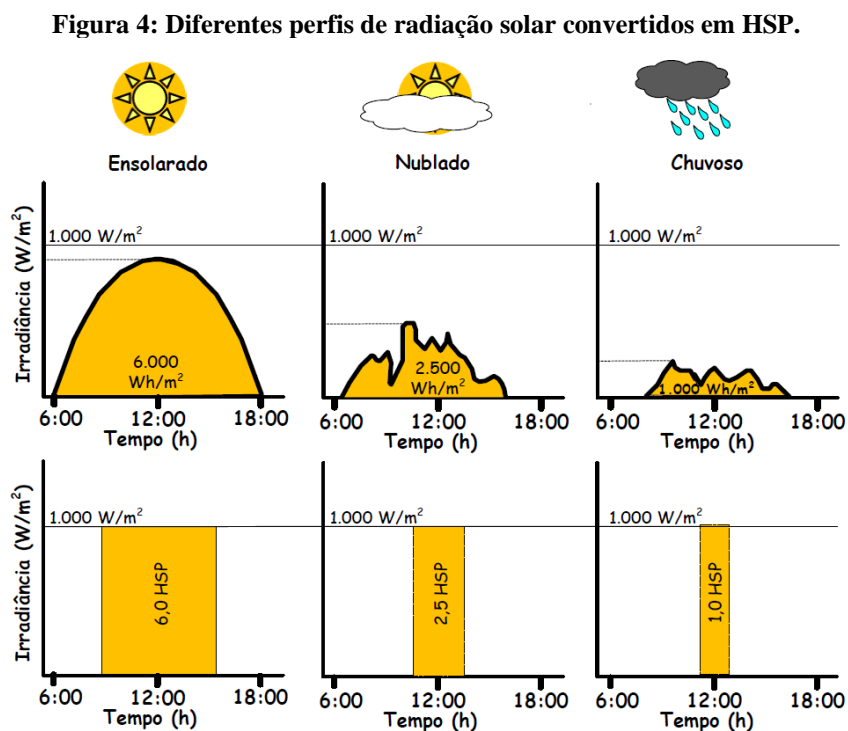
Fonte: PEREIRA *et al.* (2017).

2.2.2 Células fotovoltaicas

A conversão de energia solar em energia elétrica se dá através das células fotovoltaicas em um processo conhecido como Efeito Fotovoltaico. Tais células são fabricadas com material semicondutor, indispensável para o processo se realizar adequadamente, sendo o Silício (Si) o elemento mais utilizado comercialmente, pois este representa o segundo material mais abundante no planeta Terra.

A tecnologia mais difundida no mercado atualmente é a de células fotovoltaicas que se utilizam de silício monocristalino (m-Si) e do silício policristalino (p-Si). Juntos, estes representam mais de 85% do mercado pois são altamente confiáveis e mais consolidadas no ramo. Existem, porém, estudos de novas células fotovoltaicas que possuem eficiências altas se comparados com os disponíveis atualmente, no entanto ainda não possuem preços competitivos no mercado que justifiquem tal substituição (PINHO; GALDINO, 2014).

Um painel fotovoltaico, também chamado de módulos fotovoltaicos, apresenta suas características de geração baseadas em dois fatores preponderantes no ambiente: a irradiância (valores instantâneos de fluxo de potência) e da temperatura do ambiente. A irradiância solar, porém, é muito mais importante se comparado a temperatura. Entretanto, sua variação pode ser bastante elevada ao longo de um dia, especialmente em dias chuvosos ou nublados. Para contornar tal problema, faz-se necessário a contabilização da irradiância em períodos horários, onde a energia total final pode ser convertida em horas de sol. Essa grandeza é conhecida como Horas de Sol Pleno (HSP). Ela representa os períodos horários em que a energia do sol permanece constante e igual à 1 kWh/m^2 ao longo de 1 dia, permitindo, deste modo, contabilizar a irradiância em períodos de grande variação (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 4 ilustra uma exemplificação da conversão de diferentes perfis de irradiância solar obtida em Horas de Sol Pleno, para a facilitação dos cálculos de geração.

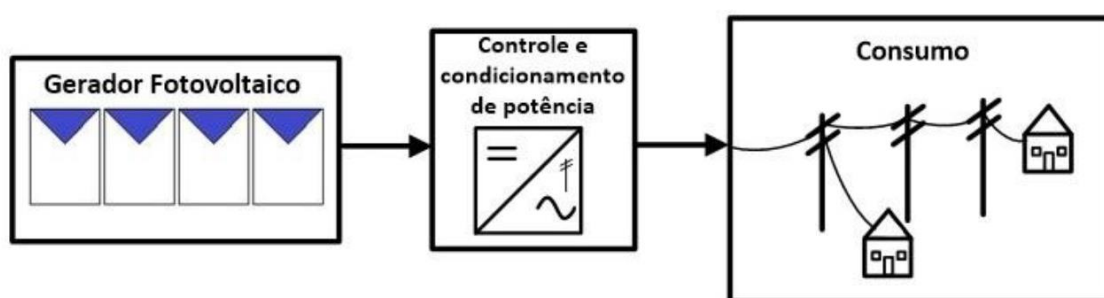


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.2.3 Etapas para projeto fotovoltaico

Segundo Pinho e Galdino (2014), um sistema fotovoltaico é composto por geração, equipamentos de controle e condicionamento de potência e, para projetos que não estarão ligados à rede da concessionária de energia (*off-grid*), armazenamento de energia. A Figura 5 ilustra um exemplo de esquematização de um projeto *on-grid*, onde o sistema de geração de energia é conectado diretamente na rede de distribuição.

Figura 5: Diagrama em blocos de um sistema de microgeração conectada à rede.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Ainda segundo os autores, as etapas para um projeto de geração fotovoltaica podem ser descritas como:

- 1- Obtenção dos dados do recurso solar disponível no local do projeto;
- 2- Definição do local de instalação, além de sua configuração;
- 3- Levantamento acurado da demanda e consumo de energia elétrica a ser atendida pelo projeto;
- 4- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- 5- Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência, que em sistemas *on-grid*, se restringe ao inversor para conexão com a rede;
- 6- Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia, para sistemas *off-grid*.

Para o presente trabalho, o dimensionamento do gerador fotovoltaico se dará pelo método do mês crítico, onde o sistema deverá atender a demanda proposta considerando o mês onde o recurso solar é mínimo, garantindo assim o atendimento em todos os meses do ano, além de salvaguardar créditos excedentes de energia para a posterior utilização.

A potência necessária a ser obtida pelo painel fotovoltaico está descrito na eq.(1), onde os autores analisam mensalmente os valores de potência necessária e levam em consideração o mês cujo relação carga/irradiação é a mais desfavorável (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \frac{L}{HSP_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \quad (1)$$

Onde:

P_m (Wp) é a potência do painel fotovoltaico;

L (Wh/dia) é a demanda de energia consumida diariamente no mês de referência;

HSP_i (h/dia) são Horas de Sol Pleno disponíveis para o painel fotovoltaico no mês i ;

Red_1 (%) é um fator de redução de potência dos módulos em virtudes de efeitos físicos (poeira, acúmulo de sujeira, variação de temperatura, etc.);

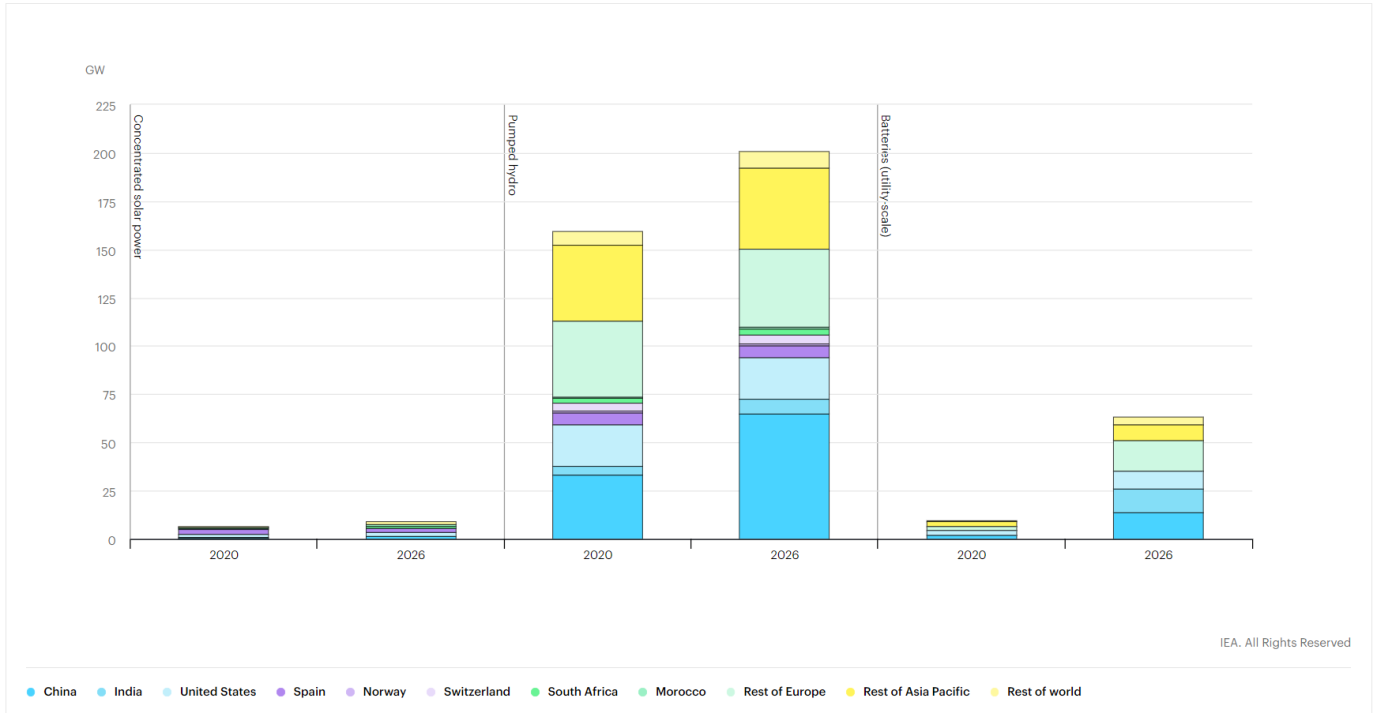
Red_2 (%) é um fator de perda de potência devido componentes internos.

2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA BOMBEADO

A energia elétrica que é consumida hoje pode ser gerada e transmitida de maneira descomplicada e simples se comparada com os desafios propostos para o armazenamento dela. Armazenar energia de forma fácil, eficiente e barata têm se tornado cada vez mais pauta de estudo a fim de encontrar novas soluções que atendam o mercado. Conseqüentemente, busca-se gerar energia sempre em conformidade com a demanda e ligar-se à uma rede de transmissão a fim de evitar descarga de energia em períodos de tempo em que demanda de energia é menor. Em suma, a energia elétrica em si não pode ser armazenada: ela precisa ser convertida em outras formas de energia para enfim ser armazenada, tais como energia mecânica, química ou potencial.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021), a capacidade de energia armazenada no mundo chega a quase 200 GW de potência instalada, sendo desta quase 80% (159 GW) proveniente de armazenamento bombeado. Há ainda a previsão de que o setor cresça em mais de 40 GW em capacidade de armazenamento, sendo liderada pela China, que detém a maior parte das usinas reversíveis. A Figura 6 descreve a previsão de crescimento do setor armazenamento de energia para os próximos 5 anos em comparação às baterias, bombeamento reversível e energias de concentração solar.

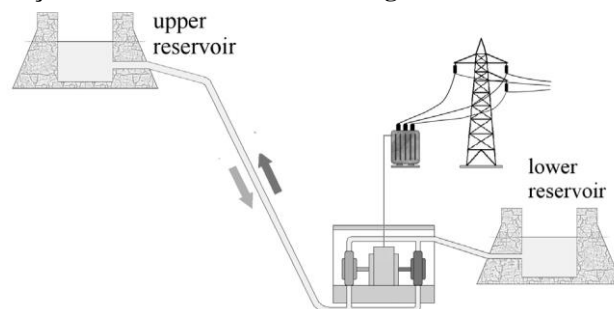
Figura 6: Capacidade de energia armazenada instalada por região em 2020 e 2026, Concentração de energia solar, Bombeamento reversível e Baterias.



Fonte: IEA, Paris, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/concentrated-solar-power-pumped-hydro-and-batteries-installed-storage-capacity-in-2020-and-2026>>.

Para Ardizzon *et al.* (2014), uma instalação de armazenamento de energia hidroelétrica bombeada (do inglês *Pumped Hydro Energy Storage* - PHES) converte a energia recebida de uma rede de abastecimento em energia potencial gravitacional hidráulica, através do processo de bombeamento de água proveniente de um reservatório chamado “inferior” para outro reservatório chamado “superior” em períodos cujo demanda é baixa (fora de pico) e após converte novamente a energia potencial armazenada em eletricidade nos períodos de alta demanda (pico) de maneira similar as usinas hidrelétricas convencionais. A Figura 7 ilustra de maneira simbólica o funcionamento de uma instalação de armazenamento bombeado.

Figura 7: Instalação de armazenamento de energia hidroelétrica bombeada (PHES).



Fonte: Ardizzon *et al.* (2014).

Apesar do sistema em si ser um consumidor de energia, o aumento na receita se dá através da venda de energia nos períodos de pico de demanda, onde o valor da eletricidade é maior. A energia consumida em períodos fora de pico (valor inferior) é usada para a operação das bombas.

Os autores ainda destacam que é necessário condições bastante específicas na locação do projeto para que ele se torne viável e obtenha resultados confiáveis. Para tal, é necessário que o terreno seja conformado para receber as instalações de projeto, haver disponibilidade de água e uma diferença em elevação entre os reservatórios a serem utilizados.

Rehman *et al.* (2015) destaca em seu artigo o principal motivo para a utilização de instalações de PHES. As fontes de energia limpas e renováveis disponíveis na natureza são intermitentes e falham no que tange a produção contínua para o atendimento de demanda ao longo do tempo. Elas necessitam trabalhar em conjunto com sistemas de armazenamento para assegurar a qualidade da potência fornecida. Para os autores, PHES é a maior e mais desenvolvida forma de armazenamento de energia disponível atualmente, e ela se tornará cada vez mais importante a medida que sistemas de geração de energia renovável vão crescendo no cenário mundial. A eficiência de sistemas de PHES está na faixa de 70% a 80%, e o preço \$/kWh variam de acordo com o local de instalação do sistema.

Para Hino e Lejeune (2012), as principais vantagens de um sistema PHES são:

- Sistemas flexíveis de partida e parada;
- Possui um excelente sistema de resposta às demandas que são apresentadas;
- Possui habilidade de se adaptar rapidamente às drásticas variações de demanda;
- Pode controlar a frequência de operação e manter a estabilidade da tensão.

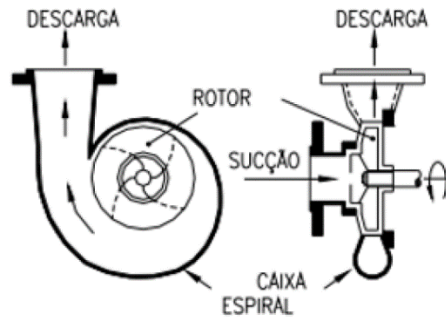
Todas essas vantagens indicam que PHES são ferramentas excelentes para sistemas de geração de energia, salvaguardado as dimensões e capacidades individuais dos projetos.

2.4 OPERAÇÃO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO BOMBAS (BFB)

Bombas podem ser definidas como máquinas hidráulicas que adicionam energia ao fluido em operação, permitindo a elevação ou transporte dele. Para que ocorra o processo, há a inserção de energia mecânica na forma de torque no eixo da bomba, e essa energia é transformada em energia hidráulica, pressurizando o fluido, normalmente a água. A Figura 8 ilustra o processo de uma bomba funcionando como bomba: A água entra succionada à pressões

menores, a energia mecânica é transferida do rotor para o fluido na caixa espiral, e após deixa a bomba pela descarga, pressurizada pela energia recebida anteriormente.

Figura 8: Esquematização de uma bomba centrífuga operando como bomba.

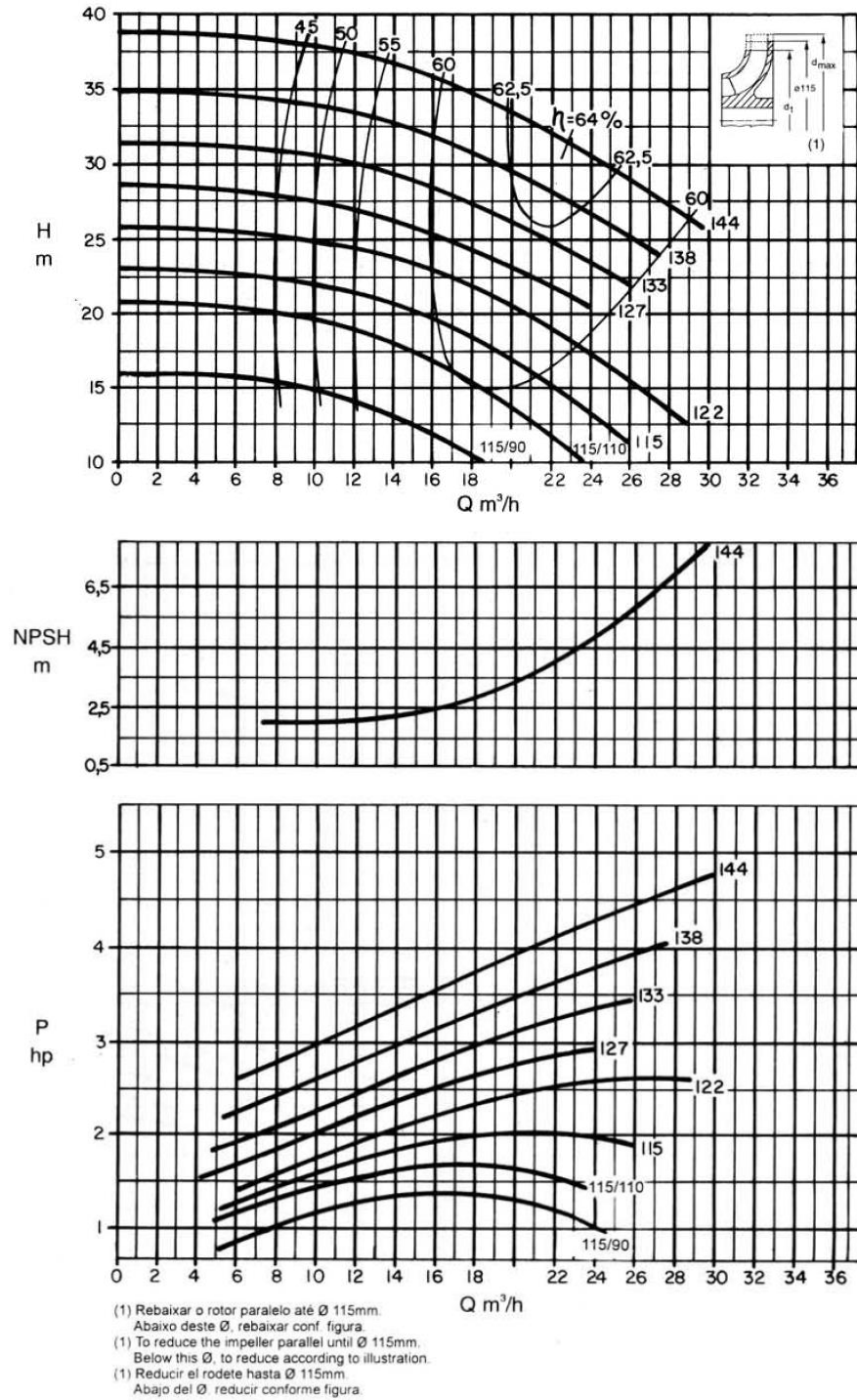


Fonte: Viana (1987).

Usualmente, as bombas são projetadas para operar em um ponto específico de velocidade, vazão e altura manométrica, onde este representa o melhor ponto de eficiência (*Best Efficiency Point*, BEP) (CHAPALLAZ, 1992). Para se obter o ponto de maior eficiência em um sistema hidráulico, é necessário fazer o cruzamento das curvas da bomba, obtidas pelo fabricante, e a curva do sistema.

As curvas da bomba são caracterizadas pelas curvas de vazão contra altura manométrica total, curva NPSH (*Net Positive Suction Head*, representa a altura manométrica mínima ainda disponível para forçar a água até a bomba. Usada para evitar a cavitação), curva de potência consumida e eficiência da bomba. Elas estão disponíveis nos catálogos do fabricante da bomba, geralmente se utilizando de diferentes diâmetros para o rotor. A Figura 9 ilustra as curvas características de uma bomba da fabricante KSB.

Figura 9: Curvas características de uma bomba centrífuga.

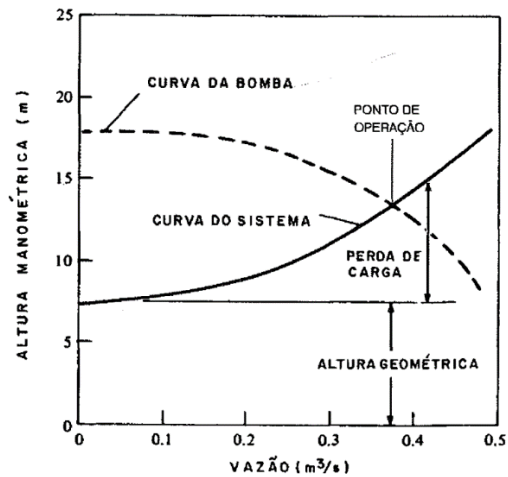


Fonte: KSB (2005).

A curva do sistema é aquela que relaciona a altura manométrica total do sistema de elevação da água com a vazão de bombeamento. Deve-se conhecer os diâmetros de sucção e recalque para tal, e não se recomenda superdimensionar coeficientes de modo que a perda de carga seja superior a ocorrida no sistema, sob o risco de escolha inadequada da bomba

(TSUTIYA, 2006). A Figura 10 ilustra o procedimento de cruzamento entre as curvas do sistema e da bomba, de forma a encontrar o ponto de operação.

Figura 10: Curva característica do sistema e ponto de operação.

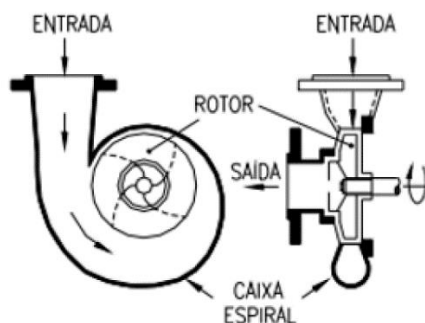


Fonte: Tsutiya (2006).

2.5 OPERAÇÃO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINA (BFT)

Bomba funcionando como turbina (BFT), ou operando em modo reverso, é uma operação que reproduz os efeitos de uma turbina, gerando energia, através da utilização de uma bomba. Semelhantemente ao que ocorre em uma bomba, porém de maneira invertida, há o aproveitamento da energia de pressão do fluido que é transformado em energia cinética, resultando ao fim na produção de energia elétrica. A Figura 11 ilustra o funcionamento de uma BFT, onde a água adentra a caixa espiral com uma quantidade elevada de pressão, aciona as pás do rotor em modo reverso, e assim ocorre a transformação em energia cinética, para posteriormente através de um gerador, ser convertida em energia elétrica.

Figura 11: Esquematização do funcionamento de uma BFT.

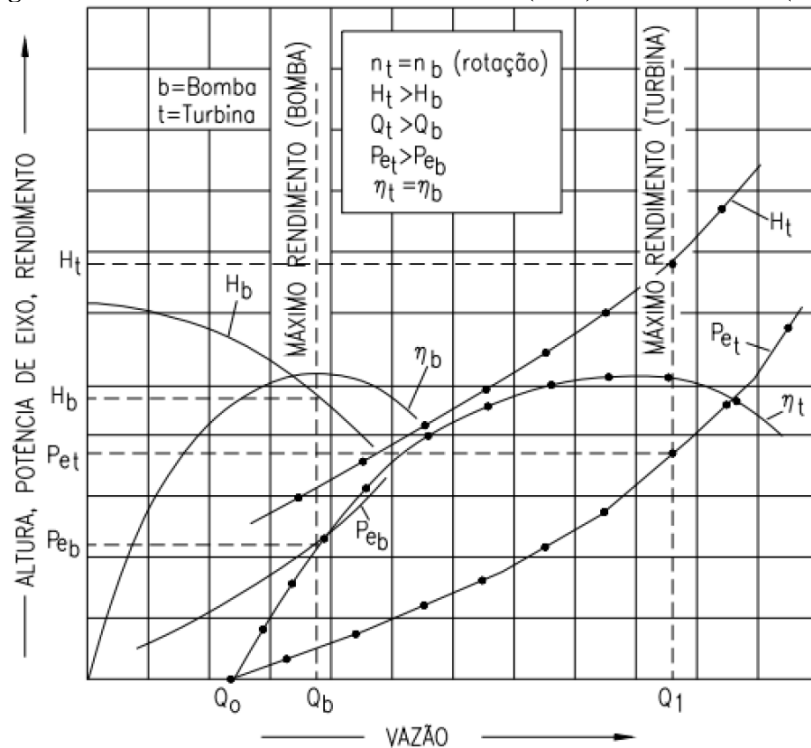


Fonte: Viana (1987).

Quando são operadas em modo reverso, as BFTs são menos eficientes que turbinas projetadas para a mesma função. Isso se dá porque as bombas usualmente não foram feitas para operar em reverso, ocasionando assim perdas por fricção além das normalmente obtidas quando funcionando em modo direto. Além disso, turbinas possuem dispositivos para manter a regulação do fluxo de entrada, dispositivos esses não encontrados em bombas convencionais. Isso implica dizer que BFTs se baseiam em fluxos constantes, de forma a manter a eficiência ao longo do tempo (CHAPALLAZ *et al.*, 1992).

Para se obter o rendimento máximo, BFTs se utilizam de valores de fluxo e altura maiores se comparados aos valores de bomba (VIANA, 2002), como pode ser observado na Figura 12. Observa-se na ilustração que a curva de eficiência para BFT, η_t , os valores de altura (H_t) e vazão (Q_t) são sempre superiores aos valores da curva de eficiência para BFB (η_b), considerando uma mesma rotação ($n_t = n_b$).

Figura 12: Curvas de bombas em modo bomba (BFB) e modo turbina (BFT).



Fonte: Viana (2002).

Apesar da queda de eficiência, há diversas vantagens na utilização de BFTs em relação a uma turbina convencional. Viana (1987) e Chapallaz *et al.* (1992) destacam o custo reduzido em até 50% se em comparação a uma turbina, excelente para projetos com recursos e orçamentos limitados; disponibilidade de equipamento elevado, visto que as aplicações de bombas são diversas atualmente, além da facilidade de contactar fornecedores e seus

representantes pelo mundo; manutenção simples e peças sobressalentes de fácil acesso, visto sua alta utilização mundial.

Ainda existem algumas divergências quando se trata da caracterização e seleção de BFTs para a utilização em projetos. Diversos autores têm estudado e elaborado metodologias que possam de fato caracterizar o comportamento de uma BFT de forma eficiente. Amelio *et al.* (2020) fizeram uma revisão de metodologias que poderiam prever as curvas características de uma BFT, tais quais os métodos de seleção para diferentes projetos. Patelis *et al.* (2016), citado pelo autor, analisou 3 cenários distintos na rede de distribuição de água na cidade de Cozani, Grécia, considerando casos sem ajuste de pressão na rede, utilizando válvulas redutoras de pressão e BFTs para recuperação de energia, obtendo este último os melhores resultados em comparação com os outros, pois a recuperação de energia poderia ser utilizada para os outros fins na mesma rede. Esse estudo é similar ao conduzido por Souza *et al.* (2021) onde os autores investigam a utilização de BFTs para a recuperação de energia em uma rede de distribuição de água em Tucuruí, em substituição às válvulas redutoras de pressão. Há ainda a utilização de BFTs em sistemas de armazenamento de energia bombeado PHES, onde autores como Sivakumar *et al.* (apud, 2014) e Scheliecher *et al.* (apud, 2015) analisaram economicamente uma planta de PHES na Índia e elaboraram um design e otimização para bombas e turbinas em mini e micro centras hidrelétricas, respectivamente.

Algumas metodologias para caracterização de uma BFT se baseiam no cálculo de fatores de conversão de parâmetros conhecidos apenas em BFB. Autores como Sharma (1994), Stefanizzi (2018) e Yang *et al.* (2012) se baseiam nos fatores de conversão C_Q e C_H onde são calculados pelas eqs.(2) e (3).

$$C_Q = \frac{Q_{BEPT}}{Q_{BEPp}} \quad (2)$$

$$C_H = \frac{H_{BEPT}}{H_{BEPp}} \quad (3)$$

Onde:

C_Q é o coeficiente de vazão;

C_H é o coeficiente de altura manométrica.

Cada autor descreve de maneira diferente os coeficientes C_Q e C_H , de acordo com os experimentos e simulações que realizaram em seus estudos.

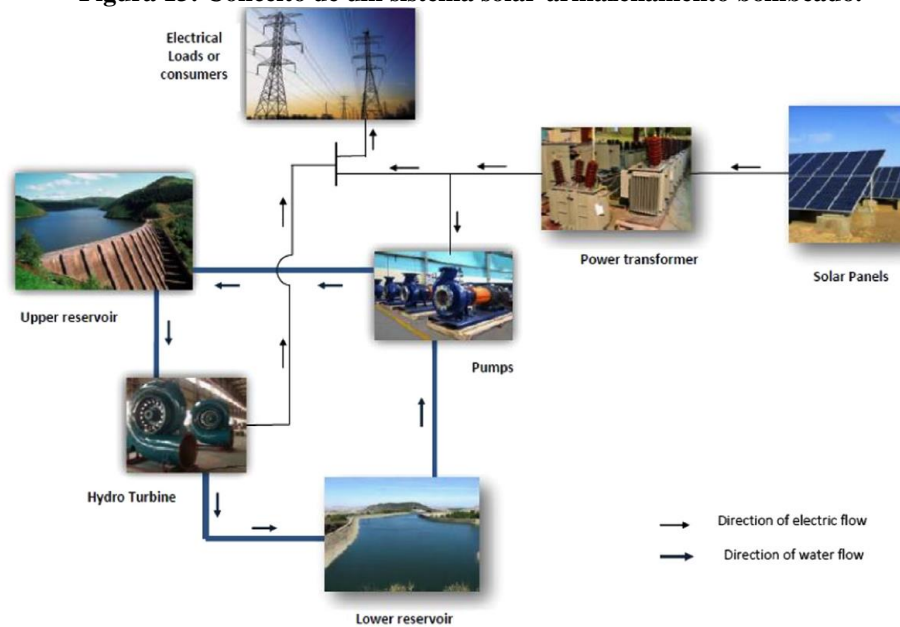
Gaia (2021), em sua dissertação de mestrado, comparou 3 metodologias de caracterização de BFTs distintas para a realização de um estudo de caso, cujo propósito era realizar a recuperação de energia em uma rede de distribuição de água na região de Tucuruí – PA. A autora comparou as metodologias propostas por Sharma & Willians (1995), Yang *et al.* (2012) e Alatorre-Frenk (1898) utilizando experimentos realizados por Alves (2010), Rossi (2019) e Stefanizzi (2017). A autora prosseguiu seu estudo utilizando-se da metodologia de Yang *et al.* para a caracterização da BFT do caso.

2.6 SISTEMAS HÍBRIDOS SOLAR-ARMAZENAMENTO BOMBEADO UTILIZANDO BOMBAS COMO TURBINAS

Sistemas fotovoltaicos possuem uma geração de energia intermitente, onde ocorre de acordo com a variação da energia solar disponível, somente durante o dia. Quando a capacidade de geração de energia em painéis fotovoltaicos é muito elevada, é possível ocorrer períodos durante o dia em que a carga de energia demandada pelo consumidor é atendida com muita folga, gerando problemas de desequilíbrio entre geração/consumo. Tais problemas, se não investigados corretamente, podem acarretar em perdas de energia pelo excesso de geração ou problemas com relação a eficiência do sistema. Uma das alternativas para combater tal desbalanceamento é a utilização de sistema de PHES para a regulação entre produção e consumo. Rehman *et al.* (2015) descreveu de forma conceitual o funcionamento de um sistema de PHES operando hibridamente com a geração de energia solar, como pode ser visto na Figura 13.

De acordo com a esquematização, a energia solar seria gerada durante o dia para o suprimento da demanda da rede. Quando esta excedesse a demanda de consumo, a energia seria direcionada para a bomba hidráulica, movendo a água de um reservatório inferior para outro superior, conservando, desta forma, a energia na forma potencial. Quando a geração solar não fosse suficiente para o atendimento da demanda da rede, o processo inverso ocorreria, onde a água fluiria do reservatório superior para o inferior, gerando energia ao passar por uma turbina hidráulica. Desta forma, a demanda da rede sempre seria atendida ao longo do dia.

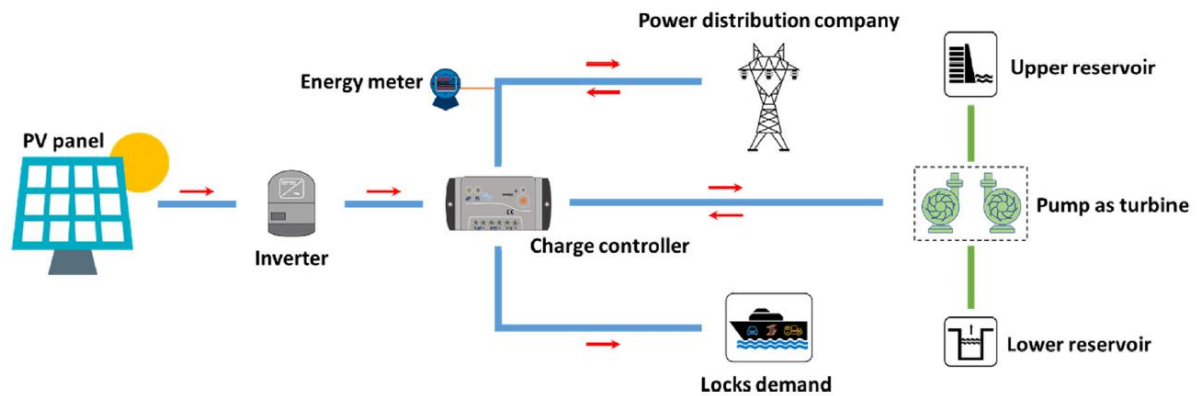
Figura 13: Conceito de um sistema solar-armazenamento bombeado.



Fonte: Rehman *et al.* (2015).

Visando a facilidade de instalação e manutenção, também pode ser adicionado a esse sistema híbrido BFTs em substituição às convencionais turbinas. Para tal, pode-se haver 2 sistemas de bombas separados, operando exclusivamente como bombas e outro como turbinas, ou pode-se haver um único sistema de bombas, onde elas parcialmente operam como bombas, e posteriormente operem como turbinas. Para se verificar a eficiência de cada sistema e qual se encaixaria melhor no projeto, é necessário conhecer as condições do sítio de instalação e realizar um processo de investigação e otimização, sendo possível assim escolher a melhor configuração disponível para o sítio. Andrade Furtado *et al.* (2020) utilizou em seu estudo um sistema híbrido solar – armazenamento bombeado usando BFTs para o atendimento da demanda energética da eclusa de Tucuruí – PA, onde fez uma esquematização do sistema que pode ser visto na Figura 14. O reservatório superior coincide com o lago superior da Usina Hidrelétrica (UHE) de Tucuruí e o inferior com o canal intermediário das eclusas.

Figura 14: Esquemática de um sistema híbrido solar – armazenamento bombeado com a utilização de BFT.



Fonte: Andrade Furtado *et al.* (2020).

Ma *et al.* (2014), em seu artigo, também idealizou um sistema híbrido de geração solar – armazenamento bombeado, em uma ilha remota no sudeste da cidade de Hong Kong, China, onde o reservatório inferior é o próprio mar ao redor, e o reservatório superior seria construído em uma região montanhosa próximo à costa. O objetivo do trabalho é fornecer aos moradores desta ilha remota energia limpa e sustentável com a utilização de um sistema de armazenamento confiável que possa suprir as variações de demanda exigidas pela população local.

2.7 METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS

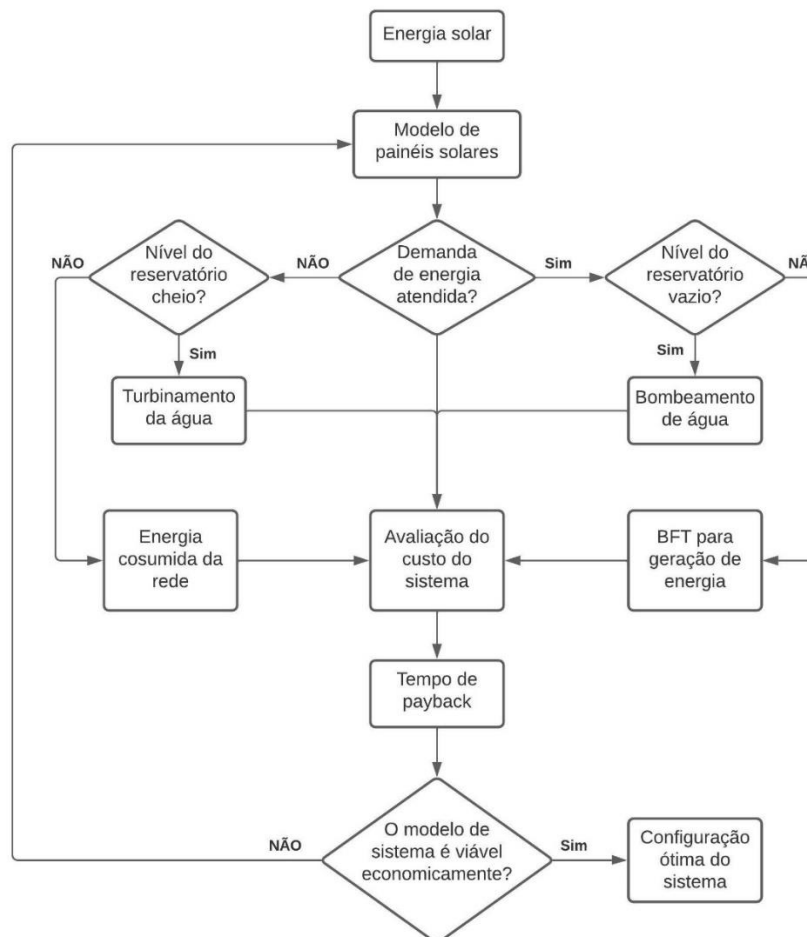
O princípio de um sistema de otimização é determinar a configuração ótima de funcionamento para um projeto de maneira que ele atenda as condições técnicas e econômicas propostas ou propiciar o melhor cenário econômico utilizando os recursos disponíveis, gerando rentabilidade ao final do processo.

Ma *et al.* (2014), para a definição do sistema ótimo de geração híbrida, adotou a metodologia do algoritmo genético (*Genetic Algorithm*, GA). Este é baseado na Teoria Darwiniana da Seleção Natural, onde há a sobrevivência do mais adaptado ao meio. Sendo assim, os autores rodaram simulações com diferentes configurações de sistema e, conforme os parâmetros técnicos e econômicos iam sendo atingidos, o sistema mudava e se adaptava cada vez mais, convergindo assim para uma solução mais eficaz e economicamente melhor. Para Andrade Furtado *et al.* (2020), a otimização para encontrar o melhor sistema disponível ocorreu através da simulação de diferentes configurações de sistema, tais como sistemas puramente fotovoltaicos e sistema híbrido fotovoltaico-armazenamento bombeado e seus respectivos

tempos de *payback*. O sistema que possui o menor tempo de *payback* foi considerado como a configuração ótima.

Para o presente trabalho, a otimização do sistema se dará através da análise financeira e de tempo de *payback* que o dimensionamento ofertará para o cliente. Utilizando-se do mês crítico de energia disponível para o local, o projeto se baseará em um atendimento de demanda fornecido através da geração de energia solar e bombeada conforme a necessidade horária da instalação. A energia excedente do sistema será armazenada para a transformação em energia nos períodos em que a diferença tarifária gere lucro para o cliente, além da utilização quando a demanda de energia for alta. A Figura 15 ilustra o processo de dimensionamento que será utilizado no presente trabalho, ressaltando as características de avaliação nos períodos em que a energia solar é disponível. Sendo assim, o modelo analisa os momentos oportunos em que as BFTs poderão ser utilizadas para o suprimento da energia e armazenamento para a manutenção do balanço do sistema, ao final de um ciclo.

Figura 15: Modelo de dimensionamento e otimização do sistema.



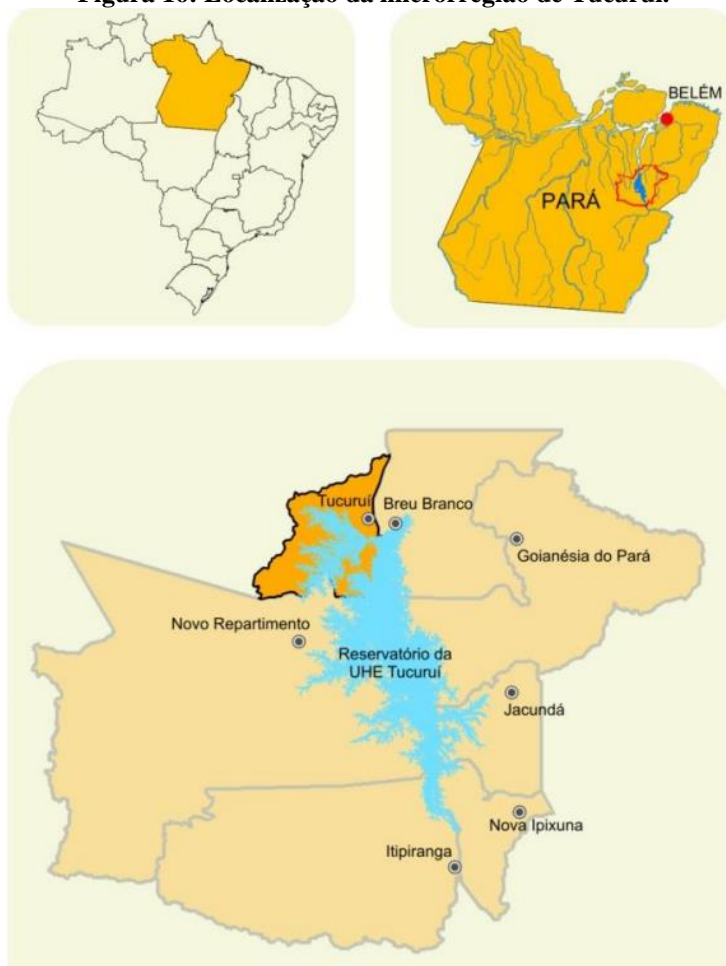
3 O SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA DE TUCURUÍ

3.1 APRESENTAÇÃO DO SISTEMA

3.1.1 Sistemas de captação em Tucuruí

Tucuruí, cidade localizada no sudeste do estado do Pará, possui uma extensão territorial de 2.084,289 km^2 e conta com uma população estimada de aproximadamente 116.605 pessoas, divididas em 45 bairros. Juntamente com cidades vizinhas, fazem parte da microrregião de Tucuruí (IBGE, 2021). A Figura 16 localiza a posição geográfica da microrregião de Tucuruí no país, juntamente com todas as localidades pertencentes a ela.

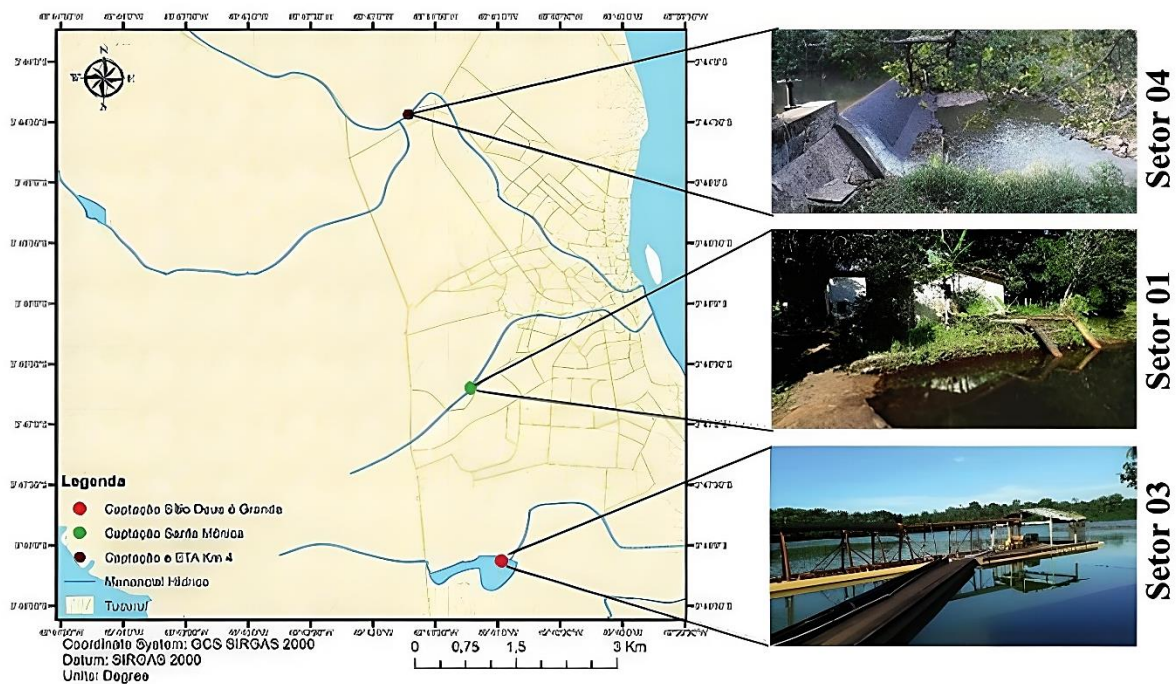
Figura 16: Localização da microrregião de Tucuruí.



Fonte: PDMT (2006).

O sistema de abastecimento de água no município de Tucuruí é realizado através de quatro estações elevatórias, sendo uma delas responsável exclusivamente pelo atendimento à Vila Residencial da Eletronorte. As outras três estações restantes são responsáveis pelo atendimento ao restante da população (PDMT, 2006; NASCIMENTO *et al.*, 2021). A companhia responsável pela distribuição de água na cidade é a Autarquia Municipal de Água e Esgoto Nossa Água. A Figura 17 mostra a localização das estações que atendem a população de Tucuruí, com exceção à Vila Residencial.

Figura 17: Estações elevatórias na cidade de Tucuruí.



Fonte: Nascimento *et al.* (2021).

O setor de captação 1 está localizado no bairro Santa Mônica e realiza a adução das águas do igarapé Santana, levando até uma estação de tratamento para a realização do processamento da água, para enfim ser encaminhada até a rede de distribuição. O setor 3 está localizado no bairro Sítio Deus é Grande, *km* 68 da BR 422, e realiza a captação da água através do igarapé Goés. Esta estação, porém, apenas realiza a captação de água e não conduz para uma unidade de processamento. Portanto, a água é encaminhada diretamente para a rede de distribuição. O setor 4, localizado no *km* 4, realiza a captação das águas do igarapé Santos, e a conduz para uma estação de tratamento de água para ser processada e, após, distribuída na rede. (NASCIMENTO *et al.*, 2021).

3.1.2 Bombas em utilização no sistema

Para realizar a adução das águas dos igarapés e para a consequente distribuição das águas, a companhia Nossa Água conta com bombas hidráulicas distribuídas pelo município a fim de cumprir as demandas de abastecimento. Ao todo, são 28 bombas localizadas nos setores de captação de água e em bairros estratégicos, para tornar possível o traslado da água até a rede de abastecimento. A Tabela 1 mostra as localidades das bombas e suas respectivas potências.

Tabela 1: Bombas hidráulicas em utilização na cidade de Tucuruí.

Localidade	Número de bombas	Potência (cv)
<i>km 4</i>	3	30
	1	175
	2	150
	5	1,5
Santa Mônica	2	60
	1	50
	2	30
	2	1,5
Sítio Deus é Grande	1	175
Palmares	1	50
	4	15
Nova Tucuruí	2	30
Cristo Vive	2	50
TOTAL	28	1250,5

Fonte: Dados obtidos juntamente à companhia Nossa Água (2021).

Ao todo, as bombas hidráulicas no sistema são 28 e possuem uma potência instalada de 1250,5 cavalos, ou aproximadamente 919,75 kW.

3.1.3 Demanda energética do sistema

Para caracterizar a demanda energética necessária, faz-se necessária considerações iniciais de utilização do sistema diariamente. Como analisado anteriormente, o sistema de bombas da rede de distribuição de água do município possui uma capacidade de potência instalada de 919,75 kW. Porém, o sistema ainda necessita diariamente de demandas energéticas secundárias, tais como iluminação, demanda de energia dentro dos escritórios, etc. A Tabela 2

mostra a quantidade total da potência instalada dos equipamentos, em kW , para suprir o sistema de abastecimento na cidade.

Tabela 2: Potência total instalada do sistema.

Bombas	Demanda secundária	Fator útil	Total
919,75	90	0,80	797,70

Fonte: Dados obtidos juntamente à companhia Nossa Água (2021).

A potência instalada para a demanda energética secundária foi estabelecida em $90 kW$ para fins de cálculo. O fator de aproveitamento da potência instalada, ou fator útil, foi definido em 80%, pois foi considerado que nem todas as bombas do sistema estariam operando ao mesmo tempo durante as 24 horas. Este fator tem por objetivo analisar a utilização da demanda energética diária em relação à demanda energética máxima, a fim de obter-se a melhor estimativa de utilização dos equipamentos.

A demanda energética total E_0 , enfim, relaciona a potência instalada com as horas de utilização do equipamento. Ela pode ser calculada através da eq.(4), (Chapallaz *et al.*, 1992).

$$E_0 = P_{tot} \cdot H \quad (4)$$

Onde:

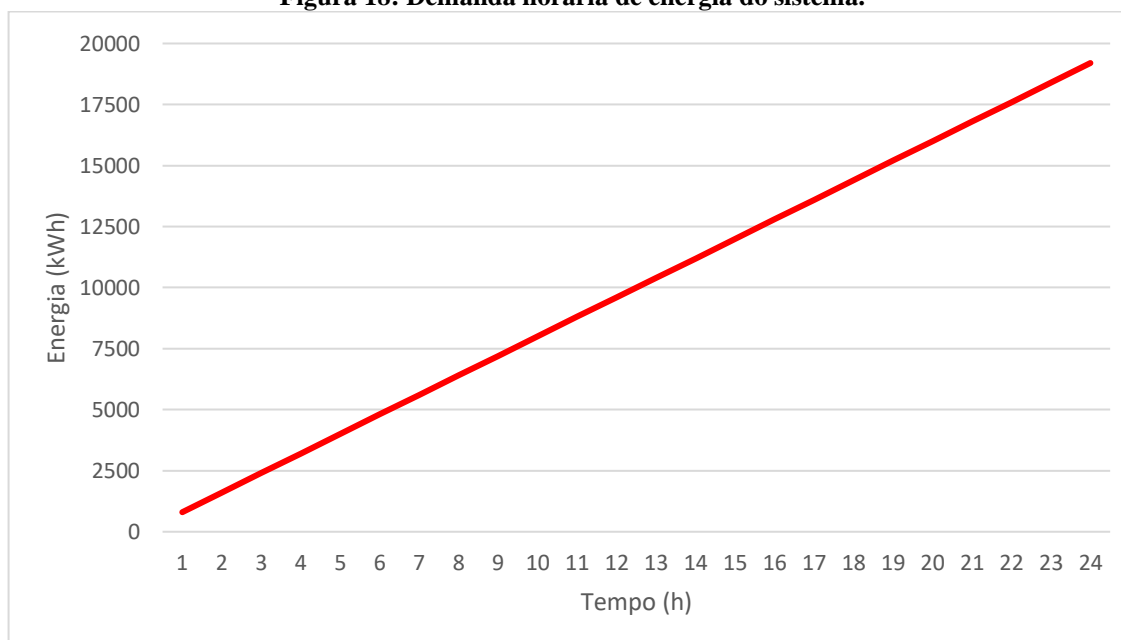
E_0 é a demanda de energia total do sistema;

P_{tot} é a potência instalada total do sistema;

H são as horas de utilização por dia.

Para um sistema de distribuição de água, foi considerado a utilização dos equipamentos 100% das horas do dia. Portanto, $H = 24h$. Sendo assim, a demanda energética total do sistema pode ser definida como $E_0 = 19.144,70 kWh$ por dia. Para a facilitação do problema, foi considerado uma aproximação de $E_0 = 19.200,00 kWh$ por dia, ou ainda $E_0 = 800 kWh$ por hora. A Figura 18 mostra um gráfico da demanda horária energética do sistema por dia.

A demanda apresentada se estende diariamente por todo os meses do ano, mantendo o valor constante. No entanto, a capacidade de geração de energia varia ao longo dos meses, conforme o valor de irradiação solar disponível para tal. Portanto, a capacidade de geração deve suprir, de acordo com a irradiação solar disponível, a demanda energética proposta para o sistema, de forma que não haja a necessidade do consumo de energia proveniente da rede de distribuição.

Figura 18: Demanda horária de energia do sistema.

Fonte: Autor (2022).

3.2 CUSTO DE ENERGIA DO SISTEMA

O custo de energia do sistema está intrinsecamente ligado as variações de taxas que ocorrem no país anualmente. Existem normas homologatórias que regulamentam as taxas e impostos cobrados para a utilização dos serviços de distribuição de energia. Para se compreender e estimar o gasto anual da empresa com energia, uma seção apresentando as normas que regulamentam o sistema será brevemente apresentada.

3.2.1 Regulamentação da cobrança de energia no país

A energia na rede de distribuição pode ser entregue ao consumidor de duas formas distintas: alta tensão ou baixa tensão. Se caracteriza baixa tensão quando a unidade atendida recebe tensão nas tensões 110 V, 127 V ou 220 V, utilizando-se um transformador localizado em área pública e de uso compartilhado. Entretanto, se a unidade consumidora é atendida através de um transformador individual localizado em suas instalações, tal unidade pode receber energia em alta tensão, desfrutando assim de menores tarifas de energia, se comprometendo com a manutenção e conservação do equipamento (BRASIL, 2020).

Para diferenciar tais consumidores, a Resolução nº 414 da ANEEL (2010) estabeleceu diferentes grupos de consumidores que foram separados de acordo com a faixa de tensão e forma de recebimento da energia, a partir de um valor de 2.300 V:

- Grupo B – Unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior à 2.300 V;
- Grupo A4 – Unidades consumidoras com fornecimento superior à 2.300 V e inferior à 25.000 V;
- Grupo AS – Unidades consumidoras de até 2.300 V que utilizam rede distribuição subterrânea.

Os consumidores do Grupo B, geralmente residências, estabelecimentos comerciais de pequeno porte e iluminação pública, pagam tarifas referentes ao consumo mensal, em kWh. Já os consumidores que recebem energia em alta tensão, Grupo A, além do consumo mensal em kWh, pagam também pela demanda contratada, em kW, e optam por uma das estruturas tarifárias a seguir: Convencional, Horossazonal Verde e Horossazonal azul.

Cada uma das estruturas tarifárias se adequa à diferentes modelos de unidades consumidoras, tais quais:

- Convencional – Possui tarifa única de consumo de energia, kWh, e demanda de potência, kW, e a demanda contratada deve estar na faixa de 30.000 W e 149.000 W; é indicado para unidades consumidoras que não conseguem programar a demanda de energia ao longo do dia, pois as tarifas permanecem constante independente das horas de utilização do dia.
- Horossazonal Verde – Tarifa única de demanda de potência, kW, e tarifas diferentes para períodos de pico e fora de pico para consumo de energia, kWh; recomendada para unidades consumidoras que possuem a capacidade de ajustar sua demanda energética de acordo com as horas do dia.
- Horossazonal Azul – Tarifas diferentes para períodos de pico e fora de pico para demanda de potência, kW, e consumo de energia, kWh; recomendada para unidades consumidoras cujo utilização em períodos de ponta é imprescindível, com baixa possibilidade de redução de demanda em horários de pico.

A Resolução Normativa da ANEEL nº 414 (2010) também define diferentes horários para a aplicação de diferentes tarifas, ou seja, horários de pico e fora de pico. Para horário de pico, é definido como 3 (três) horas consecutivas do dia, definidos pela distribuidora local, com exceção de finais de semana e feriados nacionais. Geralmente as horas de pico estão compreendidas entre às 18h até 21h. Para horário fora de pico, é compreendido pelas horas complementares ao horário de pico, totalizando 24h.

Para a finalizar o cálculo do custo de energia, é necessário a implementação dos impostos nacionais e estaduais, que são representados por porcentagem (%) para aplicação

sobre o valor final da energia. Os mais conhecidos são: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), tarifado em alíquotas que variam de estado para estado; Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), que possuem cotas cumulativas e não cumulativas que podem ser ajustadas pelo governo federal anualmente.

3.2.2 Cálculo do custo de energia

Para estimar os custos de energia da empresa, serão feitas algumas considerações iniciais para permitir a fluidez dos cálculos de maneira simplificada. Para tal, será considerado primeiramente que a empresa recebe energia em alta tensão, para que as taxas cobradas sejam menores, à uma tensão superior a 2.300 V. Sendo assim, a empresa está classificada dentro do Grupo A4.

Dentro do Grupo A4, ainda há a necessidade da escolha de uma estrutura tarifária que seja compatível com as características da demanda da unidade consumidora. Analisando a Figura 18, citada anteriormente, pode-se perceber que a demanda da empresa apresenta uma característica de constância ao longo das horas do dia, não podendo variar durante períodos de pico e fora de pico. Sendo assim, é interessante a companhia estar vinculada à estrutura Horossazonal Azul, onde ela seria taxada de maneira a beneficiar as poucas oscilações diárias.

Feito as considerações iniciais, as condições tarifárias podem ser estabelecidas para cálculo. Segundo a Resolução Homologatória da ANEEL, nº 2.920 (2021), que homologa o Reajuste Tarifário Anual de 2021, as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Consumo de Energia (TE) são definidas de acordo com a Tabela 3, variando conforme os postos (Pico e Fora de Pico, respectivamente).

Tabela 3: Tarifas de aplicação para o subgrupo A4.

SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25k V)	Azul	P	109,42	97,32	323,14
		FP	33,22	97,32	193,98

Fonte: Adaptado da Resolução nº 2.920/2021.

As respectivas alíquotas dos impostos ICMS, PIS e COFINS estão descritas na Tabela 4. O imposto ICMS definido pelo governo do Pará e cobrado pela rede de distribuição Equatorial Energia Pará corresponde a uma alíquota de 25% para estabelecimentos comerciais e industriais. PIS e COFINS também estão descritos na Tabela 4, com uma alíquota definida pelo Governo Federal, também sujeito à variação.

Tabela 4: Alíquota dos impostos incidentes no custo de energia.

ICMS	PIS	COFINS
25%	0,65%	3%

Fonte: Governo estadual do Pará e Governo Federal (2022).

O cálculo realizado para determinar a tarifa do custo de energia, já acrescido dos impostos, pode ser identificado na eq.(4).

$$TOE = \frac{T_{ANEEL}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (4)$$

Onde:

TOE é a tarifa de energia final (*Tariff of Energy*, em R\$/kWh);

T_{ANEEL} é a tarifa ANEEL livre de impostos.

A Tabela 5 indica as tarifas para a aplicação no sistema já com a inserção dos impostos no cálculo.

Tabela 5: Taifa de energia com impostos.

SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25k V)	Azul	P	153,36	136,40	452,89
		FP	46,56	136,40	271,87

Fonte: Autor (2022).

Como a aplicação das tarifas de energia varia de acordo com os dias da semana, onde os valores de pico não são cobrados nos fins de semana, faz-se necessário realizar o cálculo do custo de energia anual levando em consideração as variações semanais. As eq.(5) e (6)

descrevem os cálculos necessários para quantificar o valor da energia semanalmente e anualmente, segundo as normas da ANEEL.

$$COE_{semanal} = 5 \cdot d \left(\frac{3}{24} TOE_P + \frac{21}{24} TOE_{FP} \right) + 2 \cdot d \left(\frac{24}{24} TOE_{FP} \right) \quad (5)$$

$$COE_{anual} = \frac{365}{7} COE_{semanal} \quad (6)$$

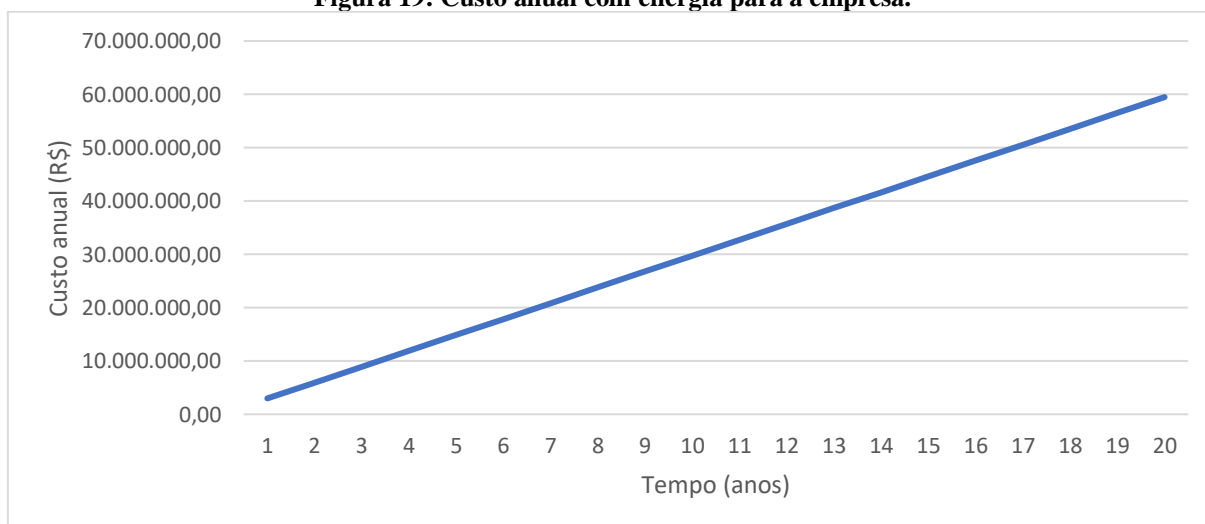
Onde:

COE é o custo de energia (*Cost of Energy*, em R\$);

d é a demanda horária do sistema.

O custo de energia para o sistema ao longo dos anos, cumulativamente, pode ser calculado com base nas equações anteriores. É possível também avaliar os valores em forma de gráfico, conforme a Figura 19. Para o primeiro ano analisado, o custo seria de R\$ 2.974.418,58. Em 20 anos, desconsiderando flutuações na taxa ANEEL e impostos, o valor pago cumulativamente estaria próximo de R\$ 60.000.000,00.

Figura 19: Custo anual com energia para a empresa.



Fonte: Autor (2022).

3.3 O SISTEMA DO SÍTIO DEUS É GRANDE

O sistema do Sítio Deus é Grande capta água do igarapé Goés, conforme supracitado. O sistema conta com uma única bomba hidráulica com potência de 175 cavalos, cujo vazão

estimada é de $500 \text{ m}^3/h$. A bomba está localizada no lago do Sítio Deus é Grande, e pode ser visto na Figura 20.

O lago do Sítio Deus é Grande, de onde a água é captada para posterior distribuição, possui uma extensão de aproximadamente $270.000,00 \text{ m}^2$ com uma capacidade volumétrica superior a $1.100.000 \text{ m}^3$. O lago possui proximidade ao canal da eclusa, onde o igarapé naturalmente desagua, sendo essa distância aproximadamente de 1 km (GOOGLE EARTH, 2022; NASCIMENTO *et al*, 2021). A Figura 21 ilustra o lago e o canal no mapa em Tucuruí.

Figura 20: Lago do Sítio Deus é Grande.



Fonte: Autor (2021).

Figura 21: Lago do Sítio Deus é Grande e o canal da Eclusa (1:1000).



Fonte: Google Earth (2022).

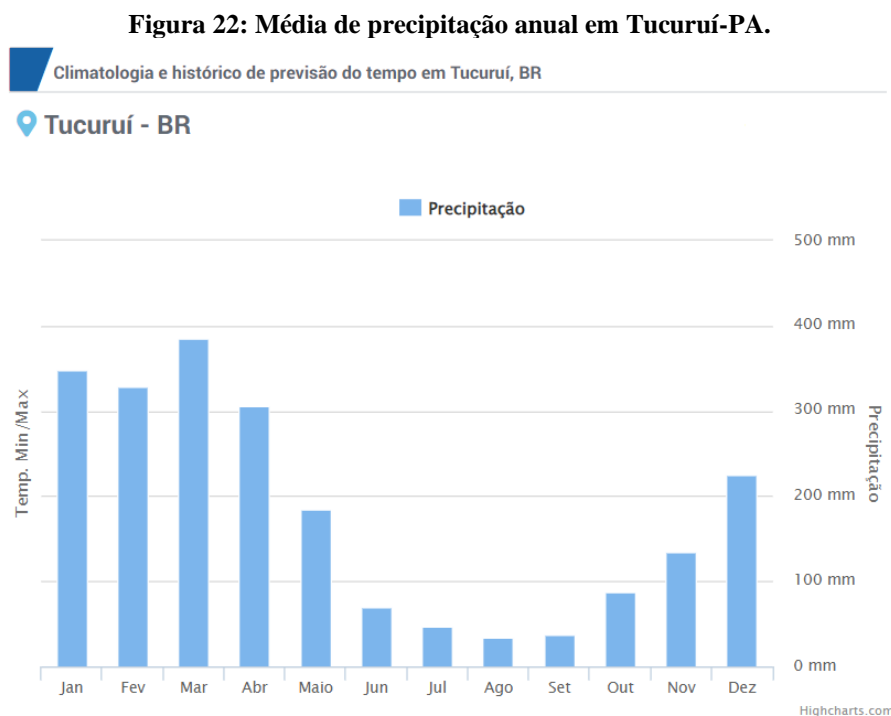
Como o lago do Sítio Deus é Grande está a uma cota de 73 m e a eclusa, a uma cota de 37 m , existe um grande potencial para a instalação de uma unidade de armazenamento de água bombeada PHES, onde o lago funcionaria como o reservatório superior e o canal da eclusa,

como reservatório inferior, sendo estes ligados por tubulações subterrâneas que permitiriam as operações do sistema.

3.3.1 Variação volumétrica no ano

A cidade de Tucuruí apresenta variações nos níveis do rio e lagos presentes na região, durante seus famosos períodos de cheia e seca anuais, muito conhecidos pela população local. Isso se dá, em grande parte devido à grande variação pluviométrica na região ao longo dos meses, apresentando períodos bem definidos onde há grande precipitação e aumento volumétrico dos lagos, e os períodos de seca.

Segundo a dados de climatologia em Tucuruí, coletados a partir de uma série de dados de 30 anos observados, a região possui 4 meses de precipitação de chuva acima dos 300 *mm*, com pico no mês de março. Os dados podem ser visualizados na Figura 22 e são descritos na Tabela 6.



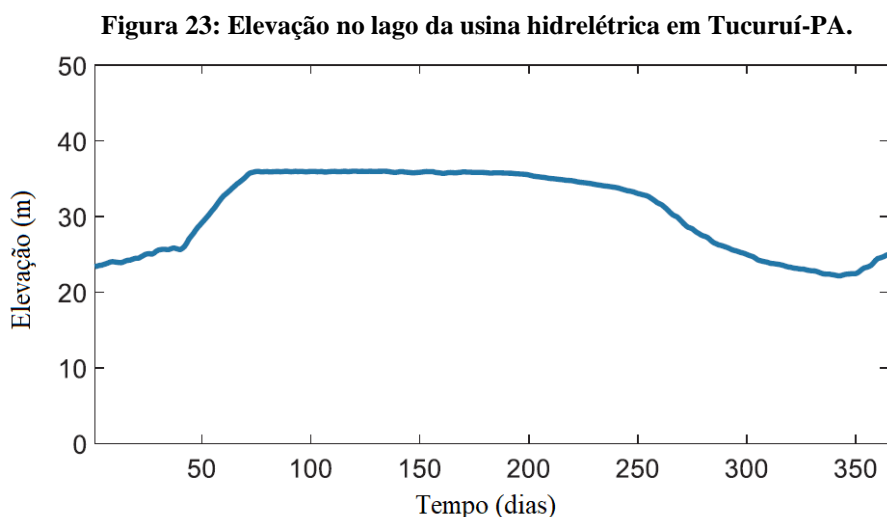
Fonte: ClimaTempo (2022).

Tabela 6: Médias mensais da precipitação (*mm*) ao longo do ano em Tucuruí-PA.

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
348	329	385	306	185	70	47	34	38	87	134	225

Fonte: ClimaTempo (2022).

Devido ao próprio ciclo hidrológico de cheias e secas da bacia do Tocantins, alimentados também pela variação pluviométrica em toda a região, os lagos situados em Tucuruí também estão sujeitos as variações de vazão disponível em diferentes épocas do ano. Andrade Furtado *et al.* (2020) relata tal variação no principal lago de Tucuruí, o reservatório superior da usina hidrelétrica. Dados da empresa Eletrobrás Eletronorte, citados pelos autores, apontam a variação de elevação na cota do reservatório superior ao longo do ano, segundo a Figura 23.



Fonte: Andrade *et al.* (2020).

Durante os períodos de cheia, compreendidos especialmente entre os meses de fevereiro à maio, devido a disponibilidade pluviométrica e elevação das cotas do lago do Sítio Deus é Grande, foi considerado baixa a necessidade de retorno do volume de água turbinado entre os reservatórios superior e inferior, utilizados para a geração de energia durante o dia. O retorno do volume utilizado é retomado no mês de junho, onde o período de baixa volumétrica nos lagos se inicia.

Para melhorar os dados do trabalho, recomenda-se um estudo mais aprofundado em relação à hidrologia do local. Realizado o estudo hidrológico apropriado, será possível determinar períodos do ano em que o sistema de armazenamento bombeado deixará de ser completamente consumidor e poderá se tornar gerador também, a medida em que não será necessário o retorno de água entre reservatórios, apenas bombas funcionando como turbinas estarão em funcionamento.

4 SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA SÍTIO DEUS É GRANDE

4.1 APRESENTAÇÃO DO CONCEITO DO SISTEMA

O sistema proposto neste trabalho consiste em utilizar o lago presente no bairro do Sítio Deus é Grande para a criação de uma usina hidrelétrica reversível (UHR), onde a água do canal da eclusa é bombeada para o lago do Sítio Deus é Grande, armazenando assim energia em forma de potencial gravitacional para ser turbinada em seguida, gerando energia e aproveitando a diferença das taxas de energia elétrica ao longo do dia.

O turbinamento da água será realizado através de bombas que funcionam de maneira reversível, as BFTs. Em conjunto com o sistema de bombeamento, está ligado um sistema geração fotovoltaica instalada na superfície do lago. A usina fotovoltaica flutuante atenderá uma porcentagem da demanda energética da autarquia Nossa Água e, em momentos de maior geração solar, a energia sobressalente será direcionada para o sistema de bombeamento, realizando o armazenamento de energia na UHR. A Figura 24 ilustra a disposição das estruturas no sítio, localizando a unidade de geração flutuante e a casa de força que abrigará as bombas do sistema reversível.

Figura 24: Esquematização do sistema.



Fonte: Autor (2022).

A usina fotovoltaica flutuante possui características bastante interessantes no que tange à sua aplicabilidade e benefícios de instalação. Borba e Novak (2018) enumeram os desafios e os aspectos positivos provenientes da utilização deste modelo de geração.

Segundo os autores, uma usina fotovoltaica flutuante se destaca de uma usina fotovoltaica comum pois:

- Reduz o crescimento de algas e o aumento da temperatura da água do lago;
- Reduz a evaporação da água, podendo chegar a 33% de redução em lagos naturais;
- Aumenta a eficiência dos módulos, pois a proximidade com água ajuda a reduzir suas temperaturas. É cerca de 11% mais eficiente que plantas instaladas em terra firme;
- Não utilizam terras que podem ser exploradas para outras atividades, tais como agropecuária ou construção civil.

A instalação não somente beneficia o sistema como um todo, por ser mais eficiente, mas também beneficia o lago que está recebendo a unidade, sendo considerado uma ótima alternativa de geração de energia limpa que beneficia o ecossistema local. Por outro lado, ainda existem alguns desafios e barreiras que precisam ser levantados para a aplicação de um sistema flutuante. Por ser uma solução recente no mercado, tecnologias para melhorias ainda estão em desenvolvimento. Pode-se destacar como principais barreiras:

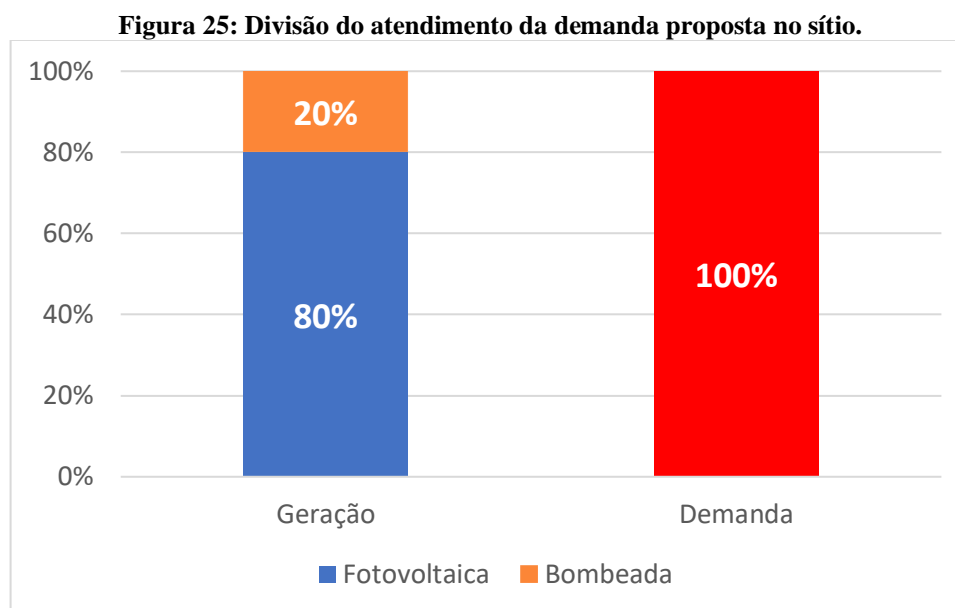
- Projeto bastante minucioso da estrutura que irá suportar os módulos. Ela deverá se manter flutuante ao passo que seja resistente às variações das condições ambientais, tais como ventos, ondas, acúmulo de algas, etc.
- Módulos devem ser resistentes a altos índices de umidade;
- Cuidados no transporte seguro da energia à terra;
- Local da instalação não poderá sofrer variações bruscas de nível, como em marés. A variação dos ângulos de incidência causa perda de eficiência na geração de energia.

O lago do Sítio Deus é Grande atende os requisitos para a instalação de uma unidade flutuante. Não há variações repentinas de nível da água e não está sujeita a fortes correntezas que possam afetar a planta. O detalhamento da estrutura e estudo do comportamento da usina perante as variações climáticas ao longo do ano não será foco do estudo presente neste trabalho, porém pode ser avaliado com mais detalhes em trabalhos posteriores.

4.2 DETERMINAÇÃO DA CARGA A SER ATENDIDA

Para iniciar os cálculos do trabalho de maneira eficiente, primeiro se faz necessário estimar a porcentagem que cada fonte de geração de energia irá atender da demanda total energética da empresa de distribuição de água.

Como analisado no subtópico 3.1, a demanda energética total é de aproximadamente $E_0 = 19.200,00 \text{ kWh}$ por dia, sendo estes uma média de $E_0 = 800,00 \text{ kW}$ por hora. Para a implementação de um sistema híbrido de geração para atender a demanda proposta, cada fonte de energia deve ser responsável por atender uma parcela da demanda total. Não seria possível o atendimento de 100% da carga total pela energia puramente fotovoltaica pois a potência instalada total no sítio superaria os 5 MW determinados pela REN 482/2012, não se enquadrando mais na subclasse de mini geração distribuída. Visto isso, um aporte inicial foi considerado em 80% do atendimento da demanda sendo atendida exclusivamente pela geração fotovoltaica flutuante, enquanto os 20% restantes serão atendidos pelo sistema de bombeamento e turbinamento. A Figura 25 ilustra o processo de divisão do atendimento da demanda proposta inicialmente no trabalho.



Fonte: Autor (2022).

É interessante a realização da investigação do comportamento econômico do modelo se alterado as porcentagens de geração para a atual demanda da companhia. Um estudo econômico poderá dizer se uma parcela maior de energia gerada através do armazenamento bombeado é mais interessante a longo prazo, sendo este uma oportunidade de investigação futura. Para o trabalho atual, as porcentagens serão mantidas como o proposto, sendo feitos as análises econômicas propícias para o estudo de viabilidade final.

4.3 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA FLUTUANTE

Para iniciar o processo de dimensionamento da unidade solar flutuante, faz-se necessário primeiramente a avaliação do recurso solar presente na região. Após essa etapa, utilizando-se dos dados obtidos para Horas de Sol Pleno (HSP), é possível calcular a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para o suprimento da carga de demanda proposta. Em posse da quantidade de módulos necessários para a utilização no projeto, a quantidade de energia gerada através da área de tais módulos deve ser calculada, a fim de estimar a sobra de potência por hora disponível no sítio. A sobra de potência será utilizada posteriormente para o cálculo do volume útil de água usada no reservatório para geração de energia na parcela bombeada.

O módulo escolhido inicialmente para o projeto foi o módulo fotovoltaico CS7N-665MS HiKu7 Mono PERC da *CanadianSolar*. As características do módulo podem ser vistas na Tabela 7. O fator crucial para a seleção do módulo foi a relação eficiência e área ocupada pelo módulo. Como este projeto requer um grande número de módulos que estarão sujeitos às condições do lago, é interessante que os módulos forneçam grande potência por área ocupada.

Tabela 7: Características do módulo fotovoltaico.

Módulo cs7n-665ms	
POTÊNCIA NOMINAL MÁXIMA	665 W
TENSÃO DE OPERAÇÃO	35,5 V
CORRENTE DE OPERAÇÃO	17,28 A
EFICIÊNCIA	21,4 %
ÁREA DO MÓDULO	3,11 m ²
PESO	34,4 kg
VIDA ÚTIL	25 anos
PREÇO	2,57 R\$/Wp

Fonte: Autor (2022).

4.3.1 Avaliação do recurso solar disponível

Para determinar os dados de irradiação solar do sítio, foi utilizado o software SunData v 3.0 do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB, 2022), que utiliza em sua base de dados o Atlas Brasileiro de Energia Solar.

O lago do Sítio Deus é Grande está localizado nas coordenadas latitude 3°48'20''S e longitude 49°41'00''O e possui ângulo de latitude 4° N. O ponto de referência mais próximo do local está localizado a 3,8 km, sendo deste ponto os dados obtidos pelo software. A Figura 26 mostra os dados obtidos pela irradiação solar diária média por dia ao longo dos meses, tanto em relação ao plano horizontal quando no plano inclinado à latitude do local e a Tabela 8 apresenta os valores de irradiação obtidos em unidades de HSP.

Figura 26: Dados da irradiação solar no sítio ao longo do ano.

Estação: Tucuruí

Município: Tucuruí, PA - BRASIL

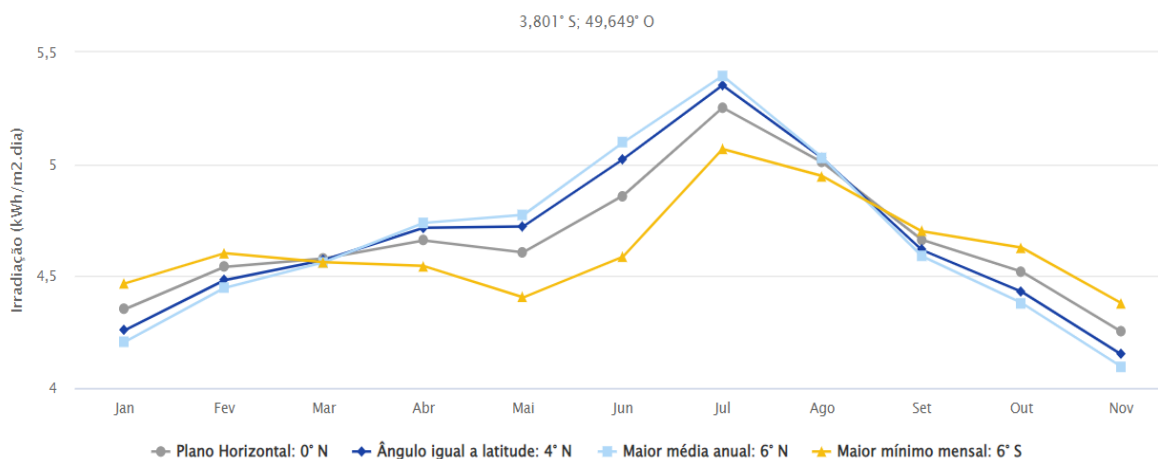
Latitude: 3,801° S

Longitude: 49,649° O

Distância do ponto de ref. (3,805556° S; 49,683333° O): 3,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	4,35	4,54	4,58	4,66	4,61	4,86	4,96	5,25	5,01	4,66	4,52	4,25	4,69	1,00
✓	Ângulo igual a latitude	4° N	4,26	4,48	4,57	4,72	4,72	5,02	5,11	5,35	5,03	4,62	4,43	4,15	4,70	1,20
✓	Maior média anual	6° N	4,21	4,45	4,56	4,74	4,77	5,10	5,18	5,39	5,03	4,59	4,38	4,10	4,71	1,30
✓	Maior mínimo mensal	6° S	4,47	4,60	4,56	4,55	4,40	4,59	4,70	5,07	4,95	4,70	4,63	4,38	4,63	,69

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Tucuruí-Tucuruí, PA-BRASIL



Fonte: CRESESB (2022).

Tabela 8: Horas de Sol Pleno disponíveis no sítio ao longo do ano.

Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
HSP	4,26	4,48	4,57	4,72	4,72	5,02	5,11	5,35	5,03	4,52	4,43	4,15

Fonte: Autor (2022).

Como pode ser analisado, dezembro apresenta os menores índices de irradiação horária por dia. Para o plano de ângulo igual a latitude, a média da irradiação incidente e, conseqüentemente o HSP, é igual a 4,15 Horas de Sol Pleno. O maior valor de irradiação ocorre no mês de agosto, onde há cerca de 29 % mais disponibilidade de energia solar no sítio em comparação com o mês crítico.

4.3.2 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Como discutido na seção 4.2, a etapa fotovoltaica do projeto será projetada para atender 80% ($\alpha = 0,8$) da demanda total do sistema. Sendo assim, a potência solar necessária para o projeto pode ser calculada de acordo com a eq.(7), que é proveniente da eq.(1).

$$P_m = \alpha \cdot \max_{i=1}^{12} \frac{L}{HSP_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \quad (7)$$

Onde:

α é a porcentagem da demanda atendida pela parcela fotovoltaica.

Para o mês crítico, dezembro, HSP vale 4,15 h. Os fatores $Red_1 \times Red_2$ são fatores de redução de potência, e foram estimados em 0,75 para o prosseguimento dos cálculos. Com isso, é possível obter um valor de $P_m = 4,935 MW$ de potência necessária nos painéis. A quantidade de módulos fotovoltaicos pode ser calculada conforme a eq.(8), (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N_{PV} = \frac{P_m}{P_{PV}} \quad (8)$$

Onde:

N_{PV} é quantidade de módulos fotovoltaicos;

P_{PV} é a potência nominal de um módulo unitário.

Utilizando a potência do painel fotovoltaico escolhido, o número de módulos fotovoltaicos requeridos para esta etapa do projeto é de $N_{PV} = 7.421$, ocupando uma área total de $23.052 m^2$. A potência instalada da rede de geração é de $4,935 MW$, respeitando assim os limites estabelecidos para a caracterização de minigeração distribuída conforme a REN 482/2012.

A energia solar horária disponível nos módulos deve ser calculada para o correto dimensionamento da unidade bombeada, pois a energia necessária para suprir a quantidade restante da demanda proposta será calculada através da disponibilidade de energia horária do sistema. A eq.(9) calcula a energia solar disponível de forma horária nos módulos ao longo do dia, segundo a metodologia proposta por Pinho e Galdino (2014).

$$E_{sol} = I_{sol} \cdot N_{PV} \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{inv} \quad (9)$$

Onde:

E_{sol} é a energia horária disponível nos módulos por dia;

I_{sol} é a irradiação horária solar incidente no sítio por dia;

A_{PV} é a área superficial do módulo;

η_{PV} é a eficiência do módulo;

η_{inv} é a eficiência do inversor e dos componentes secundários de transmissão.

4.4 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO BOMBEADO

Para o dimensionamento da unidade bombeada, será feito o levantamento da energia solar disponível excedente durante o dia. Os momentos do dia em que a demanda não é suprida pela geração fotovoltaica, será suprida pelo turbinamento da água do reservatório. Sendo assim, é possível calcular a quantidade de energia necessária a ser produzida e, conseqüentemente, o volume de água a ser utilizado do lago.

O passo seguinte é analisar as características do sistema de bombeamento e turbinamento. É nesta etapa em que as curvas do sistema serão definidas, tanto para o modo direto quanto para o modo reverso. Utilizando as informações da curva do sistema e das características do sítio, a bomba hidráulica que será utilizada no projeto poderá ser selecionada.

Para a predição do comportamento da bomba selecionada em modo reverso, se faz necessário a utilização de métodos analíticos propostos por diferentes autores que podem estimar os pontos de melhor eficiência da BFT, permitindo o cálculo dos pontos de operação corretamente.

Por fim, após o dimensionamento do sistema ser realizado, análises de eficiência e aproveitamento de energia poderão ser feitos, além de discussões sobre o funcionamento das máquinas durante os meses do ano.

4.4.1 Balanço de energia disponível

Como mostrado anteriormente, a energia necessária para a operação da BFT é dada através de uma análise horária do balanço de energia gerada e demanda necessária pelo sistema. A eq.(10) caracteriza a relação da demanda e da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, ressaltando a energia que a BFT necessitará produzir para balancear o sistema.

$$E_{BFT} = d - E_{sol} \quad (10)$$

Onde:

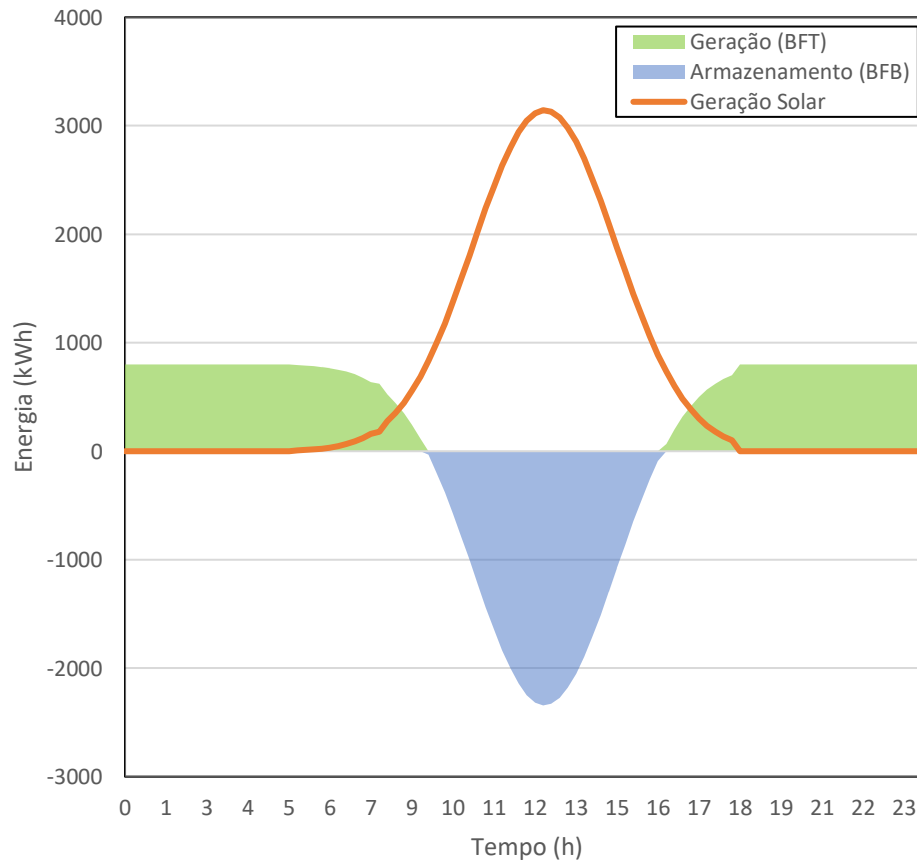
E_{BFT} é a energia necessária a ser gerada pela BFT;

d é a demanda horária de energia do sistema, conforme a Figura 18;

E_{sol} é a energia disponível nos módulos fotovoltaicos, conforme a eq.(8).

Substituindo os dados obtidos da Figura 18 e da eq.(9) na eq.(10), é possível analisar, em primeira instância, a energia que a BFT terá que gerar durante o dia. A Figura 27 ilustra o balanço de energia de forma que a BFT atenda a demanda nos períodos em que não há disponibilidade de energia fotovoltaica. Pode-se perceber que, durante o pico de energia disponível nos módulos fotovoltaicos, há uma sobra de energia que será utilizada para realizar a operação das bombas em modo direto, transferindo água do reservatório inferior para o reservatório superior, a fim de armazenar energia para a utilização nos períodos onde a demanda é superior à geração fotovoltaica.

Figura 27: Sistema de geração do sistema.



Fonte: Autor (2022).

A energia total a ser gerada pelas BFTs é a somatória de todos os pontos positivos da curva da bomba-turbina. Esta, por sua vez, pode ser determinada como aproximadamente $E_{BFT} = 12.136 \text{ kWh}$. A energia total disponível para o modo direto nos horários onde há sobra de energia disponível é de aproximadamente $E_{BFB} = 9.314 \text{ kWh}$. Esta energia disponível para as BFBs será abatida do total necessário para o funcionamento das bombas em modo direto, funcionando assim como créditos de energia.

A energia total a ser gerada pela BFT encontrada anteriormente continuará a ser utilizada até a conclusão do trabalho, porém será investigado uma melhor distribuição do tempo de utilização da máquina, além de uma vazão fixa que atenda a demanda proposta. O modelo atual de geração iria requerer da BFT muitas variações de vazão durante determinados horários, além da utilização de vazões extremamente específicas para o atendimento preciso da demanda dado instante de tempo. De maneira a facilitar o funcionamento da BFT, além de estudar o comportamento dela frente diferentes valores de vazão e sua eficiência, será adotado períodos constantes de geração de energia de maneira que ela ocorra da maneira mais constante possível. Isso só será possível porque o sistema continua a utilizar a energia da rede de distribuição, *on-grid*, sendo solicitada quando houver déficit de energia no balanço estabelecido na eq.(9).

4.4.2 Volume de água necessário

O volume de água a ser utilizado está intrinsecamente ligado à quantidade de energia a ser produzido pela BFT. Para tal, faz-se necessário a utilização inicialmente da energia disponível em uma turbina hidráulica, que é descrita na eq.(11), (Chapallaz *et al.*, 1992).

$$E_t = \rho \cdot g \cdot H_t \cdot Q_t \cdot \eta_t \cdot t_t \quad (11)$$

Onde:

E_t é a energia disponível em uma turbina hidráulica (BFT);

ρ é a densidade da água nas condições de operação;

g é a aceleração da gravidade;

H_t é a altura manométrica disponível para o sistema;

Q_t é a vazão da turbina, em m^3/s ;

η_t é a eficiência inicial atribuída a turbina;

t_t é o tempo de operação da turbina.

Como o volume utilizado pela turbina é o produto de sua vazão pelo tempo de operação, é possível calcular o volume total do reservatório, V_t , através da eq.(12).

$$V_t = \frac{E_t}{\rho \cdot g \cdot H_t \cdot \eta_t} \quad (12)$$

Para a consideração inicial, será adotado um valor de $\eta_t = 0.8$ (Andrade Furtado *et al.*, 2019, Ma *et al.*, 2014). Após verificar o desempenho da BFT, o valor será corrigido para aumentar a confiabilidade dos cálculos. Substituindo os valores encontrados na eq.(12), é possível afirmar que o volume de água necessário para gerar a quantidade de energia proposta é de $V_t = 157.254 \text{ m}^3$, valor superior ao consumo hídrico atual em pelo menos 13 vezes.

4.4.3 Seleção das bombas

Para realizar a primeira estimativa de cálculo, será inicialmente considerado que todo volume de água utilizada pela BFT é retornado ao reservatório superior, de forma que toda água turbinada será também bombeada de volta. Sendo assim, pode-se considerar $V_{BFB} = V_t$, onde V_{BFB} representa o volume de água bombeado em modo direto.

A vazão das bombas é dada pela eq.(13), na qual é considerado o tempo de utilização da bomba em modo direto (Chapallaz *et al.*, 1992).

$$Q_{BFB} = \frac{V_{BFB}}{N \cdot t_{BFB}} \quad (13)$$

Onde:

Q_{BFB} é a vazão da bomba funcionando em modo direto;

V_{BFB} é o volume total que será bombeado;

t_{BFB} é o tempo de funcionamento no dia, em horas;

N é o número de máquinas em operação.

É importante ressaltar que este cálculo é apenas uma base inicial para haver a seleção das bombas que serão utilizadas no processo. O cálculo da vazão real das máquinas em operação será aperfeiçoado com o decorrer do trabalho, visto que ainda será levado em consideração as perdas de carga previstas na instalação, além da operação das máquinas interligadas em paralelo.

O tempo de operação t_{BFB} , inicialmente, é considerado como sendo o tempo disponível para a utilização da bomba durante o dia, através do excedente da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, segundo a eq.(14). Ou seja, a bomba é utilizada durante os períodos do dia em que a geração de energia solar supera a demanda de energia da companhia, sendo esta transferida para as bombas.

$$t_{BFB} = 24 - \frac{E_t}{d} \quad (14)$$

Pode-se, então, encontrar um tempo de operação $t_{BFB} = 8.83 \text{ h}$, ou aproximadamente 8 h e 50 min . Substituindo os valores na eq.(13), para um total de $N = 12$ máquinas, temos:

$$Q_{BFB} = \frac{157.254 \text{ m}^3}{12 \cdot 8.83 \text{ h}} = 1.484 \text{ m}^3/\text{h} \quad (15)$$

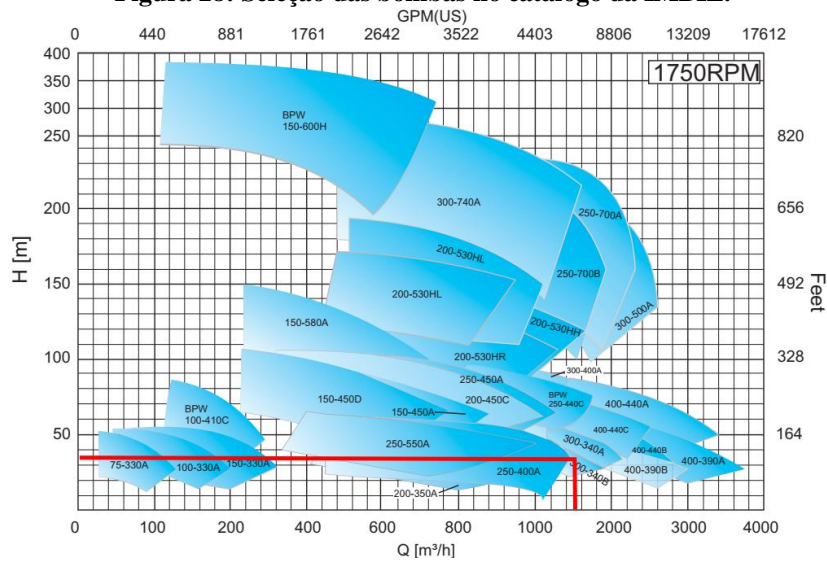
Com o valor adquirido para a vazão da bomba, é possível fazer a primeira estimativa da bomba a ser selecionada no catálogo do fabricante. Utilizando o catálogo de bombas da empresa IMBIL, é possível selecionar o maquinário conforme os dados obtidos inicialmente, para uma altura manométrica de $H = 36 \text{ m}$ e vazão de $Q_{BFB} = 1.484 \text{ m}^3/\text{h}$. A máquina escolhida foi o modelo bipartida com rotor de dupla sucção BP 300-340 rotor B, 1750 rpm , de aproximadamente R\$ 350.000,00, conforme a Figura 28. O diâmetro do rotor vale $D_{rotor} = 0,358 \text{ m}$, diâmetro de sucção $D_{suc} = 0,350 \text{ m}$ e diâmetro de recalque $D_{rec} = 0,300 \text{ m}$. A vida útil deste equipamento é de 10 anos.

As curvas da bomba podem ser visualizadas na Figura 29, juntamente com a curva de potência e curva de NPSH.

Pode -se perceber que, para a bomba de rotor $d_{rotor} = 358 \text{ mm}$, o BEP é de 83% e ocorre no ponto $H_{BEP} = 38,75 \text{ m}$ e $Q_{BEP} = 1550 \text{ m}^3/\text{h}$. Como o projeto irá utilizar se utilizar de 12 máquinas, será verificado o comportamento das bombas em operação paralela. A configuração que apresentar menor gasto energético será levada em consideração para o sistema.

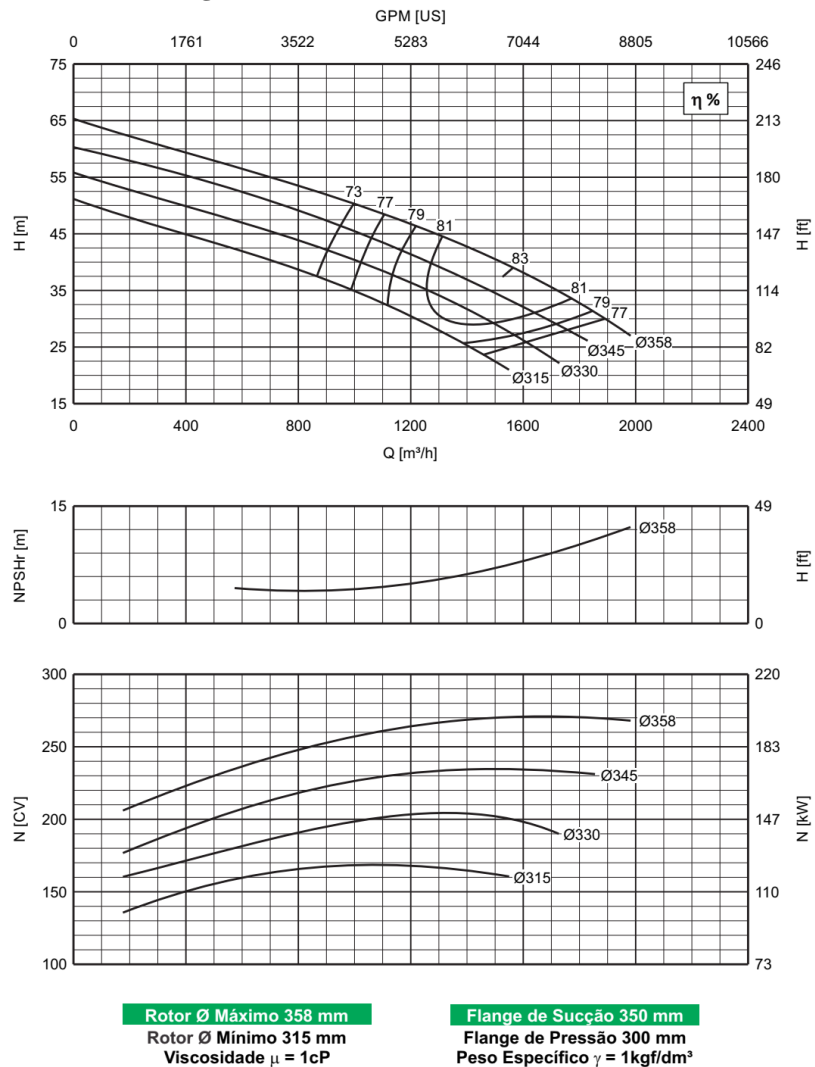
Para a etapa a seguir, será calculado o comportamento da curva do sistema, considerando o dimensionamento dos dutos de forma a minimizar as perdas de carga singulares e contínuas.

Figura 28: Seleção das bombas no catálogo da IMBIL.



Fonte: IMBIL, modificado (2019).

Figura 29: Curvas da bomba selecionada.

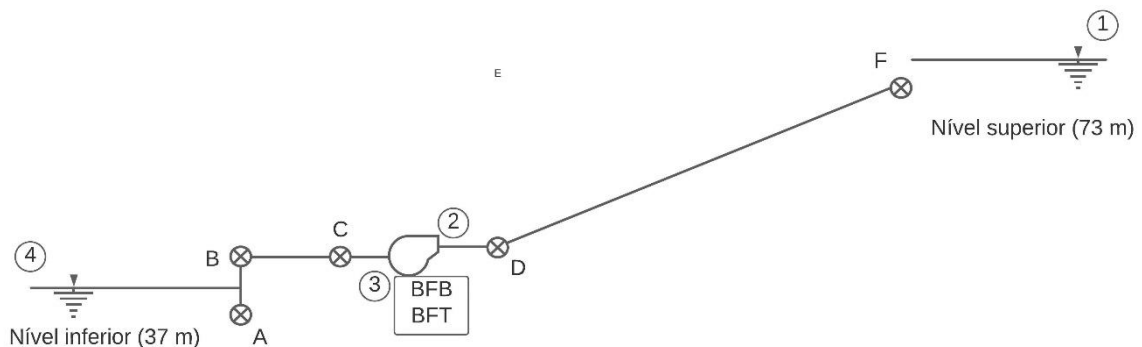


Fonte: IMBIL (2019).

4.4.4 Curva do sistema

Conforme discutido na seção 3.3, existe uma variação nas cotas entre o lago do sítio Deus é Grande e o canal da eclusa. Esta diferença é de $H_{sítio} = 36 \text{ m}$ e será utilizada nos cálculos posteriores. A distância entre os reservatórios é de $L_{sítio} = 1.000 \text{ m}$. Um esquema do sistema pode ser visto na Figura 30. As linhas representam tubulações, os marcadores com letras representam pontos de perdas de carga singulares e os marcadores com numerais representam as diferentes regiões de aplicação das equações para a determinação da curva do sistema e do NPSH disponível.

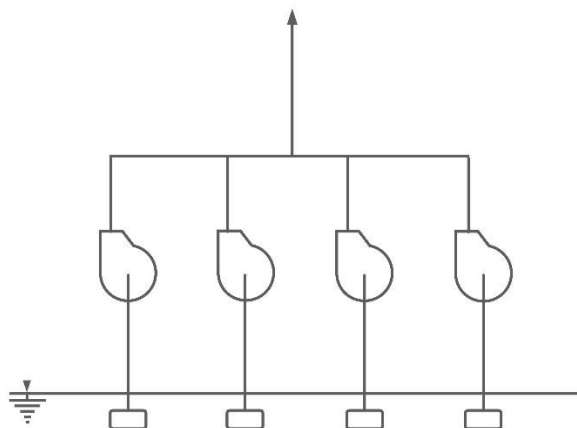
Figura 30: Esquematização do sistema.



Fonte: Autor (2022).

A esquematização para a configuração de bombas em paralelo pode ser visualizada na Figura 31, onde as máquinas estão interligadas por meio de uma única tubulação. Será analisado qual a melhor maneira de se agrupar as 12 bombas, ligadas paralelamente.

Figura 31: Esquematização da ligação das máquinas em paralelo.



Fonte: Autor (2022).

4.4.4.1 Perda de carga

A perda de carga é um fator extremamente importante no dimensionamento de linhas de pressão. No sistema, ela pode ocorrer de 2 maneiras: de forma pontual e de maneira distribuída ao longo da linha. De maneira pontual, os acessórios que são inseridos na linha causam uma diminuição da pressão final que será disponibilizada para o processo final, tais como válvulas, joelhos, reduções e difusores. Para a perda de carga distribuída, ela ocorre em virtude do comprimento da linha, sendo causada por pela resistência ao escoamento do fluido (água) em relação à tubulação.

A perda de carga localizada é calculada com base no coeficiente de perda equivalente para cada peça inserida no sistema. Elas são descritas através da soma das múltiplas perdas singulares, n , de energia por fricção, segundo a eq.(16), (Chapallaz *et al.*, 1992).

$$H_{local} = \sum_1^n K_n \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (16)$$

Onde:

H_{local} é o valor total da perda de carga localizada para n elementos, em m ;

K_n é o coeficiente de perda do n -ésimo elemento do sistema, adimensional;

v é a velocidade do fluido na seção, m/s .

Os valores dos coeficientes K podem ser visualizados na Tabela 9. Esses valores são aproximados e foram obtidos através de estudos experimentais.

Tabela 9: Coeficientes para perda de carga localizada.

Acessórios	K	Acessórios	K
Ampliação gradual	0,30	Junção	0,40
Bocais	2,75	Medidor de Venturi	2,50
Comporta aberta	2,50	Redução gradual	0,15
Controlador de vazão	2,50	Registro de ângulo aberto	5,00
Cotovelo de 90°	0,90	Registro de gaveta aberto	0,20
Cotovelo de 45°	0,75	Registro de globo aberto	10,0
Crivo	0,40	Tê, passagem direta	0,60
Curva de 90°	0,40	Tê, passagem de lado	1,30

Curva de 45°	0,20	Tê, saída de lado	1,30
Curva de 22,5°	0,10	Tê, saída bilateral	1,80
Entrada normal em canalização	0,50	Válvula de pé	1,75
Entrada de borda	1,00	Válvula de retenção	2,50
Pequena derivação	0,03		

Fonte: KSB (2001).

A fim de calcular a perda de carga distribuída, utiliza-se as equação de Darcy e Weisbach para perdas de carga, descrito na eq.(17), (Chapallaz *et al.*, 1992).

$$H_{perda} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (17)$$

Onde:

H_{perda} é a perda de carga, em m ;

f é o fator de atrito, adimensional;

L é o comprimento da tubulação, m ;

D é o diâmetro da tubulação, m ;

v é a velocidade do fluido, m/s .

A velocidade é dependente do diâmetro da tubulação escolhida. É calculada através da eq.(18) e varia também juntamente com a vazão disponível no instante.

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} \quad (18)$$

Por fim, o coeficiente de atrito f é encontrado através do diagrama de Moody (Figura 32), ou pela iteração representado na eq.(19), para escoamentos turbulentos.

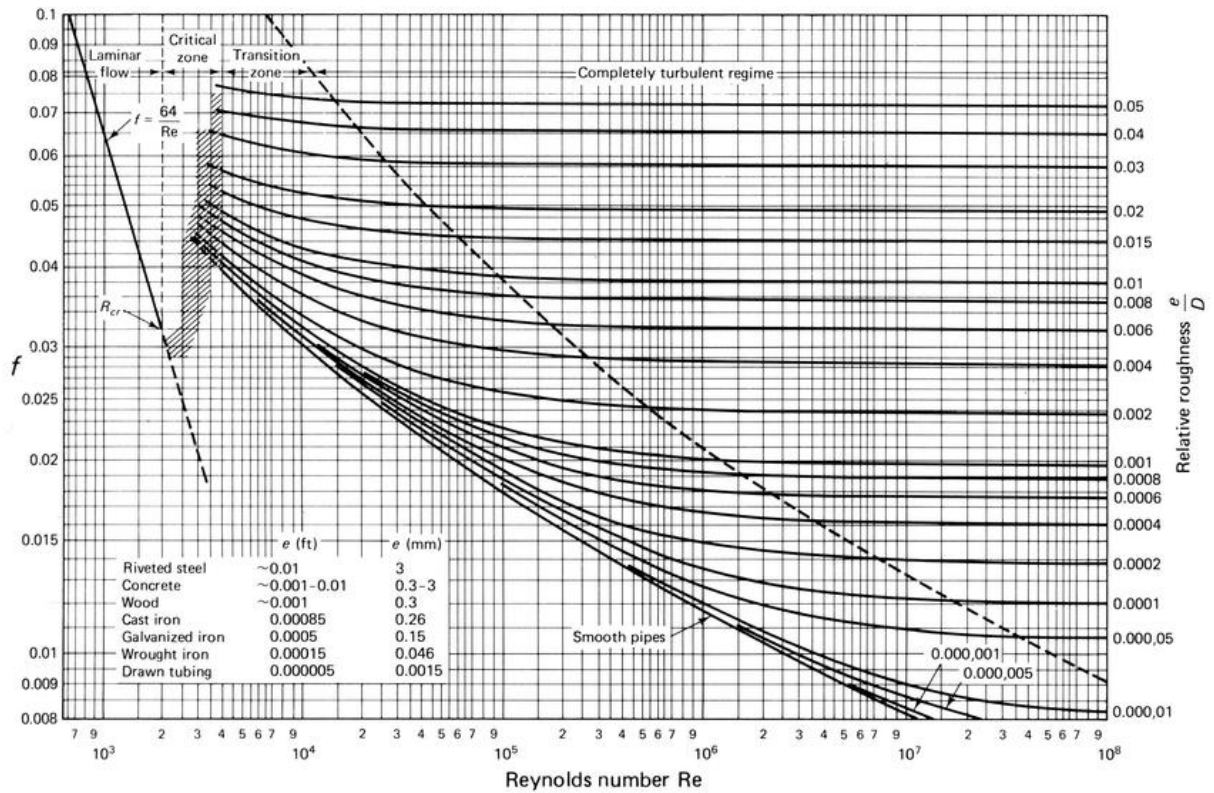
$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left[\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right] \quad (19)$$

Onde:

Re é o número de Reynolds, adimensional;

ε/D é a rugosidade relativa da tubulação, adimensional;

Figura 32: Diagrama de Moody.

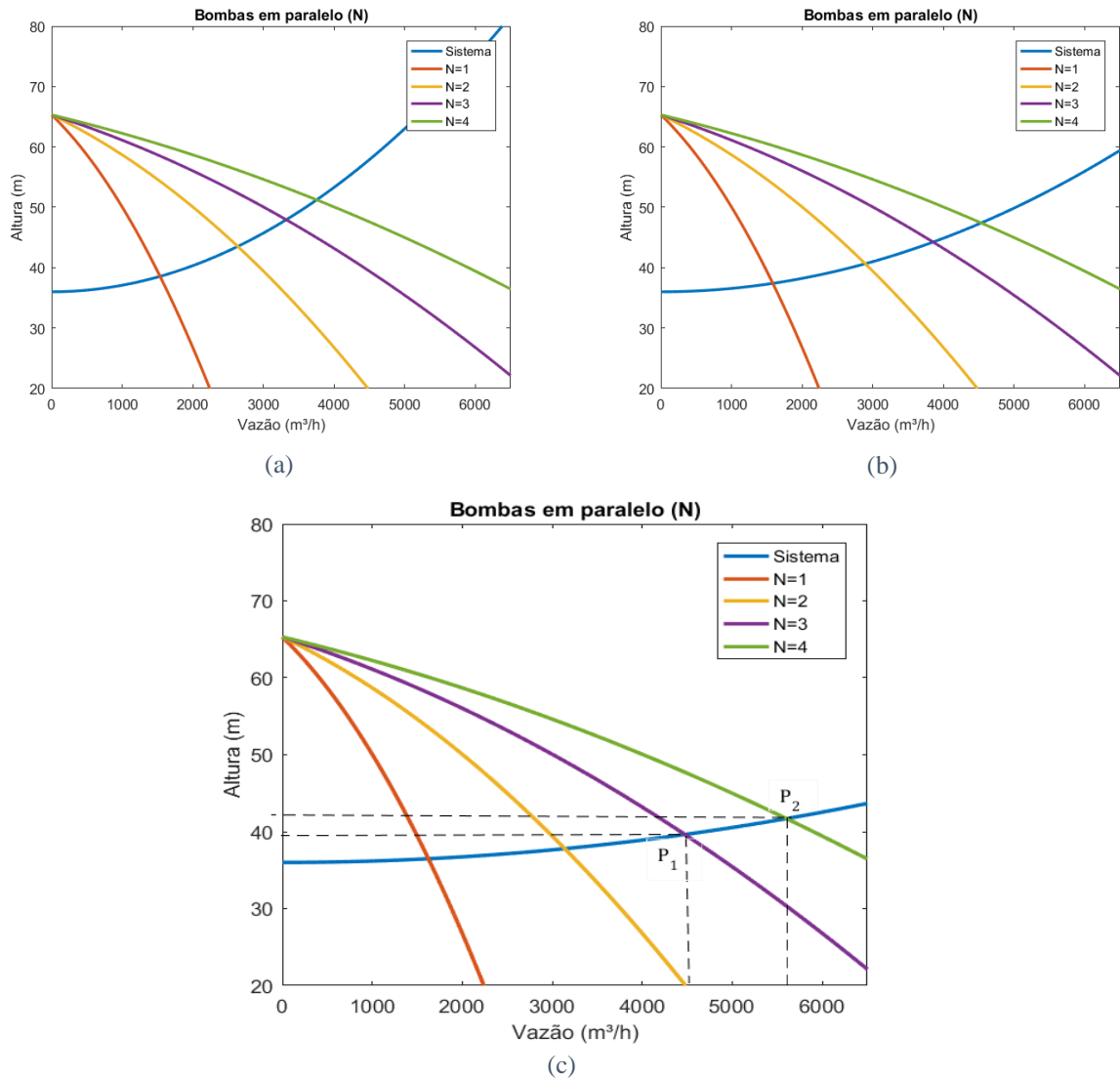


Fonte: <https://www.guiadaengenharia.com/wp-content/uploads/2019/01/diagrama-moody.png>. (2019).

Para se obter a curva do sistema, se faz necessário estabelecer as propriedades da tubulação que será utilizada. Foi realizado o teste utilizando diferentes valores de diâmetro para a tubulação principal, que comportará a vazão das bombas funcionando em paralelo. Foram definidos valores de $D_1 = 0,70 \text{ m}$ ($DN_1 = 28''$), $D_2 = 0,80 \text{ m}$ ($DN_2 = 32''$) e $D_3 = 1,00 \text{ m}$ ($DN_3 = 40''$), além de $N = 1$, $N = 2$, $N = 3$ e $N = 4$ para a quantidades de bombas em paralelo, e o material utilizado para a tubulação é o aço rebatado ($\epsilon = 10^{-3} \text{ m}$). Os gráficos podem ser visualizados na Figura 33.

Conforme pode ser visualizado na Figura 33 (a), a perda de carga na tubulação de diâmetro $0,70 \text{ m}$ torna os valores de altura manométrica do sistema extremamente altas quando atinge vazões elevadas, chegando a $48,00 \text{ m}$ quando o sistema possui 3 bombas e 51 m quando em 4 bombas. Para a situação da Figura 33 (b), a perda de carga ainda é considerável, porém mais branda que no caso anterior, tendo respectivamente $44,00 \text{ m}$ e $47,50 \text{ m}$ em altura manométrica para 3 e 4 bombas ligadas em paralelo.

Figura 33: Curvas do sistema para diferentes diâmetros de tubulação. (a) $D=0,70\text{ m}$; (b) $D=0,80\text{ m}$; (c) $D=1,00\text{ m}$



Fonte: Autor (2022).

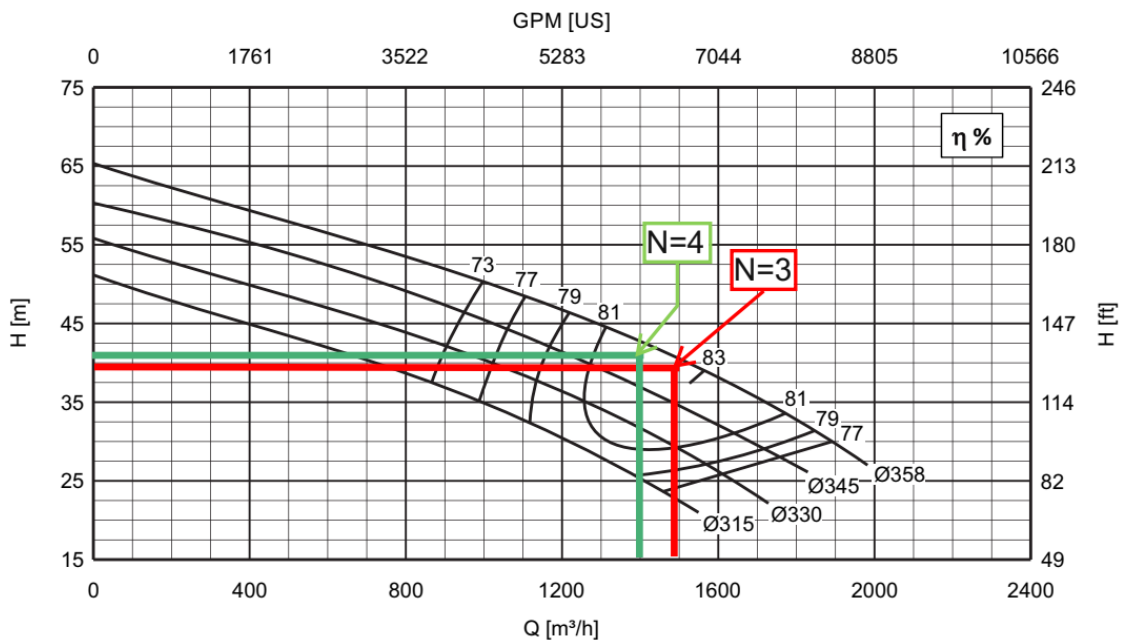
Em relação ao sistema com diâmetro de tubulação de $D = 1,00\text{ m}$ [Figura 33 (c)], possui o menor valor de perda de carga. Quando ligado 3 bombas em paralelo, a altura manométrica é de $39,65\text{ m}$, atingindo uma vazão de $4.470\text{ m}^3/\text{h}$ (P_1). Para 4 bombas, a altura manométrica é de $41,50\text{ m}$, com vazão de $5.600\text{ m}^3/\text{h}$ (P_2). Decidiu-se por prosseguir os cálculos utilizando-se um sistema de tubulações de $1,00\text{ m}$ de diâmetro, que se estendem por 1 km entre os reservatórios.

Para a decisão de quantas bombas serão ligadas paralelamente por etapa, será considerado a vazão e altura manométrica das bombas individualmente dentro do sistema. O sistema com 2 bombas ligadas em paralelo certamente representa a menor perda de carga individual dentre todos os outros apresentados. Para $N = 2$, $H_{man} = 37,8\text{ m}$ e $Q =$

$3.140 \text{ m}^3/h$, o que representa uma vazão de $Q = 1.570 \text{ m}^3/h$ por bomba. Porém, um sistema com 12 bombas ligadas 2 a 2 paralelamente se torna estruturalmente e financeiramente inviáveis, pois iria requerer 6 tubulações atravessando a região tornando o sistema pouco prático. Um sistema com $N > 4$, entretanto, também não é interessante visto que a perda de carga se torna muito alta e não há acréscimo considerável de vazão por máquina.

Para $N = 4$, a vazão por máquina é de $Q = 1.400 \text{ m}^3/h$, com altura manométrica de $H_{man} = 41,50$. Já para $N = 3$, $Q = 1.490 \text{ m}^3/h$ e $H = 39,65 \text{ m}$. Analisando a Figura 29, pode-se perceber que a configuração com $N = 3$ está muito mais próximo ao BEP, 83%, do que em $N = 4$, conforme a Figura 34.

Figura 34: Comparação dos sistemas com 3 e 4 bombas em paralelo.



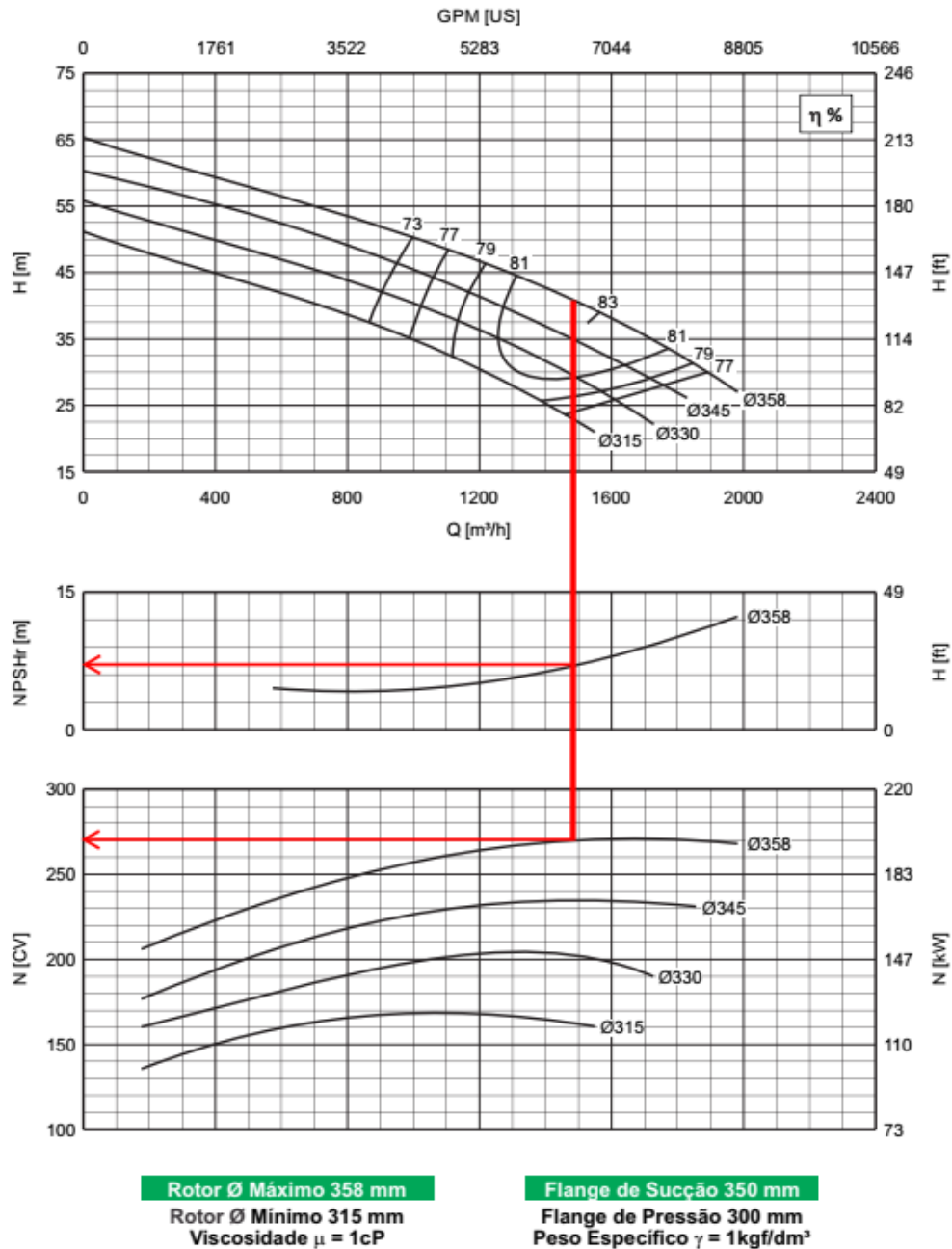
Fonte: Autor (2022).

A fim de apresentar ao sistema o projeto mais eficiente, optou-se por dividir as 12 bombas em grupos de 3, operando de maneira paralela.

4.4.4.2 Cavitação e potência requerida

Para verificar se haverá cavitação no sistema, faz-se necessário o cálculo do NPSH disponível, sabendo que $NPSH_{disp} > NPSH_{req}$. O $NPSH_{req}$ pode ser encontrado diretamente no catálogo do fabricante, segundo a Figura 35.

Figura 35: NPSH e potência requerida para a bomba selecionada.



Fonte: IMBIL, modificado (2019).

Pela análise das curvas do fabricante, $NPSH_{req} = 7,0\text{ m}$ e a potência requerida é 270 cv ou $197,8\text{ kW}$.

Para o cálculo do $NPSH_{disp}$, será considerado a etapa de sucção da bomba, compreendido entre os pontos 3 e 4 na Figura 30. Nesta etapa do circuito, a tubulação terá um valor máximo de $L = 10\text{ m}$, de diâmetro $D = 0,50\text{ m}$, e os acessórios utilizados para análise são: válvula de pé (A, com $K_A = 1,75$), curva de 90° (B, com $K_B = 0,40$) e redução gradual do

diâmetro da tubulação para o diâmetro da entrada do rotor (C, com $K_C = 0,15$). A perda de carga para a sucção é dada pela eq.(20), (Chapallaz *et al.*, 1992).

$$H_{suc} = \left(f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \right) + (K_A + K_B) \cdot \frac{v^2}{2g} + \left(K_c \cdot \frac{v_{suc}^2}{2g} \right) \quad (20)$$

Onde:

H_{suc} é a perda de carga total na etapa de sucção, m ;

$K_{A,B,C}$ são os coeficientes dos acessórios no sistema, adimensionais;

v é a velocidade do fluido na tubulação de entrada, m/s ;

v_{suc} é a velocidade do fluido na entrada do rotor, m/s .

Substituindo os valores na eq.(20), tem-se uma perda de carga de $H_{suc} = 0,75 m$. Para $20^\circ C$, as características da água podem ser descritas segundo a Tabela 10.

Tabela 10: Propriedades da água à $20^\circ C$.

Temperatura ($^\circ C$)	Densidade (kg/m^3)	Pressão de vapor (N/m^2)
20	998,2	2338

Fonte: Chapallaz (1992).

O $NPSH_{disp}$ pode ser calculado conforme a eq.(21).

$$NPSH_{disp} = \frac{P_{atm}}{\rho \cdot g} - H_{suc} - H_{3,4} - \frac{P_{vapor}}{\rho \cdot g} \quad (21)$$

Onde:

P_{atm} é a pressão atmosférica, exercida sobre o ponto 4 ($101 kPa$);

$H_{3,4}$ é a diferença de elevação entre a bomba e o reservatório inferior, pontos 3 e 4;

P_{vapor} é a pressão de vapor da água, N/m^2 .

Estimando uma diferença de altura $H_{3,4} = 1 m$ entre a bomba e a superfície do reservatório, tem-se que $NPSH_{disp} = 8,30 m$. Como o $NPSH$ requerido pela bomba é de $NPSH_{req} = 7,0 m$, o sistema cumpre os requerimentos de cavitação pois $NPSH_{disp} > NPSH_{req}$, com uma margem de segurança de $1,30 m$. Chapallaz recomenda uma margem de segurança de pelo menos $1,0 m$ para projetos hidráulicos (Chapallaz *et al.*, 1992).

4.4.5 Predição do comportamento da BFT

Conforme citado nas seções anteriores, a utilização da BFT apresenta vantagens em relação a turbinas hidráulicas convencionais, porém apresentam eficiência reduzida pois não foram projetadas originalmente para a operação em modo reverso. Faz-se necessário, então, estimar o comportamento da bomba selecionada para a operação como turbina. O presente trabalho se limitará apenas à utilização de duas metodologias de predição da BFT, porém, em trabalhos futuros, um estudo poderá ser realizado para identificar diferentes metodologias de aplicação nas BFTs e os seus impactos no resultado final.

Gaia (2021) realizou um estudo comparativo entre as metodologias de predição de BFTs para a aplicação em válvulas redutoras de pressão no sistema de distribuição de água na Vila residencial da Eletronorte, em Tucuruí-PA. Segundo a autora, a metodologia teórica que mais se aproximou dos resultados experimentais e, portanto, foi utilizada em seu estudo foi o método de Yang *et al.* (2012) e a previsão da curva da bomba foi realizada utilizando-se do método de Rossi *et al.* (2019).

O método de Yang *et al.* (2012) consiste em uma análise teórica que correlaciona o desempenho da bomba e da BFT baseada no BEP da bomba. Através da utilização deste método, é possível descrever a altura H e a vazão Q para o ponto de melhor desempenho da BFT. As equações e correlações podem ser visualizadas nas eqs.(22) à (25).

$$h = 1,2/\eta_{max}^{1,1} \quad (22)$$

$$q = 1,2/\eta_{max}^{0,55} \quad (23)$$

$$h = H_{BFT}/H_{BFB} \quad (24)$$

$$q = Q_{BFT}/Q_{BFB} \quad (25)$$

Onde:

η_{max} é a máxima eficiência da bomba, adimensional;

h coeficiente de altura da bomba, adimensional;

q coeficiente de vazão da bomba, adimensional;

H_{BFT} é a altura da BFT no BEP, m ;

H_{BFB} é a altura da BFB no BEP;

Q_{BFT} é a vazão da BFT no BEP, m^3/h ;

Q_{BFB} é a vazão da BFB no BEP, m^3/h .

Para descrever o comportamento da BFT em toda a faixa de operação, Rossi *et al.* (2019) apresentou uma aproximação que se baseia no BEP da BFT. Para tal, os autores utilizaram coeficientes de altura, vazão, eficiência e potência para descrever a curva característica da BFT. É interessante ressaltar que os autores também consideraram a rotação da turbina para a formulação das curvas. As equações que descrevem o método são descritas nas eqs.(26) à (29).

$$\psi/\psi_{BFT(BEP)} = 0,2394 \cdot R^2 + 0,769 \cdot R \quad (26)$$

$$\begin{aligned} \eta/\eta_{BFT(BEP)} = \\ -1,9788 \cdot R^6 + 9,0636 \cdot R^5 - 13,148 \cdot R^4 - 3,8527 \cdot R^3 + 4,5614 \cdot R^2 - 1,376 \\ \cdot R \end{aligned} \quad (27)$$

$$R = \phi/\phi_{BFT(BEP)} \quad (28)$$

$$\psi = \frac{gH}{(N_{rot}D)^2} \quad (29)$$

$$\phi = \frac{Q}{N_{rot}D^3} \quad (30)$$

Onde:

ψ é o coeficiente de altura da BFT, adimensional;

$\psi_{BFT(BEP)}$ é o coeficiente de altura da BFT no BEP, adimensional;

η é a eficiência da BFT, adimensional;

$\eta_{BFT(BEP)}$ é a eficiência da BFT no BEP, adimensional;

ϕ é o coeficiente de vazão da BFT, adimensional;

$\phi_{BFT(BEP)}$ é o coeficiente de vazão da BFT no BEP, adimensional;

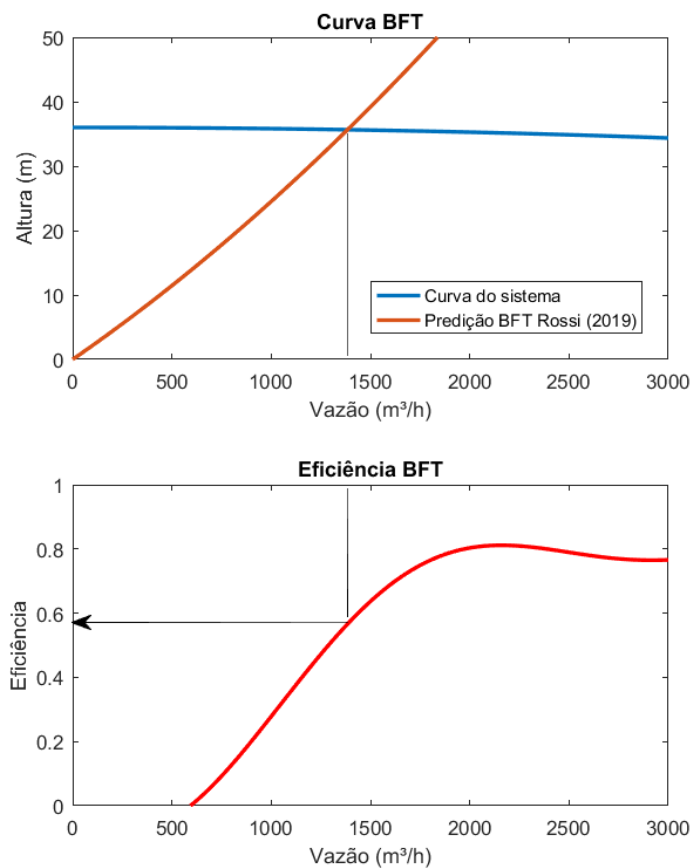
D é o diâmetro do rotor, m ;

N_{rot} é a rotação nominal da bomba, rad/s .

Aplicando as equações de Yang *et al.* (2012) [eqs.(22) à (25)] para o BEP da bomba selecionada, que se encontra em $\eta_{max} = 0,83$, $H_{BFB} = 38,75 m$ e $Q_{BFB} = 1.550 m^3/h$, a altura e vazão para o ponto de melhor eficiência na BFT são respectivamente $H_{BFT} = 57,08 m$ e $Q_{BFT} = 2.061 m^3/h$.

Utilizando os dados obtidos pelo método de Yang *et al.* (2012), o método de Rossi *et al.* (2019) é capaz de descrever a curva característica da BFT para diferentes pontos de operação, através das eqs.(26) à (30). A curva plotada para a máquina escolhida, operando em modo turbina, e a curva do sistema podem ser visualizados na Figura 36.

Figura 36: Curva HxQ e $\eta \times Q$ obtidas pelo método Rossi *et al.* (2019).

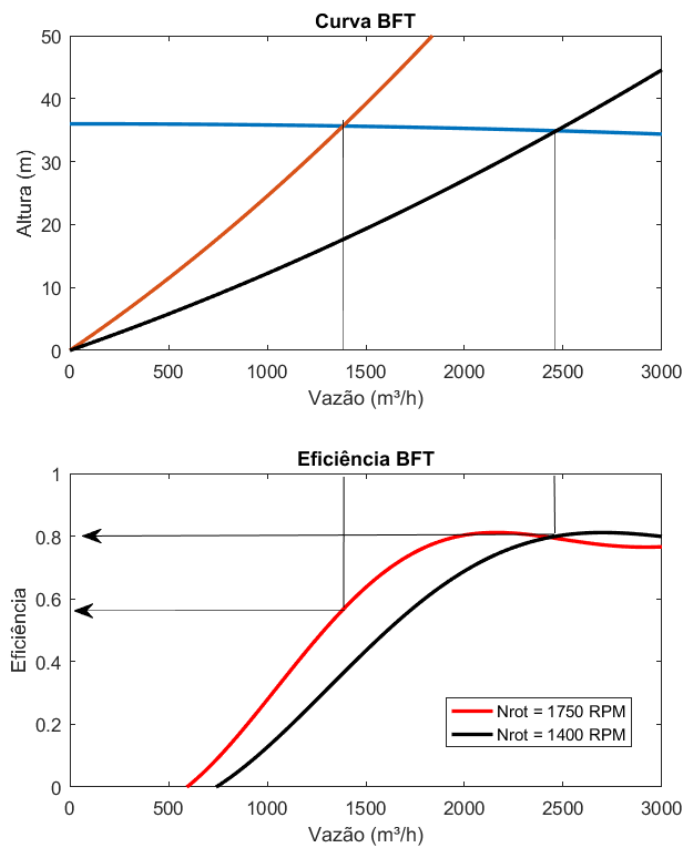


Fonte: Autor (2022).

Através da análise do gráfico, pode-se perceber que o ponto de operação, onde ocorre o encontro das curvas, está localizado em $H = 35,00 m$ e $Q = 1.385 m^3/h$, com uma eficiência de aproximadamente $\eta = 0,57$. Porém, é possível aumentar a eficiência da BFT através da mudança de velocidade de rotação, tornando o desempenho do sistema um pouco melhor. Para as condições descritas acima, foi-se utilizado 100% da velocidade de rotação da bomba, $N_{rot} =$

1.750 rpm. Se for utilizado, porém, uma velocidade de rotação inferior, tal qual 80%, $N_{rot} = 1.400$ rpm, a eficiência da BFT adquire valores superiores para as mesmas condições do sistema. A velocidade escolhida está de acordo com a velocidade mínima permitida pela fabricante das máquinas, IMBIL (2019), e, através da eq.(30) especialmente, foi possível realizar a análise em diferentes rotações. O gráfico de comparação entre as duas velocidades de rotação pode ser visualizado na Figura 37.

Figura 37: Curvas da BFT para diferentes rotações da bomba.



Fonte: Autor (2022).

Com a utilização de $N_{rot} = 1400$ rpm, considerada uma velocidade mínima de operação, a altura e vazão necessária tornaram-se $H = 34,90$ m e $Q = 2460$ m³/h, respectivamente, com uma eficiência de $\eta = 0,79$. Por ser mais eficiente, os cálculos posteriores levarão em consideração os dados obtidos para a rotação de $N_{rot} = 1400$ rpm.

Um estudo mais detalhado poderá ser desenvolvido a fim de descrever o comportamento das máquinas em operação paralela e de que forma esta análise impacta no resultado final deste trabalho, visto que foi considerado operações singulares.

4.5 ANÁLISE FINANCEIRA

4.5.1 Custo do modelo vigente de distribuição de água

Os custos para o consumo de energia elétrica da companhia Nossa Água, que é provida diretamente da rede de distribuição, foram calculados por base horária por dia, ao longo de um ano e, após, extrapolou-se a margem para os anos seguintes. Os cálculos estão detalhados na seção 3.2, *Custo de energia do sistema*. Como descrito, o custo anual de energia é de $COE_{anual} = R\$ 2.974.418,58$ e, em 20 anos, o custo é de aproximadamente R\$ 60.000.000,00.

4.5.2 Custo do modelo híbrido de geração de energia

O custo do modelo de geração híbrido de energia contempla duas etapas: a geração fotovoltaica e o armazenamento bombeado, analisados separadamente. Para a etapa fotovoltaica, os custos estão relacionados principalmente com a aquisição dos aparelhos que irão compor o sistema de geração, custos referentes à operação e manutenção do equipamento e o custo de depreciação do equipamento, a fim de mantê-lo sempre em operação ao longo dos anos. A eq.(31) descreve o custo total dos elementos fotovoltaicos do projeto, ao longo dos anos, segundo metodologia de Januzzi e Melo (2013).

$$C_{totPV} = C_{PVinicial} + t(C_{PVO\&M} + C_{PVdep}) \quad (31)$$

Onde:

C_{totPV} é o custo total relacionado à geração fotovoltaica;

$C_{PVinicial}$ são os custos iniciais referentes à aquisição e instalação dos equipamentos no sítio;

$C_{PVO\&M}$ são os custos referentes à manutenção e operação do sistema;

C_{PVdep} é o custo referente à depreciação de mercado dos equipamentos;

t é o tempo em anos.

O custo para aquisição dos painéis fotovoltaicos é calculado com base na quantidade de Wp instalados no sítio. Foi estimado em 10% do valor da aquisição os custos referentes à instalação dos equipamentos no sítio. Para os serviços de manutenção e operação, foi adotado

um valor de 1% em relação ao custo de aquisição ao ano (JANUZZI; MELO, 2013). A eq.(32) expõe as modificações finais para o modelo fotovoltaico.

$$C_{totPV} = (P_{PV} \cdot N_{PV} \cdot C_{PV}) \cdot [1,10 + t \cdot (0,01 + 0,04)] \quad (32)$$

Os custos referentes à etapa de armazenamento bombeado são bastante similares aos da etapa fotovoltaica. Custos de aquisição, manutenção e operação e depreciação também estão inclusos. Como acréscimo, há os custos referentes a tubulação que será utilizada para interligar os reservatórios. A eq.(33) descreve os custos referentes a etapa de armazenamento bombeado.

$$C_{totPHES} = C_{PHESinicial} + C_{tub} + t(C_{PHESO\&M} + C_{PHESdep}) \quad (33)$$

Onde:

$C_{totPHES}$ é o custo total referente a etapa de armazenamento bombeado;

$C_{PHESinicial}$ são os custos iniciais referentes à aquisição e instalação das máquinas no sítio;

C_{tub} é o custo referente à tubulação;

$C_{PHESO\&M}$ são os custos referentes à manutenção e operação;

$C_{PHESdep}$ é o custo referente à depreciação de mercado dos maquinários.

Para a manutenção e operação dos maquinários, foi-se estabelecido novamente como sendo 1% do valor do custo da aquisição inicial, ao ano (JANUZZI; MELO, 2013). Após pesquisa no mercado, o preço médio para tubulações no diâmetro estabelecido foi de R\$ 650,00 por metro. A eq.(34) representa os gastos referentes ao sistema de bombeamento após realizadas as considerações de cálculo.

$$C_{totPHES} = (N \cdot C_{bomba} + C_{tub} \cdot L) \cdot [1,10 + t \cdot (0,01 + 0,10)] \quad (34)$$

4.5.3 Balanço dos custos e receitas

A fim de estabelecer a melhor relação custo-benefício referente aos custos, é necessário a realização do balanço entre as despesas e as receitas que o sistema consegue gerar por ano.

O sistema proposto consegue gerar energia fotovoltaica durante o período em que há energia solar disponível ao longo do dia. Nos períodos em que a energia solar não é suficiente para suprir a demanda da companhia, são acionadas as máquinas para funcionamento como

BFT. Utilizando a rede de energia como um elemento intermediário, para evitar flutuações no acionamento das máquinas em períodos não regulamentados, o sistema irá consumir energia para alimentar as máquinas funcionando como BFB. Portanto, deve-se incluir no balanço de custos a utilização da rede para intermediar o funcionamento do sistema.

O sistema, entretanto, também fornece energia à rede em momentos estratégicos, onde a demanda é superior. Sendo assim, durante o funcionamento das BFTs, há a adição de receita para o balanço. O equacionamento para o balanço de custos disponível para o sistema pode ser analisado através da eq.(35) (ANDRADE FURTADO *et al.*, 2020).

$$C_{total} = (E_{BFB} + E_0 - E_{sol}) \cdot TOE_{FP} + C_{totPHES} + C_{totPV} - E_{BFT} \cdot P_{venda} \quad (35)$$

Onde:

C_{total} é o custo final para a operação do sistema;

P_{venda} é o valor de venda da energia gerada para a rede de distribuição.

Através da análise da eq.(35), pode-se perceber que a energia utilizada da rede de distribuição é igual à soma da demanda atual do sistema somada à energia consumida pelas bombas hidráulicas funcionando como bombas, em período fora de pico. A energia gerada pelas BFTs, por outro lado, é injetada na rede de distribuição, sendo vendida à distribuidora em períodos de pico, com alta demanda.

É importante ressaltar que a venda de energia citada neste tópico possui apenas efeitos de cálculo, a fim de estabelecer valores de balanço para a companhia. Segundo a resolução 482 da ANEEL, todas as operações são realizadas através de créditos de energia, não sendo permitida a comercialização direta da energia gerada.

4.5.4 Tempo de payback

A análise do tempo de payback do sistema é necessária para a avaliação do tempo de retorno do investimento realizado inicialmente. Também é possível analisar o montante que poderá ser economizado em um período estabelecido de tempo.

Para o presente estudo, será analisado o sistema híbrido de geração-armazenamento bombeado e, em comparação, a hipótese de um sistema sem o armazenamento bombeado, apenas utilizando a geração fotovoltaica. Em ambos cenários, os resultados serão mostrados frente ao custo de operação atual, vigente na empresa.

5 RESULTADOS DO MODELO DE ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

5.1 APRESENTAÇÃO DOS DADOS DO PROJETO

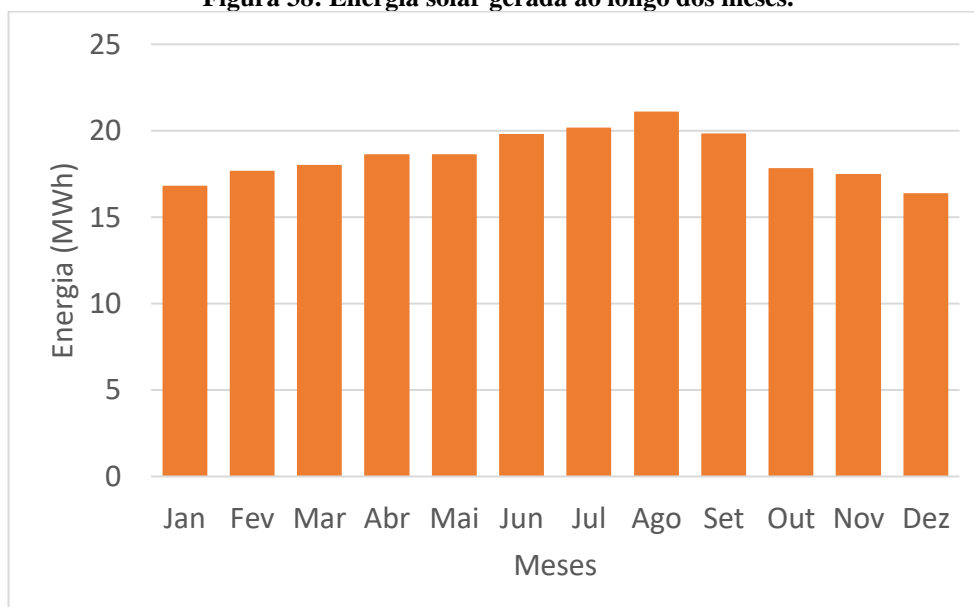
Após as análises realizadas na seção 4.3, a quantidade de módulos fotovoltaicos a ser utilizados no projeto é de $N_{PV} = 7.421$, com potência instalada de $P_m = 4,935 \text{ MW}$ e custo para aquisição de R\$ 12.682.795,18. Esse conjunto é capaz de suprir a demanda proposta no mês de dezembro, considerado crítico para a produção de energia solar. Porém, há sobras de energia para os meses posteriores, pois as horas de sol pleno tem a atingir seu pico nos meses de julho e agosto. A Tabela 11 disponibiliza os valores da média diária de geração solar para todos os meses de ano, de acordo com o valor respectivo de HSP , e podem ser visualizados na Figura 38.

Tabela 11: Energia solar gerada ao longo dos meses (MWh/dia).

Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
E_{sol}	16,8	17,7	18,0	18,6	18,6	19,8	20,2	21,1	19,9	17,8	17,5	16,4

Fonte: Autor (2022).

Figura 38: Energia solar gerada ao longo dos meses.



Fonte: Autor (2022).

Para a etapa de armazenamento bombeado, 12 bombas hidráulicas e 1 *km* de tubulação principal são necessárias. O custo das máquinas é de R\$ 4.200.000,00 e para a tubulação, R\$ 2.704.000,00, totalizando R\$ 6.904.000,00.

As bombas hidráulicas funcionarão em grupos de 3, paralelamente, com vazão de $Q_{BFB} = 4.470 \text{ m}^3/\text{h}$ e altura manométrica de $H_{BFB} = 39,65 \text{ m}$, com uma eficiência de $\eta_{BFB} = 0,82$ e rotação de 1.750 rpm . O tempo de uso diário das máquinas funcionando como bombas é de aproximadamente $t_{BFB} = 8 \text{ h } 48 \text{ min}$.

Para o funcionamento em modo turbina, cada bomba terá vazão de $Q_{BFT} = 2.460 \text{ m}^3/\text{h}$ e altura manométrica de $H_{BFT} = 34,90 \text{ m}$, com eficiência de $\eta_{BFT} = 0,79$ e rotação de 1.400 rpm , rotação mínima para funcionamento da BFT. O tempo de uso diário para a bomba funcionando como turbina é de aproximadamente $t_{BFT} = 5 \text{ h } 20 \text{ min}$. Os dados de operação das bombas podem ser visualizados na Tabela 12.

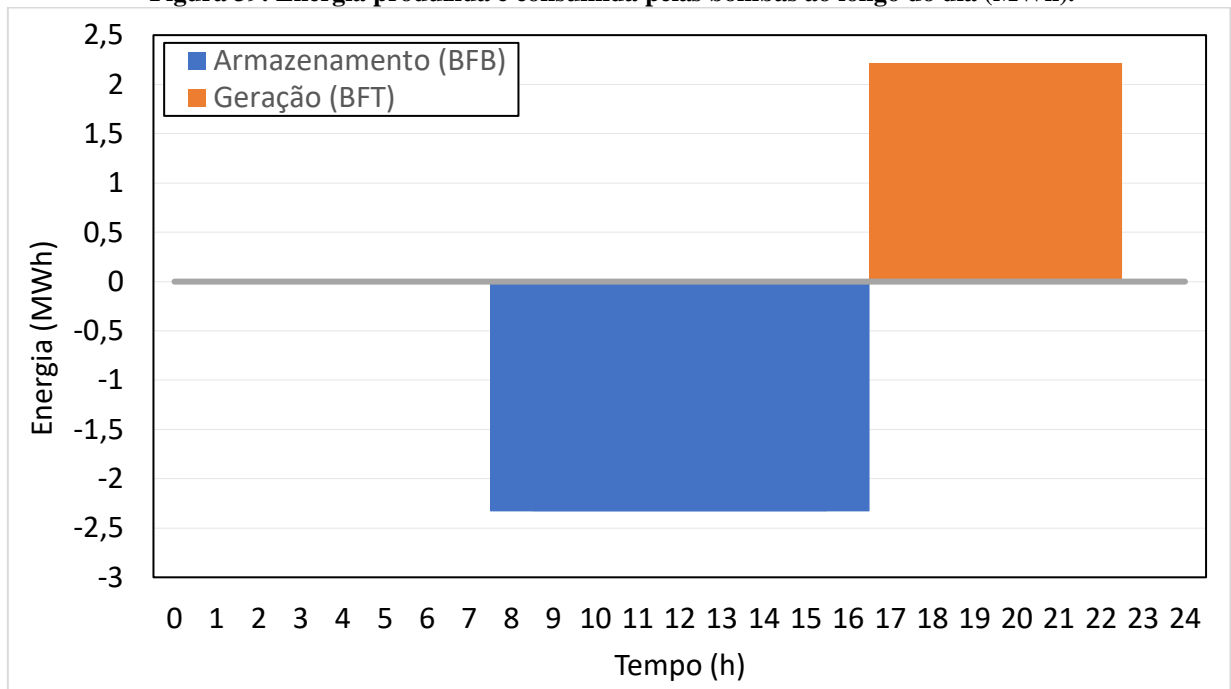
Tabela 12: Dados de operação das bombas hidráulicas.

Dados	BFB (paralelo)	BFT
Altura manométrica	39,65 m	34,90 m
Vazão	4.470 m ³ /h	2.460 m ³ /h
Eficiência	0,82	0,79
Rotação	1750 rpm	1.400 rpm
Tempo de operação	8 h 48 min	5 h 20 min

Fonte: Autor (2022).

A energia gerada pelas BFTs e a energia consumida pelas BFBs podem ser obtidas pela substituição dos parâmetros obtidos nas equações do capítulo 4. Para tal, temos que a energia produzida diariamente pelas BFTs é de $E_{BFT} = 11,18 \text{ MWh}$, sendo a média de $2,22 \text{ MW}$ por hora. Para a energia consumida pelas BFBs, temos um total de $E_{BFB} = 20,47 \text{ MWh}$, ou $2,33 \text{ MW}$ a cada hora de uso. Através dos dados obtidos é possível calcular o percentual de aproveitamento do processo de transformação de energia, verificando a razão da energia produzida pela energia consumida, E_{BFT}/E_{BFB} . Para o presente projeto, tal aproveitamento é de aproximadamente 57,71%, indicando que pouco mais de 40% da energia consumida pelas BFBs não é recuperada pelas BFTs. A Figura 39 ilustra o funcionamento das bombas ao longo do dia, ressaltando os períodos em que funciona como bomba, e também como turbina.

As bombas funcionam como turbinas preferencialmente no período de pico na rede, onde o consumo geral na cidade e região é maior. Em modo direto, as bombas funcionam nas horas que precedem as BFTs.

Figura 39: Energia produzida e consumida pelas bombas ao longo do dia (MWh).

Fonte: Autor (2022).

Para aumentar a eficiência do sistema, foi considerado para o projeto períodos do ano em que não há a necessidade de retorno de 100% do volume de água utilizado durante a geração de energia pelas BFTs. Durante 4 meses no ano, a região está sob o período úmido, onde há grande incidência de chuvas e o consequente aumento na capacidade volumétrica dos lagos. Portanto, o coeficiente de retorno de volume de água ao lago, v_{lago} , assumirá valores diferentes conforme a passagem do período úmido para o seco. A Tabela 13 apresenta os valores de v_{lago} ao longo dos meses, em um ano.

Tabela 13: Valores do coeficiente de retorno de água ao longo do ano.

Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
v_{lago}	1,00	0,75	0,50	0,50	0,75	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Autor (2022).

Iniciando no mês de fevereiro, haverá apenas 75% de retorno do volume de água ao reservatório superior, no lago do sítio Deus é Grande. Este valor é o mesmo correspondente ao mês de maio, período que marca o fim do período úmido e início do período seco. O volume de água que não será necessário retorno é de aproximadamente $V = 39.300 m^3$. Para os meses de pico de volume d'água, março e abril, estipulou-se um valor de retorno de apenas 50%, sendo este um volume útil de água de aproximadamente $V = 78.600 m^3$.

5.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E TEMPO DE PAYBACK

Devido à variação de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e consumida pelas bombas nos períodos de retorno do volume d'água, o balanço dos custos é bastante variável ao longo dos meses do ano. Segundo a eq.(35), os custos são dependentes do gasto energético multiplicado pela tarifa no período da utilização, e dependentes também do valor arrecadado durante a geração de energia bombeada.

Conforme estabelecido na subseção anterior, o funcionamento das bombas em modo direto se dará em período fora de pico, das $7 h e 45 min$ até às $16 h e 45 min$ aproximadamente e a tarifa correspondente a ser paga é de $TOE_{FP} = 271,87 R\$/MWh$. Para o funcionamento em modo reverso, as máquinas operarão desde $17 h 00 min$ até às $22 h 30 min$, fornecendo energia à rede durante o período de pico. Estabeleceu-se um valor de venda de energia de $P_{venda} = 646,28 R\$/MWh$, o que representa cerca de 45% do valor cobrado para os consumidores do tipo B durante o horário de pico, corresponde a $TOE_{FP} = 1.429,31 R\$/MWh$ (ANEEL, 2021).

O custo mensal ao longo de um ano pode ser visualizado através da Tabela 14. Percebe-se que, durante os meses do período úmido, a receita é positiva e auxilia no abate das despesas dos meses seguintes. O custo total para a operação do sistema é equivalente a soma de todos os meses do ano, totalizando $C_{total} = R\ \$ 154.381,49$ ao ano.

Tabela 14: Balanço mensal do sistema ao longo de um ano (R\$).

Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
$C_{total_{mês}}$	- 49.046,14	1.267,30	47.528,35	50.823,43	9.385,80	- 23.000,85
Meses	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
$C_{total_{mês}}$	- 20.774,02	- 12.791,31	- 22.678,97	- 40.398,20	-41.991,98	- 52.704,88

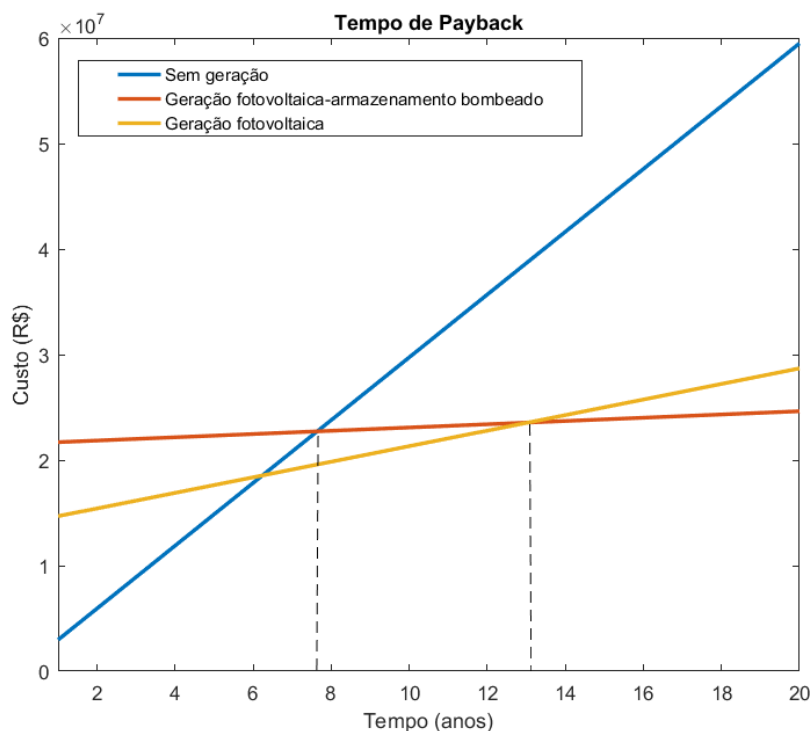
Fonte: Autor (2022).

O custo inicial do projeto é dado pela soma das etapas fotovoltaica e de armazenamento bombeado. O custo de instalação do projeto foi estipulado em 10% do valor do custo de aquisição dos componentes. Ao todo, o custo inicial é de $R\ \$ 21.553.400,00$.

Em relação ao tempo de payback, foi adicionado à comparação um sistema hipotético que possui apenas a etapa de geração fotovoltaica. A Figura 40 mostra a comparação dos 3 sistemas em conjunto: O sistema atual, sem geração; um sistema que possui apenas a geração

fotovoltaica; e o sistema de geração fotovoltaica em conjunto com o sistema de armazenamento bombeado ao longo de 20 anos de utilização.

Figura 40: Tempo de payback para os sistemas de geração.



Fonte: Autor (2022).

Em comparação com o atual sistema de operação, o sistema híbrido possui um tempo de payback de 7 anos e 7 meses, aproximadamente. Em 20 anos, o valor economizado em custos com a utilização da rede é de aproximadamente R\$ 34.855.000,00, valor este que pode ser utilizado para investimento na própria empresa e expansão dos negócios.

Em relação ao sistema fotovoltaico somente, apesar de possuir menor custo de aquisição e instalação, em torno de R\$ 14.000.000,00, o sistema de geração híbrido é mais interessante do ponto de vista econômico pois apresenta menores custos para operação ao longo do tempo, tornando-se mais vantajoso a partir do décimo terceiro ano de operação (13^o). Em 20 anos, há uma economia de pela menos R\$ 4.000.000,00, margem esta que continua a crescer após este período.

A companhia Nossa Água poderá realizar parcerias com a prefeitura de Tucuruí para a implementação do projeto. Desta forma, custos e receitas poderão ser divididas entre ambas as partes, a fim de minimizar a parcela de custos. A receita gerada também poderá ser utilizada em benefício da população local, permitindo o desenvolvimento da região.

5.3 APRESENTAÇÃO DO MODELO FINAL DO PROJETO

Durante o mês crítico, levado em consideração para o dimensionamento do projeto (dezembro), os painéis fotovoltaicos flutuantes geram $16,4 \text{ MWh}$ por dia e são direcionados à rede de distribuição em corrente alternada através de inversores. Essa energia é contabilizada através de créditos fornecidos pela concessionária, segundo as normas vigentes da ANEEL. Esses créditos de energia são utilizados para compensar a energia utilizada pelas 12 bombas funcionando em modo direto, durante $8 \text{ h } 48 \text{ min}$ em período fora de pico.

As bombas foram divididas em 4 grupos de 3 bombas funcionando em paralelo, com tubulação principal com diâmetro de $D = 1,00 \text{ m}$ ($DN = 40''$) e comprimento de $L = 1,0 \text{ km}$. Por dia, as máquinas hidráulicas em conjunto bombeiam um volume de água de $V_t = 157.254 \text{ m}^3$ do lago do Sítio Deus é Grande, consumindo $E_{BFB} = 20,47 \text{ MWh}$. Este volume é turbinado novamente ao canal da eclusa pelas bombas funcionando como turbinas. As BFTs funcionam por $5 \text{ h } 20 \text{ min}$, durante o horário intermediário e de pico, e geram $E_{BFT} = 11,18 \text{ MWh}$, através de um gerador para conversão em energia elétrica. A demanda energética da companhia de água e esgoto é suprida diretamente da rede de distribuição.

As informações do dimensionamento do projeto estão expostas na Tabela 15, ressaltando as 3 etapas do projeto, sendo elas a etapa da geração fotovoltaica, a etapa da tubulação utilizada e a etapa de armazenamento bombeado e a esquematização do modelo do projeto pode ser visualizada na Figura 41, onde o fluxo de energia é representado pelas setas pretas e o fluxo de água é representado pelas setas azuis.

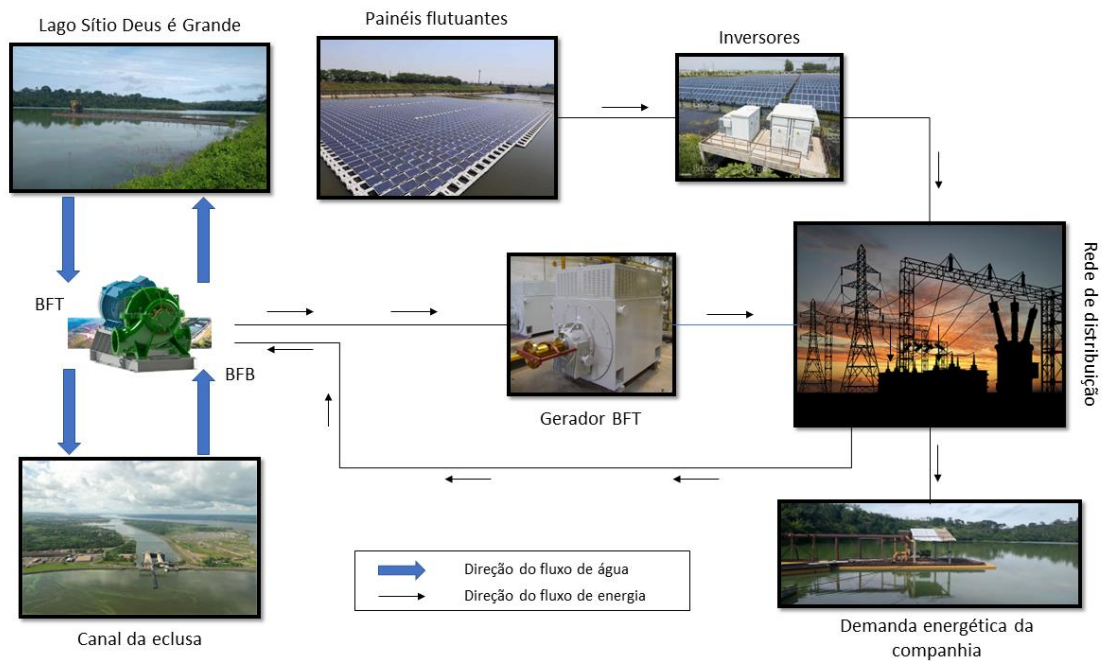
Tabela 15: Dados sobre o dimensionamento final do projeto.

Dimensionamento do projeto		
Fotovoltaica	Módulo CS7N-665MS HiKu7 Mono PERC	665 W/módulo
	Nº de módulos	7.421 módulos
	HSP_{dez}	$4,15 \text{ h/dia}$
	Energia gerada	$16,4 \text{ MWh/dia}$
Tubulação	Diâmetro principal	$1,00 \text{ m}$
	Extensão	$1,0 \text{ km}$
	Material	Aço rebitado
	Quantidade	4

Armazenamento bombeado	BFB (4 máquinas paralelo)	Bomba BP 300-340 rotor B	12 máquinas
		H_{man}	39,65 m
		Q	4.470 m ³ /h
		η	0,82
		Tempo de operação	8 h 48 min/dia
		Energia necessária	20,47 MWh/dia
	BFT (por máquina)	H_{man}	34,90 m
		Q	2460 m ³ /h
		η	0,79
		Tempo de operação	5 h 20 min/dia
Energia gerada		11,18 MWh/dia	
Custo	Inicial	R\$ 21.553.400,00	
	Variável	R\$ 154.381,49/ano	
	Payback	7 anos e 7 meses	

Fonte: Autor (2022).

Figura 41: Esquemática do funcionamento do projeto.



Fonte: Autor (2022).

6 CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho analisou a possibilidade da instalação de um sistema híbrido solar com armazenamento bombeado na região de Tucuruí-PA, para suprir a demanda energética da companhia de saneamento local. Foi realizado primeiramente um levantamento dos custos que a empresa possui para a operação e distribuição da água na região e foi verificado que este é responsável por uma grande parcela dos custos mensais.

Foi feita a análise da disponibilidade solar para a região e foi verificado que o mês de dezembro possui a menor incidência de irradiação dentre os meses do ano. O projeto de geração solar-armazenamento bombeado focou então em atender a demanda da companhia para o mês crítico, permitindo assim um excedente de geração para os demais meses. Para a análise dos lagos, foi determinado que não haveria necessidade de retorno total do volume de água utilizado para os meses de cheia na região.

O sistema de geração foi dimensionado para o atendimento da demanda e cumpre a proposta inicial de suprimento em todos os meses do ano. Após isso, foi possível estabelecer os gastos que o sistema possui para a implementação e operação. Conforme há mais disponibilidade, tanto do recurso solar, quanto do recurso hídrico, a tendência é de que o sistema apresente meses com balanço positivo.

Utilizando a rede de energia como um intermediário para a operação, foi possível determinar os custos e receitas necessários para o funcionamento adequado, permitindo cálculos econômicos que determinaram o quanto pode ser economizado ao longo do tempo, em relação ao sistema atual, tais como o tempo de *payback*, que foi estimado em menos de 8 anos.

O projeto foi considerado economicamente viável pois atende os requisitos propostos economicamente. Os valores economizados através da implementação do estudo poderão ser reinvestidos em benefícios para a população local e ampliação do sistema de geração em si. Ressalta-se mais uma vez o aspecto preliminar do projeto, pois a companhia não se envolveu nem colaborou com o desenvolvimento do mesmo. O caráter metodológico do estudo é o principal foco do trabalho.

Como sugestão para trabalhos futuros, um estudo mais detalhado em relação ao balanço de geração fotovoltaica-armazenamento bombeado poderá ser realizado. Além disso, um estudo mais detalhado em relação à hidrologia do local seria um ótimo complemento ao trabalho, pois permitiria a análise da geração de energia através de BFTs sem a necessidade de bombeamento por BFBs. Em adição, também um estudo em relação ao comportamento das BFTs funcionando em modo paralelo, similar às BFBs, destacando a comparação ao modelo atual.

REFERENCIAS

ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SÖDER, L.; **Distributed generation: a definition.** Electric Power Systems Research, v. 57, p. 195-204, 2001.

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (BRASIL). **Atlas Águas: Segurança Hídrica do Abastecimento Urbano.** Brasília: ANA, 2021 332 p.: il. ISBN: 978-65-88101-19-3.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010.** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: 2010. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em 22 de janeiro de 2022.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>>. Acesso em dezembro de 2021.

AIHARA, R.; YOKOYAMA, A.; NOMIYAMA, F.; KOSUGI, N.; **Optimal operation scheduling of pumped storage hydro power plant in power system with a large penetration of photovoltaic generation using genetic algorithm.** IEEE Trondheim PowerTech, 2011. Disponível em: <doi:10.1109/ptc.2011.6019279>. Acesso em 1 de fevereiro de 2022.

AMELIO, Mario; BARBARELLI, Silvio; SCHINELLO, Domenico; **Review of Methods Used for Selecting Pumps as Turbines (PATs) and Predicting Their Characteristics Curves.** Energies, v.13, nº 6341, 2020. Disponível em: <doi:10.3390/en13236341>. Acesso em 23 de janeiro de 2022.

ANDRADE FURTADO, G. C. d.; MESQUITA, A. L. A.; MORABITO, A.; HENDRICK, P.; HUNT, J. D.; **Using Hydropower Waterway Locks for Energy Storage and Renewable Energies Integration.** Applied Energy, v. 275, nº 115361, 2020.

ARDIZZON, G.; CAVAZZINI, G.; PAVESI, G.; **A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 31, p. 746-761, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico ABSOLAR.** São Paulo: ABSOLAR, 2022, nº 40. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 11 de janeiro de 2022.

BORBA, Ricardo Augusto; NOVAK, Luís Henrique. **Sistemas fotovoltaicos flutuantes: aspectos positivos e desafios.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado – RS, abril de 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/151/151>>. Acesso em 10 de fevereiro de 2022.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Palácio do Planalto. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>. Acesso em dezembro de 2021.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, DF: Palácio do Planalto. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em dezembro de 2021.

BRASIL. Ministério da Economia. Secretaria de Gestão. **Como analisar gastos com energia elétrica**. Brasília, 2019, 42 p. Disponível em: <https://www.gov.br/compras/pt-br/sistemas/arquivos-doc-e-pdf/cartilha_energia.pdf>. Acesso em 27 de Janeiro de 2022.

CHAPALLAZ, J. M.; EICHENBERGER, P.; FISHER, G.; **Manual on Pumps Used as Turbines**. MHPG Series; Vol. 11; Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH; Alemanha, 1992.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Irradiação Solar no Plano Horizontal para Tucuruí, PA**. BRASIL. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 2020: 4–6. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em 20 de fevereiro de 2022.

DE LIMA, Juaceli Araújo. **Análise da Viabilidade da Geração Híbrida de Energia Solar e Eólica no Nordeste Brasileiro**. 2018. 138 p. Tese (Doutorado em Recursos Naturais) – Pós-Graduação em Recursos Naturais, Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, 2018.

GAIA, Juliana Garcia. **Predição de bombas funcionando como turbinas em toda a faixa de operação – Estudo de caso de uma rede de distribuição de água**. 2021. 97 p. Dissertação (Mestrado em Infraestrutura e Desenvolvimento Energético) - Pós-graduação em Engenharia de Infraestrutura e Desenvolvimento Energético, Núcleo de Desenvolvimento Amazônico em Engenharia, UFPA, Pará, 2021.

GIANELLONI, F. T., COSTA CÂMARA, L. d. S.; **Desafios da Difusão de Fontes de Geração Não Controláveis no Brasil**. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético: Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos. Gramado, RS: 2016. Disponível em: <www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_xcbpe0139.pdf>. Acesso em: 10 de janeiro de 2022.

GOOGLE EARTH. 2022. Website: <<http://earth.google.com/>>. Acesso em 25 de Janeiro de 2022.

HINO, T.; LEJEUNE, A.; **Pumped Storage Hydropower Developments**. Comprehensive Renewable Energy, v. 6, p. 405-434, 2012.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **How rapidly will the global electricity storage market grow by 2026?**. IEA, Paris, 2020. Disponível em:

<<https://www.iea.org/articles/how-rapidly-will-the-global-electricity-storage-market-grow-by-2026>>. Acesso em 22 de janeiro de 2022.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estimativas da população residente**. IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de População e Indicadores Sociais. Brasília: IBGE, julho de 2021, 270 p.

IEMA – INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Prioridades para a Integração das Fontes Renováveis Variáveis no Sistema Elétrico**. São Paulo: IEMA, 2016. Disponível em: <www.energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/01/NT_integracao_final.pdf>. Acesso em 11 de janeiro de 2022.

INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é Geração Distribuída**. INEE.ORG.BR. Disponível em: <<http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2022.

JANNUZZI G DE M, DE MELO CA. **Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030**. Energy Sustain Dev 2013; v. 17: p. 40–46. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>>. Acesso em 15 de Janeiro de 2022.

KSB. **Manual de Treinamento – Seleção e aplicação de bombas centrífugas**. 4ª Ed. 2001.

MA, Tao; YANG, Hongxing; LU, Lin; PENG, Jinqing. **Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization**. Applied Energy, v. 137, p. 649-659, 1 de janeiro de 2015.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL (BRASIL). **SNIS - Painel de Informações Sobre Saneamento**. SNIS.GOV.BR. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/painel-informacoes-saneamento-brasil/web/painel-abastecimento-agua>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2022.

NASCIMENTO, L. R.; DOS SANTOS, V. C.; FRANCO, L. N.; SOUZA, D. E. S.; COSTA, C. E. A. de S.; PROGÊNIO, M. F. **Diagnóstico dos serviços de abastecimento de água do município de Tucuruí-PA e proposições de melhorias**. Desvendando a engenharia: sua abrangência e multidisciplinariedade, organizado por Julianno Pizzano Ayoub e Marcel Ricardo Nogueira de Oliveira. Editora Científico digital, 2021, ed. 1, v. 2, p. 214-231.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G.; **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p. ISBN 978-85-17-00090-4. IBI: <8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Disponível em: <ibi:8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Acesso em: 18 de janeiro de 2022.

PDTM – **Plano Diretor do Município de Tucuruí. Prefeitura Municipal de Tucuruí**. Tucuruí/PA: Prefeitura Municipal/Secretário Municipal de Planejamento e Informática, 224 p., 2006.

PINHO, João Tavares; GALDINO Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

REHMAN, Shafiqur; AL-HADHRAMI, Luai M.; ALAM, Md. M.; **Pumped hydro energy storage system: A technological review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 44, p. 586–598, 2015.

ROSSI, Mosè; NIGRO, Alessandra; RENZI, Massimiliano. **Experimental and numerical assessment of a methodology for performance prediction of Pumps-as-Turbines (PaTs) operating in off-design conditions**. Applied Energy, v. 248, p. 555-566, 2019.

SOUZA, Davi Edson Sales e; MESQUITA, André Luiz Amarante; BLANCO, Claudio José Cavalcante. **Pump-as-turbine for energy recovery in municipal water supply networks. A review**. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, v.43, n° 489, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40430-021-03213-z>>. Acesso em 23 de janeiro de 2022.

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

VIANA, A. N. C.; **Comportamento de Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas Hidráulicas**. Dissertação de Mestrado; EFEI; Itajubá. Dezembro, 1987.

VIANA, A.N.C.; **Bombas de Fluxo Operando como Turbinas - Por que não usá-las?**. PCH Notícias& SHP News; Ano 4; Num. 12; CERPCH; Itajubá. Nov.-Dez.-Jan.; 2002.

YANG, S.; DERAKHSHAN, S. KONG, F. **Theoretical, numerical and experimental prediction of pump as turbine performance**. Renewable Energy, 48, p. 507-513, 2012.