

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA INTERLIGAÇÃO DE UMA MINIUSINA HIDRÁULICA REVERSÍVEL E UM MINIGERADOR FOTOVOLTAICO EM UMA COMUNIDADE ISOLADA: sistema alternativo ao armazenamento de energia por baterias

ISABEL DOS SANTOS ARAÚJO

Brasília, Dezembro de 2017

ISABEL DOS SANTOS ARAÚJO

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA
INTERLIGAÇÃO DE UMA MINIUSINA HIDRÁULICA
REVERSÍVEL E UM MINIGERADOR FOTOVOLTAICO EM
UMA COMUNIDADE ISOLADA: sistema alternativo ao
armazenamento de energia por baterias**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Professor Orientador: Professor Dr., Mauro Moura Severino

Brasília – DF

2017

Araújo, Isabel dos Santos.

Viabilidade técnica e econômica da interligação de uma miniusina hidráulica reversível e um minigerador fotovoltaico em uma comunidade isolada: sistema alternativo ao armazenamento de energia por baterias/ Isabel dos Santos Araújo. – Brasília, 2017.

103 f. : il.

Monografia (bacharelado) – Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica, 2017.

ISABEL DOS SANTOS ARAÚJO

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA
INTERLIGAÇÃO DE UMA MINIUSINA HIDRÁULICA
REVERSÍVEL E UM MINIGERADOR FOTOVOLTAICO EM
UMA COMUNIDADE ISOLADA: sistema alternativo ao
armazenamento de energia por baterias**

A Comissão Examinadora, abaixo identificada, aprova o Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília da aluna

Isabel dos Santos Araújo

Professor Doutor, Mauro Moura Severino

Professor-Orientador

Professor Doutor, Rafael Amaral
Shayani

Professor-Examinador

Professor Doutor, Rudi Henri van
Els

Professor-Examinador

Brasília, 07 de dezembro de 2017

Aos meus pais, Ely e Clézia, pelo amor
e pelo incentivo sempre presente.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida, pelo entendimento e a inteligência dada, e principalmente pela Sua demonstração de amor ao enviar seu filho, Jesus Cristo, como forma de justificação do homem.

Aos meus pais, meu eterno agradecimento por todo amor, paciência, companheirismo e suporte em toda minha vida. Sem eles eu jamais alcançaria as vitórias que alcancei.

Agradeço aos meus professores, amigos e colegas de curso que ajudaram na minha trajetória de graduação. Em especial, à Carol, ao Túlio e ao Victor pelo companheirismo e amizade nesses 5 anos e à Júlia por todo apoio dado para a realização deste trabalho.

À ENETEC – Empresa Júnior e ao Grupo Orion agradeço grandemente pela oportunidade dada. Agradeço também a todos os engenheiros, técnicos e eletricitistas da Orion que contribuíram sobremaneira para o meu aprendizado. Cresci profissionalmente e pessoalmente com cada colega de trabalho. Agradeço em especial, ao Fernando que, apesar de não possuir o título, é o maior engenheiro que conheço. Obrigada pelos ensinamentos diários.

Agradeço aos engenheiros da ELETRONORTE e da CEMIG que forneceram dados que contribuíram para o estudo deste trabalho, bem como ao Missionário Heber que, com toda paciência, auxiliou-me no processo de coleta de dados.

Por fim, agradeço ao meu noivo, Tiago, cujo compromisso, paciência e humildade são exemplos a serem seguidos.

“Não há limite para fazer livros, e o muito estudar é enfado da carne. De tudo o que se tem ouvido, a suma é: Teme a Deus e guarda os seus mandamentos; porque isso é o dever de todo homem”. O pregador

(Eclesiastes 12:12-13)

RESUMO

As usinas hidrelétricas reversíveis são, dentre as tecnologias de armazenamento de energia, as que possuem o maior potencial instalado no mundo. O princípio de funcionamento desta usina parte da conversão de energia elétrica em energia potência para que, em período oportuno, a energia potencial seja convertida em energia elétrica, novamente. Dentre as principais aplicações desse sistema, a mais frequente, é na comercialização de energia, no qual a energia é armazenada em horário fora de ponta e vendida no horário de ponta. Devido ao vasto recurso hídrico no Brasil, o estudo proposto neste trabalho se refere à implementação da usina hidrelétrica reversível em uma comunidade isolada. Considerou-se um minigerador fotovoltaico para suprir a demanda da aldeia e a demanda do sistema de bombeamento da usina reversível para que, durante a noite, o reservatório da usina estivesse suficientemente cheio a fim de suprir a demanda de energia elétrica neste período. Os resultados abordam as características e o dimensionamento das máquinas utilizadas no sistema e dos parâmetros para seu funcionamento bem como a análise financeira do projeto. Concluiu-se que o sistema proposto é tecnicamente viável apesar de, para os parâmetros utilizados, não ter uma grande atratividade financeira.

Palavras-chave: Usina hidrelétrica reversível, Gerador fotovoltaico, Comunidades isolados, Análise técnica e econômica.

ABSTRACT

The pumped storage hydropower is, among the technologies of energy storage, the one with highest installed potential in the world. The working principle of them has its basis on the conversion of electrical energy into potential energy so that, in an opportune moment, the potential energy can be converted back again into electrical energy. Among the main applications of this type of system, the most frequent worldwide, is in the commercialization of energy, where the energy is storage in off-peak hours and sold during the peak hours. Due to the massive hydric resource in Brazil, the study proposed on this project refers to an implementation of a pumped storage hydropower in a stand-alone community. In order to do so, a mini photovoltaic generator was considered to supply the demand of both, the community and the pumping system of the pumped storage hydropower so that, during the night, the reservoirs of the hydroelectric would be full enough to generate electrical energy on this period. The results cover the machines used for the system as well as the parameters for its operation and the financial analysis. The conclusion is that the system proposed is technically viable although, with the parameters used, it is not so attractive in the financial aspect.

Keywords: Pumped storage hydropower, Photovoltaic generator, stand-alone power system, Technical and economic analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1: Regiões com Sistemas Isolados no Brasil.....	21
Figura 2.2: Matriz Energética dos Sistemas Isolados no Brasil.	21
Figura 2.3: Matriz Energética Brasileira 2014 e 2024.....	22
Figura 2.4: Categorias e tecnologias de armazenamento de energia elétrica.	24
Figura 2.5: Custo inicial de tipos de armazenamento de energia pela eficiência da tecnologia	25
Figura 2.6: Tipos de armazenamento de energia elétrica referenciados pela potência x tempo de descarga.	26
Figura 2.7: Capacidade instalada das principais formas de armazenamento de energia em 2014.	29
Figura 2.8: Potencial hídrico mundial	30
Figura 2.9: Esquemático de uma UHER vista lateralmente.	30
Figura 2.10: Campo de aplicação das bombas	31
Figura 2.11: Curva característica para associação de bombas em paralelo.....	32
Figura 2.12: Campo de aplicação das bombas	33
Figura 2.13: Maturidade comercial de alguns armazenamentos de energia térmicos e elétricos.	35
Figura 2.14: Esquemático de conexão inversor de bateria	40
Figura 3.1: Localização Aldeia Teko-Haw.....	42
Figura 3.2: Perfil de elevação área próxima à aldeia.....	45
Figura 3.3: Metodologia para o dimensionamento da UHER no modo de geração	53
Figura 3.4: Diagrama de Moody	57
Figura 3.5: Metodologia para o dimensionamento da UHER modo bombeamento	58
Figura 3.6: Custo percentual da usina fotovoltaica	64
Figura 3.7: Custo percentual da usina hidráulica reversível.....	65

Figura 3.8: Custo percentual de armazenamento por energia elétrica.....	65
Figura 4.2: Curva característica da bomba ITAP 300/350	74
Figura 4.3: Curvas características do motor de indução.....	75
Figura 4.4: Alocação dos módulos fotovoltaicos na Aldeia Teko-Haw.....	77
Figura 4.5: Sombreamento dos módulos FV	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Classificação das UHER no exterior	28
Tabela 2.2: Classificação das UHER no Brasil	28
Tabela 2.3: Eficiência máxima dos módulos mono e policristalinos em junho de 2017	38
Tabela 3.1: Levantamento de equipamentos	43
Tabela 3.2: Distância entre pontos de elevação e o rio Gurupi	45
Tabela 4.1: Potência unitária por equipamento	67
Tabela 4.2: Consumo por equipamento	68
Tabela 4.3: Horário de funcionamento da UFV e UHER.....	69
Tabela 4.4: Potência ativa e aparente dos geradores hidráulicos	69
Tabela 4.5: Diâmetro econômico das tubulações	71
Tabela 4.6: Velocidade do fluido para as diferenças de altura entre o reservatório superior e inferior	71
Tabela 4.7: Perda de carga.....	72
Tabela 4.8: Vazão de saída do reservatório superior.....	72
Tabela 4.9: Volume total a ser bombeado por dia.....	73
Tabela 4.10: Perda de carga bombeamento	73
Tabela 4.11: Potência do motor para diferentes modelos de bomba.....	75
Tabela 4.12: Parâmetros do motor à potência nominal	75
Tabela 4.13: Características módulo MAXPOWER CS6U-335M	76
Tabela 4.14: Perdas percentuais no gerador FV	77
Tabela 4.15: Quantidade de bombas acionadas pelo gerador FV.....	79
Tabela 4.16: Características do inversor INGECON SUN POWER 100TL.....	80
Tabela 4.17: Tensão dos módulos FV para temperatura de -10° e 50° C	80
Tabela 4.18: Configuração dos inversores	80

Tabela 4.19: Características da bateria Freedom – DF4001.....	81
Tabela 4.20: Características do inversor de bateria SunnyIsland 8.0H.....	81
Tabela 4.21: Custos totais UHER e SFV.....	83
Tabela 4.22: Custos totais SFV <i>off-grid</i>	84
Tabela 4.23: Tempo de troca dos equipamentos	84
Tabela 4.24: Valor presente líquido e payback descontado	85

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: Estatística da Capacidade Instalada no Brasil e no mundo em 2016.	23
Gráfico 3.1: Vazão do rio Gurupi desde 1981.....	46
Gráfico 3.2: Precipitação anual e quantidade de dias com chuva no mês	47
Gráfico 3.3: Incidência solar mensal na aldeia Teko-Haw.....	48
Gráfico 3.4: Comparação entre a incidência solar do método matemático e dados reais	51
Gráfico 3.5: Comparação entre a incidência solar em um dia de sol pleno, nublado e chuvoso	52
Gráfico 4.1: Consumo da aldeia Teko-Haw	68
Gráfico 4.2: Geração usina hidrelétrica reversível	70
Gráfico 4.3: Geração da usina híbrida e consumo da aldeia	78
Gráfico 4.4: Retorno de investimento da aldeia Teko-Haw	85
Gráfico 4.5: Valor presente líquido da bateria	86
Gráfico 4.6: Payback para diferentes valores de custo da bateria	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANA – Agência Nacional de Águas
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BIG – Banco de Informações de Geração
- CA – Corrente Alternada
- CC – Corrente Contínua
- CAES – *Compressed Air Energy Storage*
- CGH – Central Geradora Hidrelétrica
- CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
- CIGS – Disselenato de cobre–índio–gálio
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor
- FP – Fator de Potência
- FRE – Fontes Renováveis de Energia
- IEA – *International Energy Agency*
- INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
- INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
- IRENA – *International Renewable Energy Agency*
- LAES – *Liquid Ar Energy Storage*
- NREL – *National Renewable Energy Laboratory*
- MME – Ministério de Minas e Energia
- MPPT – *Maximum Power Point Tracker*
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
- PEN SISOL – Plano Anual da Operação dos Sistemas Isolados

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PSH – *Pumped Storage Hydropower*

SFV – Sistema Fotovoltaico

SIN – Sistema Interligado Nacional

SISOL – Sistemas Isolados

SNIRH – Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos

STD – *Standard Test Conditions*

SWERA – *Solar and Wind Resource Assessment Tool developed*

TD – Taxa de Desempenho do Sistema

UFV – Usina Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica

UHER – Usina Hidráulica Reversível

WEC – *World Energy Council*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	20
2.1	Sistemas isolados e fontes renováveis de energia	20
2.2	Usina hidrelétrica reversível (UHER).....	26
2.2.1	Histórico e panorama atual.....	28
2.2.2	Equipamentos e componentes das UHER.....	30
2.2.3	Impactos ambientais.....	34
2.3	Usina fotovoltaica	35
2.3.1	Histórico e panorama atual.....	36
2.3.2	Equipamentos.....	37
2.3.3	Impactos ambientais.....	40
3	MÉTODOS E TÉCNICAS DE PESQUISA	41
3.1	Estudo de caso: Aldeia Teko-Haw (PA)	41
3.1.1	Levantamento de carga	42
3.1.2	Topografia, vazão do rio e dados climáticos.....	44
3.2	Dimensionamento da UHER.....	52
3.2.1	Análise do sistema de geração	53
3.2.2	Análise do sistema de bombeamento	58
3.3	Dimensionamento do SFV	61
3.3.1	Dimensionamento SFV <i>off-grid</i>	62
3.4	Análise econômica	64
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	67
4.1	Consumo aldeia.....	67
4.2	Análise topográfica e cenário de geração - UHER	69

4.3	Cenário de bombeamento - UHER	72
4.4	Sistema fotovoltaico e balanço de energia	76
4.5	Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i>	81
4.6	Análise econômica	82
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	88
	REFERÊNCIAS	90
	APÊNDICES	96
	Apêndice A – Formulário demanda energética e dados socioeconômicos aldeia Teko-Haw ..	96
	Apêndice B – Programação VBA – Método Liu-Jordan.....	102

1 INTRODUÇÃO

Por meio da energia elétrica o ser humano conseguiu se desenvolver socialmente e tecnologicamente. A utilização desta energia pelo homem tem diversas finalidades, tais como: entretenimento, lazer, aprendizado, conforto, segurança e locomoção. Certamente existem alternativas de adquirir tais pontos sem a energia elétrica, entretanto, é impossível negar que a eletricidade não traz consigo um aumento na qualidade de vida e do bem-estar social. Por isso, parece, no mínimo, intrigante pensar que, por motivos diversos, muitas famílias ao redor do mundo não fazem uso dessa tecnologia, como é o caso de algumas comunidades no Brasil.

Conforme a pesquisa realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, estima-se que, aproximadamente 1 milhão de casas estão sem energia elétrica, mesmo após 9 anos da criação do programa Luz para Todos (FARIELLO, 2012). O programa Luz para Todos foi criado em 2003 por meio do Decreto nº 4.873 de 11/11/2003 com o objetivo de fornecer energia elétrica a casas isoladas da rede, seja fornecendo geradores descentralizados ou pela interligação destas à rede convencional (ANEEL, 2008).

Atualmente, devido ao difícil acesso à maioria das comunidades isoladas, os geradores mais utilizados nessas localidades são de natureza térmica (óleo *diesel* e combustível) seguidos de geradores hidráulicos (Central Geradora Hidrelétrica (CGH) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)) e o sistemas fotovoltaicos *off-grid*, tendo a bateria como forma de armazenamento de energia elétrica. Apesar do domínio de geradores térmicos, por questões técnicas, financeiras e ambientais, hoje, há uma maior aceitação de implementação de fontes renováveis de energia (FRE) para atender a demanda de comunidades isoladas (ELETROBRAS, 2015).

No entanto, apesar de serem extremamente úteis e de se perceber uma diminuição em seu custo ao longo do tempo, as baterias possuem baixa vida útil e ainda são consideradas equipamentos de valor elevado. Por isso, muitas comunidades isoladas continuam sem energia devido à inviabilidade da implementação de geradores fotovoltaicos *off-grid* ou acabam pagando caro, a longo prazo, na implementação de geradores a *diesel* que possuem um elevado custo de operação face ao preço do combustível.

Existem, entretanto, outras formas de armazenamento de energia elétrica e há uma que se destaca, tanto pela sua capacidade de instalação, quanto pelo baixo custo a longo prazo: a usina hidrelétrica reversível (UHER). O Brasil conta com um espaço propício para implementação dessa tecnologia devido ao seu vasto recurso hídrico. Além disso, assim como as usinas

hidrelétricas convencionais, as usinas reversíveis são consideradas fontes renováveis de energia tornando-se ainda mais atraentes.

Este trabalho, portanto, tem como objetivo avaliar tecnicamente e economicamente a implementação de uma usina hidrelétrica reversível em uma comunidade isolada comparando-a ao armazenamento de energia por baterias de ciclo profundo. Para isso, o projeto contará com o dimensionamento da usina hidrelétrica reversível que trabalhará em paralelismo com o sistema fotovoltaico e suprirá, assim, a demanda da aldeia Teko-Haw (estudo de caso) e o sistema de bombeamento da UHER no período da manhã para que, durante a noite, a usina reversível forneça energia à comunidade.

Após a introdução, no Capítulo 2, o leitor será contextualizado no cenário atual do Brasil e do mundo quanto a implementação de fontes renováveis de energia e das tecnologias de armazenamento de energia. Além disso, ainda será exposto ao funcionamento e equipamentos das usinas hidrelétricas reversíveis e da usina fotovoltaica *off-grid*.

Já no capítulo 3 serão abordados métodos para o dimensionamento da UHER em paralelismo com o gerador fotovoltaico, bem como da minigeração fotovoltaica isolada. Será pontuado o estudo de caso deste trabalho: a aldeia Teko-Haw. Ainda nesse capítulo encontram-se premissas utilizadas para realizar o dimensionamento do sistema, e os *softwares* auxiliares utilizados, além de pontuar formas de comparação de investimentos econômicos.

Em seguida, é apresentado no capítulo 4 os principais resultados obtidos pelo estudo realizado. Este é o fruto principal do estudo, pelo qual pôde-se avaliar tecnicamente e economicamente a viabilidade do gerador hidráulico reversível.

Por fim, no capítulo 5 é exposto ao leitor a conclusão do estudo proposto. Além disso, estão inclusas sugestões para continuação deste projeto.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo, serão abordados conceitos relevantes para a compreensão do estudo proposto.

2.1 Sistemas isolados e fontes renováveis de energia

Conforme o Decreto nº 7.246/2010, os sistemas isolados são sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que não estão conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Em novembro de 2016, foi sancionada a Lei nº 13.360, pela qual foi definido que a previsão de carga e o planejamento operacional energético dos sistemas isolados seriam de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Dentre as demais responsabilidades do ONS, ficou sob sua incumbência o Plano Anual da Operação dos Sistemas Isolados (PEN SISOL) (ONS, 2017).

Segundo o PEN SISOL 2018, ainda existem 233 sistemas isolados no Brasil, que estão concentrados principalmente na região norte do país. Pode-se observar, conforme a Figura 2.1, que o Amazonas é o estado que possui maior quantidade de sistemas isolados do Brasil, seguido de Roraima e Pará. Desconsidera-se, nesses casos, as comunidades isoladas que não possuem energia elétrica e que são alvo de iniciativas como o programa Luz para Todos, conforme descrito no capítulo 1.

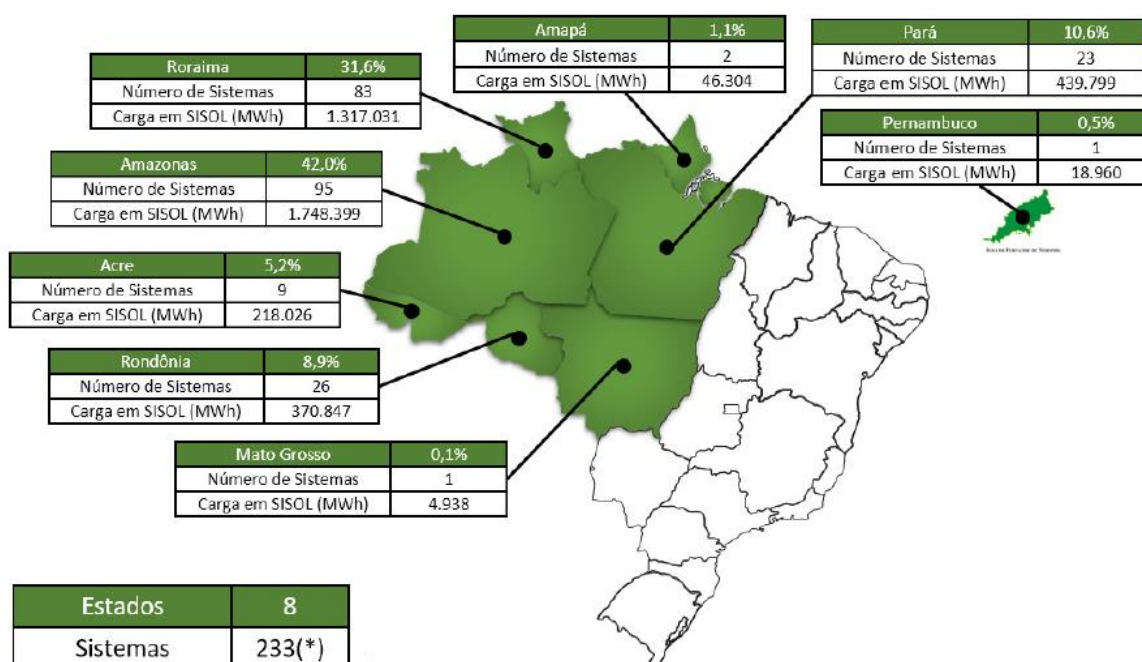


Figura 2.1: Regiões com Sistemas Isolados no Brasil.

Fonte: PEN SISOL 2018 (ONS, 2017)

Atualmente, a composição da matriz energética dos sistemas isolados (SISOL) divide-se em 0,9% para gerações hidráulicas e em 99,1% para gerações térmicas, das quais 95,7% são de óleo combustível/*diesel*, conforme a Figura 2.2. Por questões de dificuldades de transporte para o abastecimento das cidades que compõem os SISOL e pelo custo excessivo do *diesel*, os sistemas isolados possuem um custo de geração mais elevado ao custo do SIN (ANEEL, 2008).

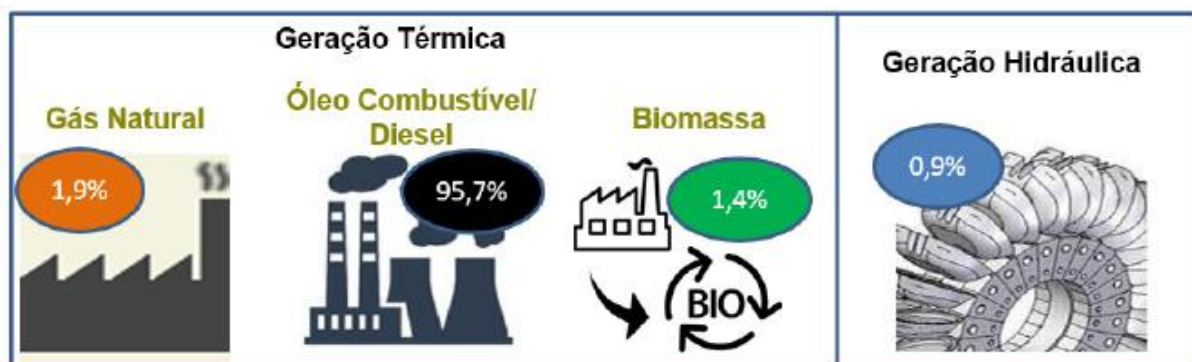


Figura 2.2: Matriz Energética dos Sistemas Isolados no Brasil.

Fonte: PEN SISOL 2018 (ONS, 2017)

Ainda segundo o PEN SISOL 2018, ao final do ano de 2018, espera-se que um sistema isolado seja conectado ao SIN, restando, portanto, 232 sistemas isolados no Brasil.

Visto, portanto, que há uma preocupação do ONS e demais órgãos do governo, tais como a ANEEL e o Ministério de Minas e Energia (MME), de interligar os sistemas isolados ao SIN, é de suma importância que sejam implementados geradores nas comunidades autônomas que

ainda não possuem eletricidade e que estejam alinhados ao planejamento do governo para a matriz energética do Brasil nos próximos anos.

É notório que a matriz energética brasileira é predominantemente renovável, das quais há uma predominância na geração hidráulica devido ao vasto recurso hídrico do país. Sabe-se também que, atualmente, o interesse em investir em fontes renováveis de energia (FRE) não se limita apenas ao Brasil, mas sim à grande maioria dos países do mundo. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), espera-se que, em 2024, 84% da matriz energética brasileira seja de FRE, das quais 27,4% serão de PCHs, biomassa, eólica e solar, totalizando em uma capacidade instalada de 56.445 kW conforme a Figura 2.3 (BRASIL, 2015). Além disso, segundo o PDE 2024, espera-se que no Brasil o crescimento de energias renováveis no SIN de 2014 a 2024 seja de aproximadamente 1% ano.

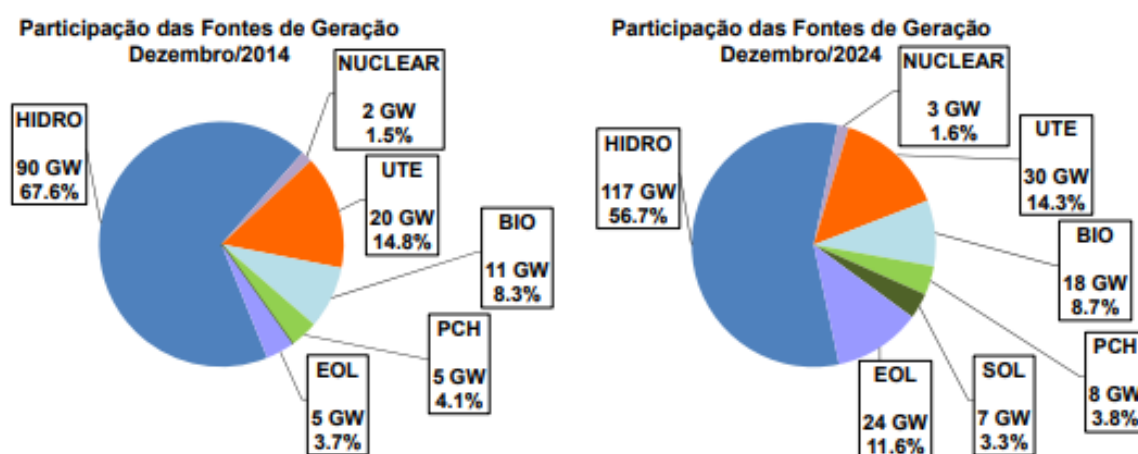


Figura 2.3: Matriz Energética Brasileira 2014 e 2024.

Fonte: PDE 2024 (Brasil, 2015)

Dentre as diversas FRE, segundo o levantamento realizado pelo *International Renewable Energy Agency* (IRENA), as fontes que possuem maior capacidade de instalação no mundo são as hidrelétricas seguidas das usinas eólicas. No Brasil, esse cenário é alterado, visto que potência instalada por bioenergia é maior do que a partir da geração eólica conforme indicado pelo Gráfico 2.1.

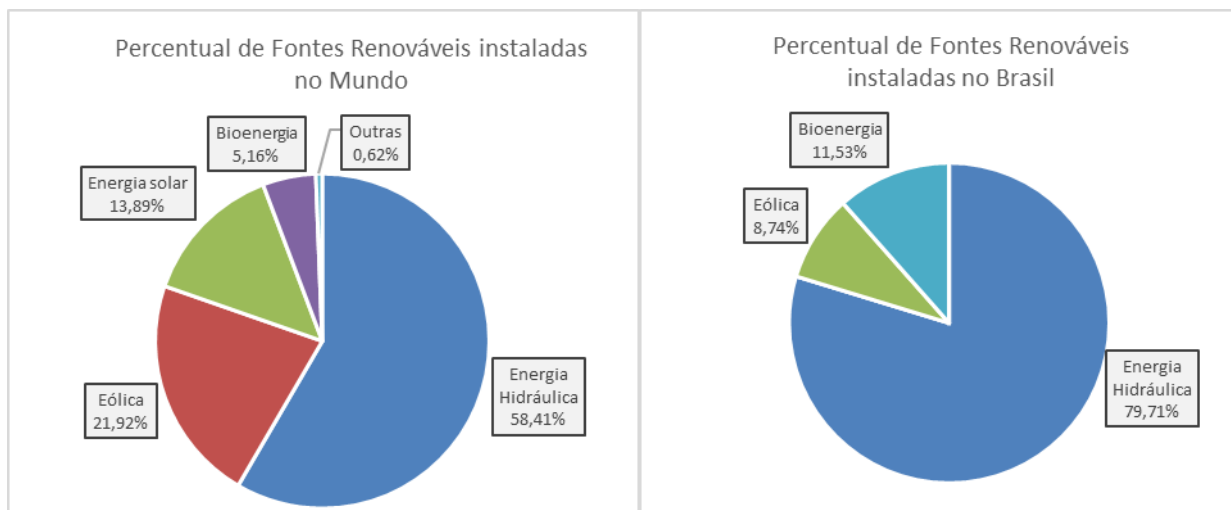


Gráfico 2.1: Estatística da Capacidade Instalada no Brasil e no mundo em 2016.

Fonte: IRENA (2017)

Deve-se notar que os dados acima dizem respeito à implementação das FRE apenas em sistemas conectados à rede (*grid-tie*). Para as comunidades isoladas é notório que, conforme o relatório anual realizado pelo IRENA, há uma tendência mundial para a implementação de geradores fotovoltaicos, onde aproximadamente 49,1% das FRE implementadas em sistemas *off-grid* são de energia fotovoltaica (IRENA, 2017).

A priori, a primeira tecnologia pensada a ser utilizada como forma de armazenamento de energia em um sistema fotovoltaico (SFV) *off-grid* é a bateria, principalmente pela sua praticidade, o seu volume ocupado e sua alta eficiência (CRESESB, 2014). Entretanto, existem diversas tecnologias de armazenamento de energia, ou *storages* como comumente são chamados, no mundo, e, ao contrário do que se pensa, essas são utilizados tanto em sistemas conectados à rede quanto nos isolados da rede.

Dentre as importâncias dos *storages*, vale ressaltar que, segundo o manual E-Storage 2016 do *World Energy Council* (WEC), o armazenamento de energia se torna necessário para:

- regulação de Frequência;
- venda de energia;
- suprir deslocamentos na curva de demanda da carga; e
- integrar a variabilidade da geração renovável (principalmente solar e eólica).

Especificamente para sistemas isolados, ainda é possível incluir nessa lista a necessidade de o gerador atender à demanda da carga nos períodos em que a geração é nula ou insuficiente, devido à alta variabilidade de geração das FRE. O sistema de armazenamento de energia elétrica, então, fornecerá energia à carga quando solicitado por essa.

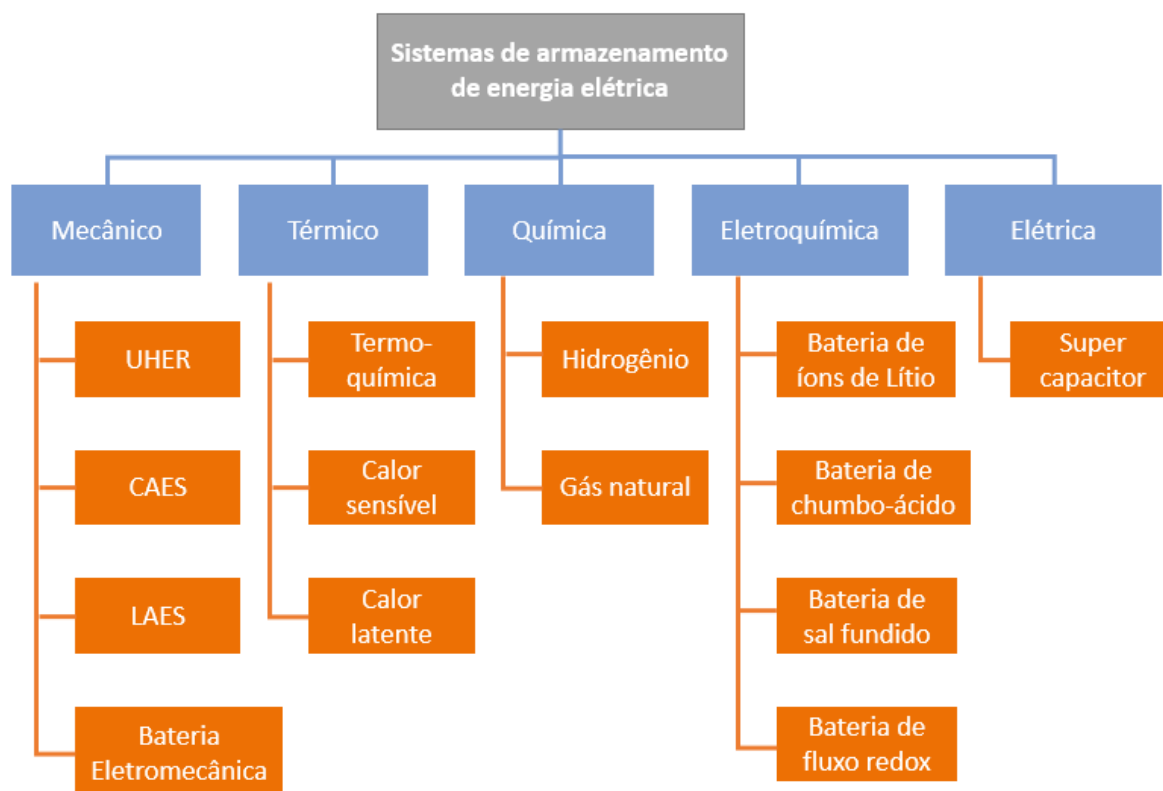


Figura 2.4: Categorias e tecnologias de armazenamento de energia elétrica. ¹

Fonte: Worldenergy.org (modificada)

A Figura 2.4 expõe as principais tecnologias de armazenamento de energia existentes atualmente. Dentre essas, é necessário destacar o armazenamento pela energia eletroquímica e pela energia mecânica visto que a bateria, em quantidade, é a tecnologia de armazenamento de energia mais utilizada em comunidades isoladas e pelo fato das usinas hidrelétricas reversíveis ocuparem o primeiro lugar, dentre as formas de armazenamento de energia, de potência instalada no mundo.

Dentre as aplicações das usinas hidrelétricas reversíveis, a principal se dá no setor de comercialização de energia, em que há o armazenamento de energia no horário fora de ponta, para que no horário de ponta a energia armazenada seja vendida ao sistema interligado com um preço maior. Já no setor comercial, o maior interesse tem se mostrado para armazenamentos de energia em baterias, cujo custo tem diminuído nos últimos anos (WEC, 2016).

¹ UHER é a usina hidráulica reversível; CAES é o armazenamento de energia por ar comprimido; LAES é o armazenamento de energia por ar líquido.

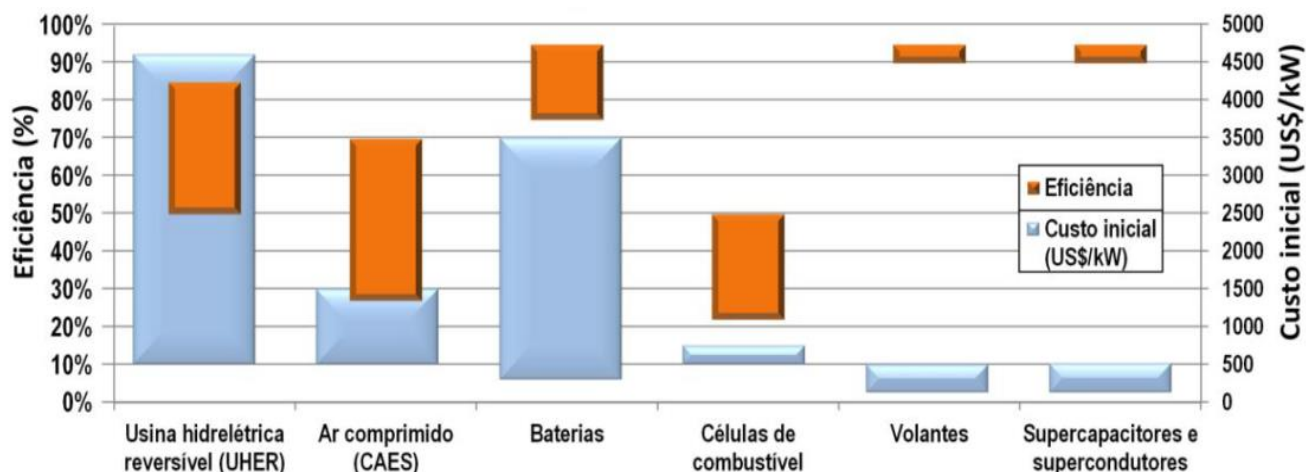


Figura 2.5: Custo inicial de tipos de armazenamento de energia pela eficiência da tecnologia
 Fonte: Usina hidrelétrica reversível no Brasil e no mundo – Canales (2015), dados adquiridos do IEA.

Apesar de as usinas reversíveis possuírem baixa eficiência, quando comparadas ao sistema de baterias (IEA, 2014), elas possuem elevada vida útil, alta capacidade de instalação e, praticamente, inumeráveis ciclos de carregamento e descarregamento (TACZI, 2016). Além disso, a usina hidrelétrica reversível (UHER) também é capaz de responder rapidamente a variabilidade da geração fotovoltaica, garantindo um sistema confiável de geração de energia (EPE, 2016).

A despeito da diminuição do preço das baterias destacados pelo WEC (2016), em comparação a outras formas de armazenamento, os custos totais das baterias ainda são considerados elevados, devido a sua baixa vida útil e, conseqüentemente, a troca constante dos equipamentos, tornando diversos projetos de implementação de FRE em comunidades isoladas inviáveis. Segundo os dados do *International Energy Agency* (IEA), pode-se perceber, pela Figura 2.5, que o custo inicial (US\$/kW) do sistema de bombeamento reversível pode ser mais elevado do que o sistema de baterias, entretanto, será visto adiante que, em uma análise geral do sistema (O&M, troca de equipamento, etc), o custo global da UHER poderá ser menor.

A partir do levantamento de projetos já existentes, conforme observado na Figura 2.6, percebe-se que as baterias são utilizadas para sistemas menores, com baixo tempo de descarga, enquanto as UHER são utilizadas em sistemas de elevada potência nominal e elevado tempo de descarga (CANALES et al., 2015). Ainda de acordo com Canales, os valores mostrados não correspondem à totalidade das usinas, visto que o sistema de banco de baterias pode ser projetado para qualquer valor (modularmente) e existem UHER com potência menor que 10 MW.

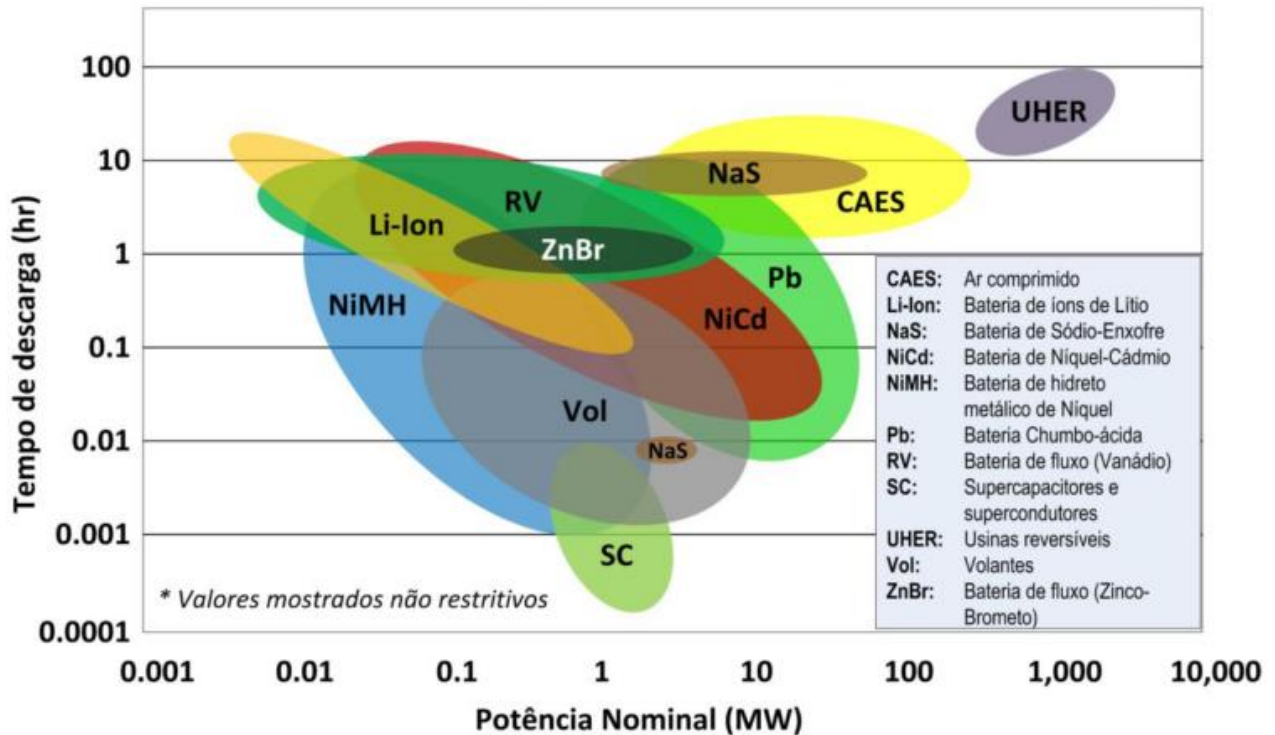


Figura 2.6: Tipos de armazenamento de energia elétrica referenciados pela potência x tempo de descarga.
 Fonte: Usina Hidrelétrica Reversível no Brasil e no mundo – Canales (2015)

Devido à grande variedade de tecnologias para armazenamento de energia elétrica, segundo Canales (2015), é importante que, para a implementação de um sistema de armazenamento de energia, sejam realizados comparações técnicas, econômicas e ambientais entre os diferentes *storages*. Pelo fato de o SFV *Off-Grid* comumente ser instalado com um banco de baterias e de as usinas hidrelétricas reversíveis serem a tecnologia com maior potência instalada no mundo, optou-se por essas duas formas de armazenamento de energia elétrica como pontos de estudo deste trabalho.

2.2 Usina hidrelétrica reversível (UHER)

O funcionamento das usinas hidrelétricas reversíveis parte do princípio de conversão de energia elétrica em energia mecânica potencial. Nas UHERs, um sistema de bombeamento elevará a água de um reservatório inferior (rio, lagos naturais ou artificiais) para um reservatório superior e, quando for solicitado pela carga, a comporta do reservatório superior se abrirá, de forma que o fluido armazenado escoe por uma tubulação e passe pelo gerador hidráulico, fornecendo assim energia elétrica à carga por uma linha de transmissão (LT). Dentre todos os componentes do

sistema, segundo Antal (2014) e Canales (2015), os reservatórios são os mais importantes a serem dimensionados.

As usinas hidrelétricas reversíveis podem ser classificadas em três formas (REIDY, 2013):

- UHER aberto – Dentre os três sistemas, esse é o que mais se assemelha à uma usina hidrelétrica. Nessa UHER, tanto o reservatório superior quanto o inferior fazem parte do curso do rio. Uma dentre as demais vantagens desse sistema é que ele pode ser implementado em uma usina Hidrelétrica existente. A combinação do sistema de bombeamento reversível com hidrelétricas em cascatas sugere um aumento da eficiência do sistema para 85% a 95% (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2015).
- UHER semi-aberto – Nesse sistema, um dos reservatórios, superior ou inferior, é isolado, enquanto o outro é aberto e segue o curso do rio. Uma das derivações desse sistema são aqueles que utilizam a água do oceano como reservatório inferior.
- UHER fechado – Nesse sistema, comumente chamadas de usinas de bombeamento puro, ambos reservatórios são isolados do curso do rio. Os reservatórios podem ser tanto naturais (lagos) quanto artificiais. Normalmente, esses reservatórios são tampados para não haver perda por evaporação.

Além disso, as UHERs podem ser projetadas de 3 formas distintas em relação aos componentes eletromecânicos (PÉREZ-DÍAZ et al., 2014):

- Configuração binária: esse sistema é composto apenas por uma bomba-turbina acoplada a uma máquina elétrica que funcionará hora como motor e hora como gerador. Por ser o mais barato, esse é o sistema mais utilizado nas UHER. Segundo Antal (2014), esses sistemas possuem eficiência média de 70% a 85%.
- Configuração terciária: utilização de uma máquina elétrica que estará acoplada a uma bomba e a uma turbina. Nesse sistema, tanto a bomba como a turbina giram no mesmo sentido independentemente do modo de operação do sistema.
- Configuração quaternária: nessa configuração, há uma unidade geradora (turbina acoplada ao gerador) separada do sistema de bombeamento (bomba acoplado ao motor), havendo assim 4 equipamentos distintos. Esse sistema, apesar de ser o mais caro, é o que possui maior eficiência dentre os demais, visto que todos equipamentos serão projetados para maior rendimento.

Ainda pode-se classificar as UHER quanto à potência instalada. A classificação das usinas reversíveis é a mesma utilizada para usinas hidrelétricas convencionais, ocorrendo da seguinte forma:

Classificação	Potência Instalada
Muito Grande	> 500 MW
Grande	> 100 MW ~ 500 MW
Média	> 10 MW ~ 100 MW
Pequena	> 0.1 MW ~ 10 MW
Micro	até 0.1 MW

Tabela 2.1: Classificação das UHER no exterior
Dados: (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2014)

No Brasil, segundo a nova Resolução Normativa (REN) 786/2017 e REN 673/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a classificação das usinas hidrelétricas (UHE) ocorre conforme a Tabela 2.2.

Classificação	Potência Instalada
Grande (UHE)	> 30 MW
Pequena (PCH)	> 5 MW ~ 30 MW
Mini (CGH)	até 5 MW

Tabela 2.2: Classificação das UHER no Brasil
Dados: (ANEEL, 2015a, 2017)

2.2.1 Histórico e panorama atual

A primeira usina hidrelétrica reversível entrou em operação no ano de 1890 em Schaffhausen, Suíça, com potência nominal de aproximadamente 1 MW. As primeiras UHERs foram criadas com a finalidade de ajudar geradores a carvão e usinas nucleares a suprir a demanda da carga em horários de pico, necessitando, assim, que a usina fosse projetada com alta eficiência (ANTAL, 2014). Eram, portanto, projetadas na configuração quaternária. A energia era, então, bombeada no horário fora de pouca demanda (noite) e, durante o horário de pico, a usina reversível gerava energia junto com os demais geradores. Esse sistema perdurou até 1990, quando houve uma redução significativa das usinas nucleares e limitações para achar novos locais de implementação das usinas reversíveis (PÉREZ-DÍAZ et al., 2014).

Porém, em meados de 2010, com o aumento significativo das energias renováveis na matriz energética, as UHERs voltaram a ser consideradas e deixaram de exercer a função para as quais

foram criadas. Atualmente, são utilizadas principalmente para venda de energia e, devido a questões econômicas, basicamente todas as usinas são projetadas com a configuração binária (REIDY, 2013).

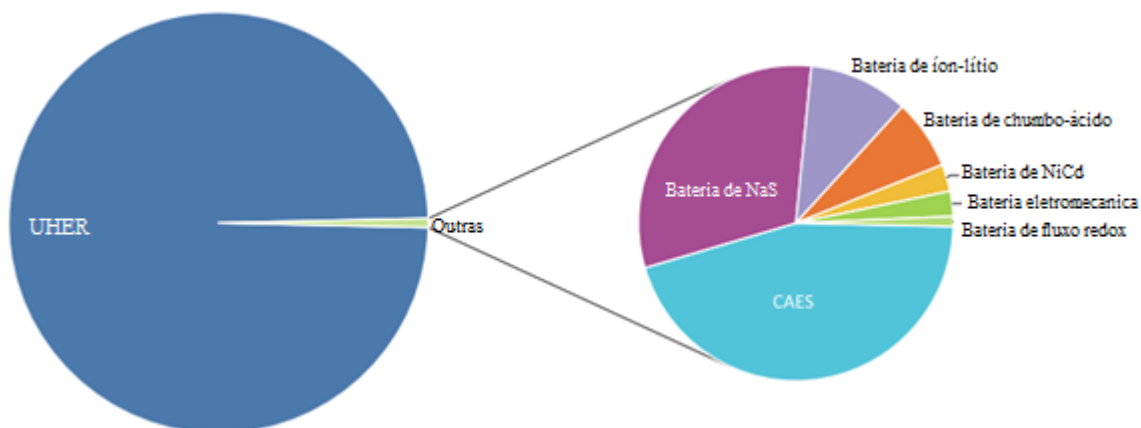


Figura 2.7: Capacidade instalada das principais formas de armazenamento de energia em 2014.

Fonte: (IEA, 2014) modificada

Em 2014, a potência instalada de usinas hidrelétricas reversíveis totalizou 140.000 MW (IEA, 2014). O percentual instalado das UHER em comparação aos outros *storages*, para sistemas conectados à rede, foi de aproximadamente 99%, conforme mostrado na Figura 2.7. Atualmente, levando em consideração tanto os sistemas *grid-tie* quanto os *off-grid*, estima-se que a capacidade das UHER são de 176.000 MW (96% da potência instalada), enquanto o armazenamento por baterias 1.900 MW (1,1%) (IRENA, 2017).

No mundo, a primeira UHER com sistema de turbina reversível foi instalada no estado de São Paulo em 1939 (CANALES et al., 2015). Atualmente, no Brasil, existem 20 UHER instaladas, totalizando um sistema com 26.550 MW (SOBRINHO, 2014). O sistema elétrico brasileiro carece de armazenamento de energia devido às intermitências das gerações eólicas, solares e UHEs a fio d'água, e, certamente, as usinas hidrelétricas reversíveis se enquadram nos padrões do Brasil devido ao vasto recurso hídrico brasileiro que é um dos maiores do mundo, conforme ilustrado na Figura 2.8 (ANEEL, 2016).

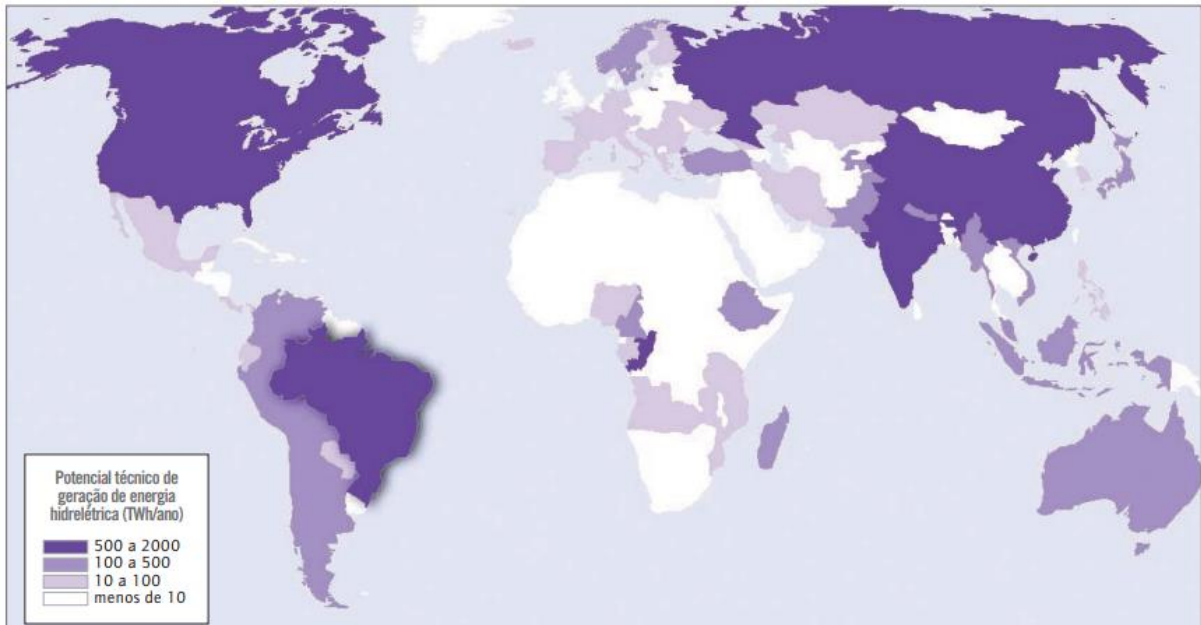


Figura 2.8: Potencial hídrico mundial

Fonte: (ANEEL, 2002)

2.2.2 Equipamentos e componentes das UHER

Os principais componentes das usinas hidráulicas reversíveis são: as máquinas de fluido (turbinas e bombas), as máquinas elétricas (motores e geradores), os dutos, e o reservatório superior e reservatório inferior. A Figura 2.9 ilustra uma usina hidráulica reversível semiaberta.



Figura 2.9: Esquemático de uma UHER vista lateralmente.

Fonte: realização própria

Segundo Henn (2006), as máquinas de fluido dividem-se em dois tipos: máquinas de deslocamento positivo e as máquinas de fluxo. Nas máquinas de deslocamento positivo, o fluido que atravessa a máquina fica isolado em um espaço e, após receber ou fornecer energia, é retirado desse local. Já nas máquinas de fluxo, há troca de energia com os fluidos que escoam

continuamente pela máquina sem serem confinados. Exemplo de máquinas de fluxo é a turbina utilizada em usinas hidrelétricas, na qual o fluido escoava pelas máquinas.

2.2.2.1 Bombas

As bombas são máquinas de fluido que adicionam, mecanicamente, energia a um fluido (HENN, 2006). Quanto à classificação, dividem-se em bombas rotativas, axiais, de fluxo misto, centrífugas e alternativas. O gráfico do campo de aplicação das bombas está descrito na Figura 2.10 e relaciona a altura manométrica pela vazão.

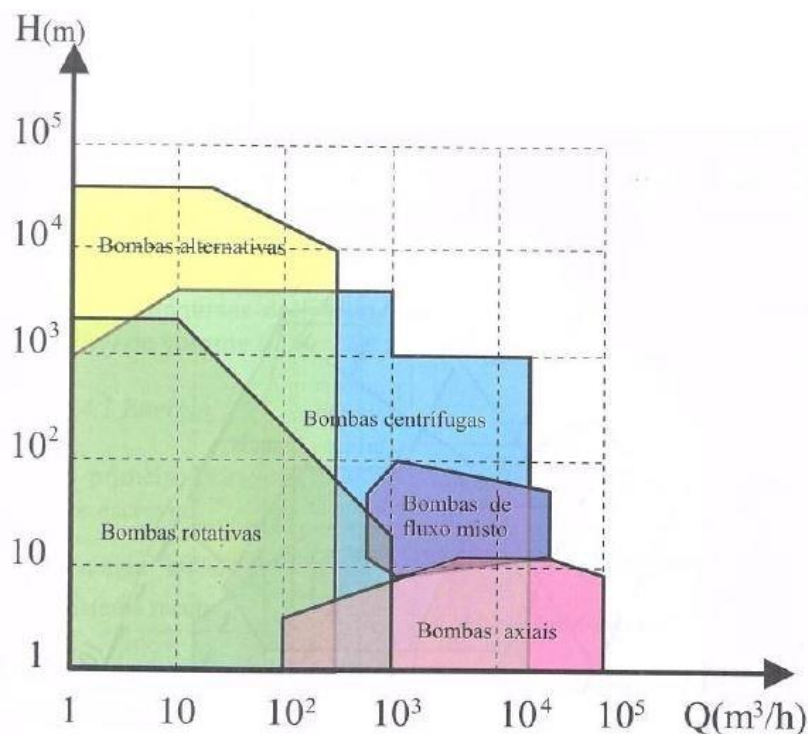


Figura 2.10: Campo de aplicação das bombas

Fonte: (HENN, 2006)

As bombas ainda podem ser associadas em série ou em paralelo, alterando o ponto de operação do sistema. A associação de bombas em paralelo retorna a soma das vazões das bombas para uma mesma altura manométrica, conforme ilustrado na Figura 2.11, enquanto que na associação das bombas em série, as duas alturas manométricas são somadas para uma mesma vazão. Segundo White (2011), um sistema de associação em paralelo é utilizado quando a demanda da vazão varia. Dessa forma, enquanto a vazão for baixa, apenas uma bomba será ligada. A partir do momento que a vazão for aumentando, as demais bombas serão ligadas.

Em sistemas de bombeamento reversível que utilizam bomba-turbina, a eficiência do bombeamento se assemelha à eficiência dos sistemas que operam com a bomba separada da turbina. Porém, no modo de geração, a eficiência da turbina é consideravelmente menor para o sistema com bomba-turbina do que para aqueles cujas máquinas são separadas (SAETRE, 2013).

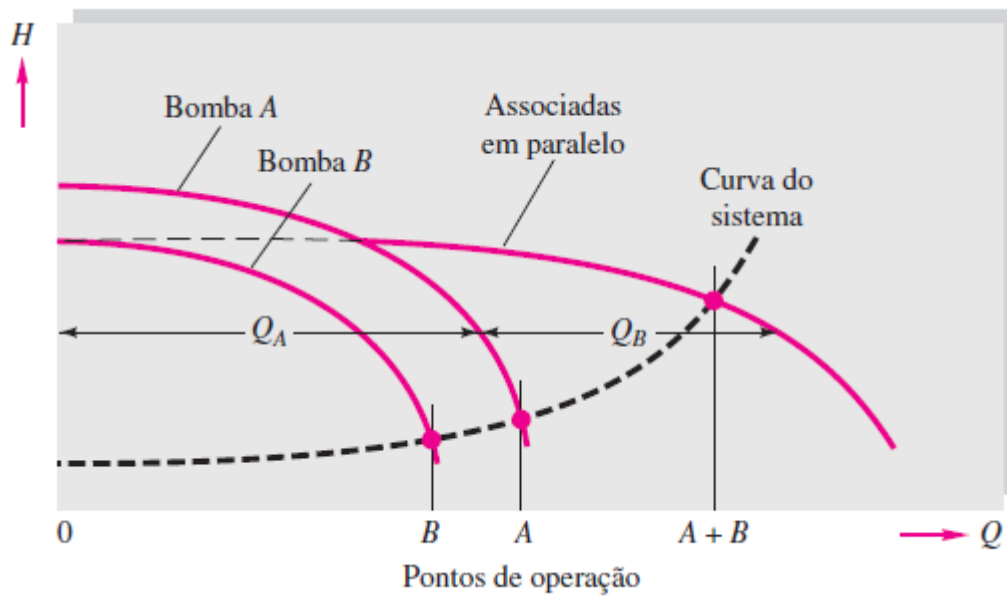


Figura 2.11: Curva característica para associação de bombas em paralelo
Fonte: (WHITE, 2011).

2.2.2.2 Turbinas

Segundo Henn (2006), de forma antagônica às bombas, as turbinas retiram energia de um fluido que possui elevada altura de carga. As turbinas são divididas em turbinas de reação e turbinas de ação. Nas turbinas de reação, o fluido ocupa o espaço das pás e a variação da pressão ocorre dentro do rotor (WHITE, 2011). Já as turbinas de ação são acionadas por jatos livres de alta velocidade (FOX, 2014). Todas as turbinas de reação podem funcionar como turbina-bomba (CANALES et al., 2015).

O campo de aplicação das turbinas está descrito na Figura 2.12.

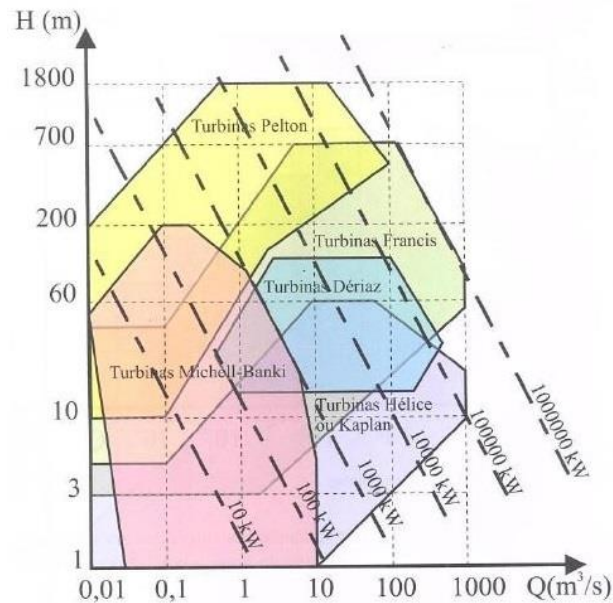


Figura 2.12: Campo de aplicação das bombas

Fonte: (HENN,2006)

Normalmente, tanto nas configurações binárias das UHER quanto naqueles em que o sistema de bombeamento e turbinamento são separados, o tipo de turbina utilizado é a Francis, pela alta vazão e alta altura manométrica utilizada nessa configuração (SAETRE, 2013). Para a configuração terciária ou quaternária, semelhantemente às UHE, as turbinas convencionais geralmente operam por 30 a 40 anos sem precisar de grandes operações, enquanto no sistema binário o tempo de manutenção das turbinas varia de 10 a 15 anos (SADDEN, 1990).

2.2.2.3 Máquinas elétricas

As máquinas elétricas são equipamentos que transformam tanto energia elétrica em energia mecânica (motores) quanto energia mecânica em elétrica (geradores). Qualquer máquina elétrica possui a capacidade de realizar a conversão de energia em ambos sentidos, de forma que todas podem operar como gerador ou motor, dependendo do sentido de rotação (CHAPMAN, 2013).

Dentre as máquinas elétricas rotacionárias, destacam-se dois grupos principais: as máquinas de corrente contínua (CC) e as de corrente alternada (CA). As máquinas CC são aquelas que utilizam corrente contínua para conversão de energia, enquanto as máquinas CA, utilizam corrente alternada. As máquinas de corrente alternada ainda se subdividem em dois tipos

principais: máquinas síncronas e assíncronas (indução). Por questões, principalmente econômicas, não é de interesse deste trabalho utilizar máquinas CC.

As máquinas síncronas são chamadas por esse nome pelo fato de sua velocidade mecânica estar intrinsicamente vinculada à frequência elétrica produzida pelo campo girante de forma que a velocidade do rotor seja igual a velocidade do campo magnético girante. Para as máquinas síncronas que utilizam eletroímãs, a corrente de campo é fornecida por meio de uma corrente contínua. As demais utilizam ímãs permanentes em seu rotor.

Já as máquinas assíncronas (gaiola de esquilo) possuem apenas um conjunto contínuo de enrolamentos. Nessa máquina, a tensão do rotor é induzida pelo campo gerado pela corrente que passa pelos enrolamentos do rotor. A velocidade do rotor dessas máquinas é diferente da velocidade do campo magnético girante, e por isso, essa máquina tem maior variabilidade de velocidade do que as máquinas síncronas. Por não possuírem excitação própria quando funcionam no modo de geração, em um sistema isolado, as máquinas de indução necessitam de um banco de capacitores que irá fornecer potência reativa à máquina, funcionando devidamente (MARRA; POMILIO, 1999; CHAPMAM, 2013).

As máquinas síncronas são as mais utilizadas nas UHERs, entretanto, atualmente, por questões de custo, manutenção e ajuste de velocidade, a troca dessas máquinas por máquinas assíncronas tem se tornado recorrentes (SAETRE, 2013). Como gerador, as máquinas assíncronas variam a velocidade de rotação com o aumento da potência ativa da carga, dificultando o dimensionamento do sistema por incluir em seu sistema reguladores de velocidade e tensão.

2.2.3 Impactos ambientais

Segundo Canales (2015), os impactos ambientais das usinas de bombeamento reversível são similares aos de uma usina hidrelétrica. Os principais impactos das UHER são: alteração de vazão, alargamento do leito do rio, impactos na flora e fauna e desmatamentos.

A Figura 2.13 indica a maturidade comercial de algumas tecnologias de armazenamento de energia. A maturidade comercial está correlacionada ao custo e risco da tecnologia. A partir do momento em que a tecnologia passa da área de demonstração e implementação para a área de comercialização, há uma redução do custo e sua tecnologia é melhorada, podendo diminuir o risco atribuído a esse armazenamento (WEC, 2016).

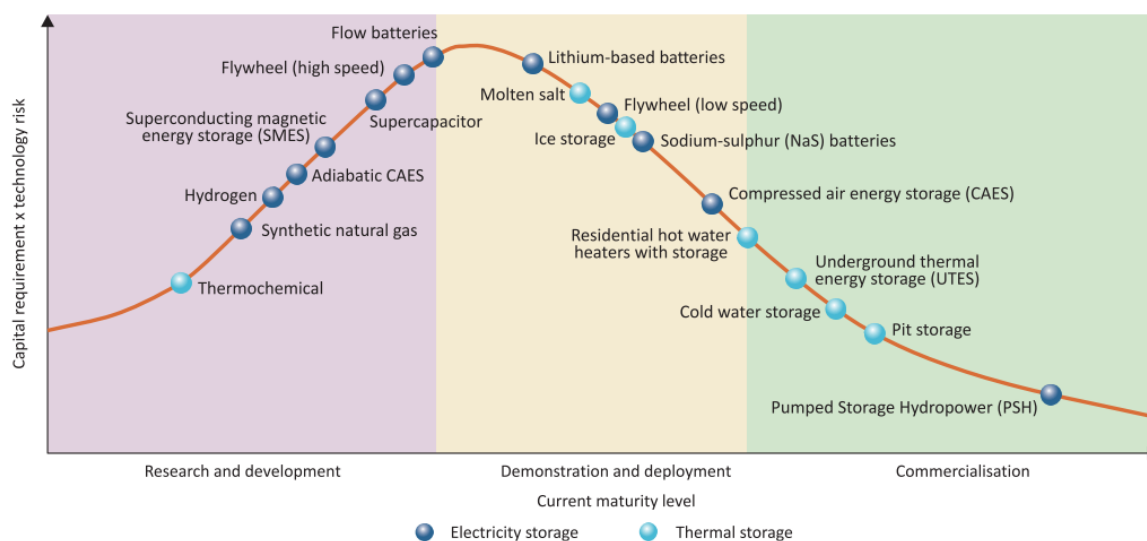


Figura 2.13: Maturidade comercial de alguns armazenamentos de energia térmicos e elétricos.
Fonte: (IEA, 2014)

Pode-se observar pela Figura 2.13 que a usina hidrelétrica reversível (PSH – pumped storage hydropower) é a tecnologia de armazenamento de energia com maior nível de maturidade.

2.3 Usina fotovoltaica

Geradores fotovoltaicos são aqueles que convertem energia solar em energia elétrica pelo efeito fotoelétrico (ZILLES, 2012). Dentre os tipos de configuração dos SFV, pode-se destacar dois: os sistemas fotovoltaicos isolados (*off-grid*) e os conectados à rede (*grid-tie*). Nos sistemas fotovoltaicos *off-grid*, há necessidade de se utilizar armazenamento da energia excedente gerada pelos módulos fotovoltaicos para que essa seja utilizada no período em que há intermitência do gerador. Já no sistema *grid-tie*, pressupõe-se que nos momentos em que o sistema fotovoltaico não estiver gerando energia suficiente, a rede irá complementar o suprimento da carga (CRESESB, 2014).

Segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 687 de abril de 2015, para sistemas conectados à rede, é estabelecido que aqueles com potência instalada de até 75 kW serão chamados de microgeração, enquanto que sistemas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW serão chamados de minigeração (ANEEL, 2015b). Essa mesma notação será utilizada nesse documento, apesar de o sistema em questão ser isolado.

2.3.1 Histórico e panorama atual

Historicamente, a energia fotovoltaica pode ser dividida em quatro fases. Na primeira fase, as células solares eram utilizadas apenas em aplicações espaciais. A segunda fase se iniciou em 1970 em decorrência do elevado preço do petróleo. A tecnologia que antes era aplicada apenas ao espaço tomou lugar na terra e começou a ser utilizada em sistemas *off-grid* com o armazenamento de energia por baterias. A terceira fase foi difundida por meio de programas governamentais para implementação de geradores solares nas coberturas residenciais. Durante essa fase houve a redução drástica dos preços dos módulos fotovoltaicos. Atualmente, presencia-se a quarta fase com vendas comerciais de plantas solares em alta escala (BREYER; GERLACH, 2013).

Segundo dados do IRENA (2017), a potência instalada mundialmente de energia solar fotovoltaica até o final do ano de 2016 foi de 290.791 MW. Os dados do REN21 (2017) revelam que a tecnologia fotovoltaica tem crescido ano a ano. Somente em 2016, 75 GW de potência fotovoltaica foram instaladas no mundo, o que indica uma instalação aproximada de 31.000 módulos fotovoltaicos por hora. Comparado a 2015, houve um crescimento de instalação de 48%.

O Brasil possui uma vasta área favorável para implementação de geradores fotovoltaicos. A irradiação diária no Brasil varia entre 4.500 Wh/m² a 6.000 Wh/m² dependendo da localização. Segundo Villalva (2015), a melhor insolação da Alemanha (aproximadamente 3.500 Wh/m²), não se equipara com a pior irradiação do Brasil.

Apesar de, em comparação com o restante do mundo, o Brasil utilizar grande quantidade de fontes renováveis em sua matriz energética, no que diz respeito a energia solar, possui uma capacidade irrisória de apenas 0,019% da capacidade total instalada no mundo (IRENA, 2017). Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, até o início de novembro desse ano (2017), a capacidade instalada de geradores fotovoltaicos no Brasil era de 418.325 kWp. Ainda pelo BIG, estão previstos 2.534.493 kW de empreendimentos em construção e com construção não iniciada. O governo, entretanto, está se mostrando favorável para o crescimento fotovoltaico. Segundo o Ministério de Minas e Energia, a previsão é de que, no final de 2018, o Brasil esteja entre os 15 países com maior geração de energia solar do mundo (MME, 2016).

2.3.2 Equipamentos

Os componentes de um sistema fotovoltaico conectados à rede e dos isolados da rede se distinguem somente em relação aos equipamentos de armazenamento de energia, normalmente, em baterias, conforme explicitado anteriormente, e dos controladores de carga. Para sistemas menores, comumente são utilizados o controlador de carga, enquanto para sistemas com potência maior que utilizam grande quantidade de baterias, são utilizados inversores de baterias (sistema separado do inversor convencional).

2.3.2.1 Módulos fotovoltaicos

Atualmente, três tecnologias de módulos fotovoltaicos dominam o mercado: módulos monocristalinos, policristalinos e os de filme fino. Os módulos monocristalinos são formados a partir de um lingote de silício monocristalinos, que é constituído de uma estrutura cristalina única. Por conta do processo tecnológico ser mais difícil, esses módulos são os mais caros, porém, possuem maior eficiência por terem um alto grau de pureza. Os módulos policristalinos são fabricados por um processo industrial mais barato. O lingote de silício policristalino é formado por diversos cristais diferentes de silício e, por conta dessa diferença de tamanho e orientação, esse painel possui menor eficiência (VILLALVA, 2017). Antigamente, os módulos eram bastante diferenciados por conta da homogeneidade das células monocristalinas e heterogeneidade das policristalinas. Porém, com o avanço tecnológico, essa diferença quase não pode ser mais vista a olho nu. Por fim, os filmes finos são módulos maleáveis nos quais as células fotovoltaicas foram depositadas sobre um substrato isolante, normalmente vidro ou plástico flexível. As principais tecnologias das células, atualmente, utilizam telureto de cádmio (CdTe), disselenato de cobre-índio-gálio (CIGS) e silício amorfo hidrogenado (a-Si:H). A principal vantagem dessa tecnologia é em relação ao coeficiente de temperatura que é baixo, evitando a elevada perda de potência com o aumento da temperatura (EPE, 2016).

Segundo a última publicação da organização *Progress in Photovoltaics*, a eficiência máxima dos módulos monocristalinos, policristalinos e filme fino no mundo nas condições *standard test conditions* (STD) está conforme a Tabela 2.3.

Tipo	Eficiência (%)
Monocristalino	26,7 ± 0,5
Policristalino	21,9 ± 0,4
Filme fino - CIGS	21.7 ± 0.5

Tabela 2.3: Eficiência máxima dos módulos mono e policristalinos em junho de 2017

Dados: (GREEN et al., 2017)

2.3.2.2 Inversores fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos são equipamentos de alta eficiência que transformam a energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos em CC para corrente alternada. Podem ser classificados, basicamente, em três tipos: inversores centrais, inversores de *string* e microinversores (EPE, 2016).

Os inversores centrais possuem elevada potência (acima de 100 kW). Esses equipamentos são trifásicos e utilizados majoritariamente em usinas fotovoltaicas e permitem a conexão de vários arranjos fotovoltaicos. Esses inversores contam com diversos *maximum power point tracker* (MPPTs), que rastreiam o maior ponto de potência das *strings* de forma a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à máxima potência, reduzindo as perdas nas células devido a conexão com outras que não estão no ponto de máxima potência (CRESESB, 2014; ZILLES, 2012).

Os inversores de *string* são inversores menores e podem ser trifásicos ou monofásicos. Normalmente são utilizados em instalações residenciais, e cada *string* é conectada ao seu próprio inversor, operando no seu ponto de máxima potência (FROTIN et. al., 2017).

Por fim, os microinversores são inversores conectados em cada módulo fotovoltaico. Nesse caso, a produção de cada módulo é maximizada, além do efeito do sombreamento sob os módulos ser minimizado, aumentando o rendimento do sistema. Outro benefício de se utilizar esse sistema é em relação à manutenção. Nos outros inversores, é necessário desligar a *string* para realizar manutenção, enquanto nesse pode-se desligar apenas o módulo danificado.

2.3.2.3 Baterias

Baterias são equipamentos que armazenam energia elétrica em forma de energia química. Esses equipamentos são necessários para atender a demanda da carga quando a geração fotovoltaica é nula ou insuficiente para suprir a demanda total. Para sistemas fotovoltaicos isolados com difícil acesso, as baterias mais indicadas são as seladas, visto que são isentas de manutenção e não possuem grandes riscos ao meio ambiente.

Atualmente as baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos por serem as mais baratas. Entretanto, a sua vida útil é baixa, sendo de 4 a 5 anos, dependendo da quantidade de ciclos de descarga. Essas baterias normalmente possuem profundidade de descarga de 20% a 80%.

2.3.2.4 Controlador de carga e inversor de bateria

Controladores de carga são equipamentos que devem, necessariamente, ser utilizados em sistemas *off-grid*. Esses dispositivos possuem a função majoritária de proteger a bateria, pois controlam a potência entregue e regulam o sistema para que não haja descargas excessivas das baterias, aumentando, portanto, a sua vida útil (CRESESB, 2014). Controladores mais robustos ainda protegem as baterias contra sobrecarga, monitoram a tensão e corrente delas e utilizam sistema de chaveamento para abrir ou fechar o circuito quando requerido.

Para sistemas de grande porte, é indicado o emprego de inversores de bateria (ou inversores de onda senoidal pura) para gerenciar o banco de baterias. Esses inversores possuem a capacidade de serem ligados em paralelo e possuem potência mais elevada do que os controladores de carga, diminuindo a quantidade de equipamentos a serem utilizados, além de aumentar a eficiência do sistema (CRESESB, 2014; VILLALVA, 2015). O esquemático de ligação de um inversor de bateria pode ser observado na Figura 2.14.

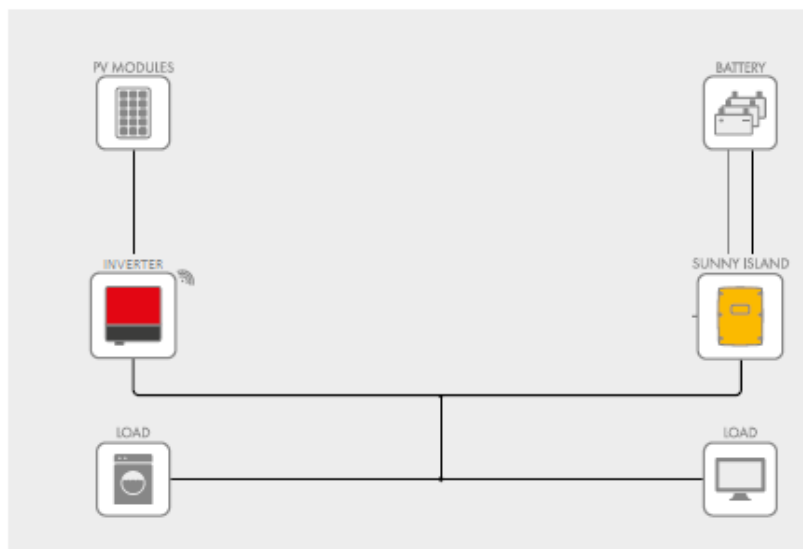


Figura 2.14: Esquemático de conexão inversor de bateria
 Fonte: Sunny Island System Guide, SMA (modificada)

2.3.3 Impactos ambientais

Os impactos ambientais da geração fotovoltaica estão intrinsecamente ligados à sua localização, às características físico-climáticas e às características do ecossistema do local em que o gerador será implementado. As usinas solares possuem mais impactos positivos do que negativos no meio ambiente (FROTIN et. al., 2017). Porém, apesar de ser considerada uma energia limpa, visto que, durante o processo de geração de energia do SFV não há emissão de gases poluentes na atmosfera, não se pode esquecer que, durante o período de fabricação, há emissão de gases tóxicos (VILLALVA, 2015; ZILLES et. al., 2012). Entretanto, Frotin (2017) ainda ressalta que a emissão de gases é mínima quando comparada a outras fontes de energia e não contribui de forma efetiva para o efeito estufa. Para o geração fotovoltaico isolada ainda há um problema maior, o descarte periódico das baterias.

3 MÉTODOS E TÉCNICAS DE PESQUISA

Neste capítulo, serão descritos os métodos de dimensionamento do gerador híbrido hidráulico/fotovoltaico para a comunidade Teko-Haw, localizada perto do rio Gurupi, divisa entre o estado do Pará e o Maranhão. Pelo fato do gerador hidráulico reversível ser alimentado pelo gerador fotovoltaico, será necessário, primeiramente, dimensionar a UHER para que, enfim, a usina fotovoltaica (UFV) seja projetada. Serão abordados, também, fatores que impactam a geração dessas usinas, tais como a topologia da região, a incidência solar e os dados climáticos.

3.1 Estudo de caso: Aldeia Teko-Haw (PA)

A aldeia indígena Teko-Haw, do povo Tembé, está localizada no leste do Pará, às margens do rio Gurupi, divisa com o estado do Maranhão, conforme ilustrado na Figura 3.1. Na aldeia, atualmente, residem 324 moradores que estão alocados em 59 casas que possuem telhas de materiais diversos, tais como madeira, palha ou telha de barro. Em fevereiro de 2016 a comunidade foi interligada à rede pelo projeto Luz para Todos. Apesar da interligação recente, segundo os moradores da comunidade, as cargas instaladas são basicamente as mesmas, divergindo apenas das geladeiras e das televisões (uma por casa), que foram instaladas após a interligação com a rede. Portanto, diante da baixa variação de carga inserida na comunidade após a interligação com a rede, esta aldeia será utilizada como estudo de caso desse projeto. Antes da conexão, há dois anos, a comunidade era alimentada por geradores a *diesel*.

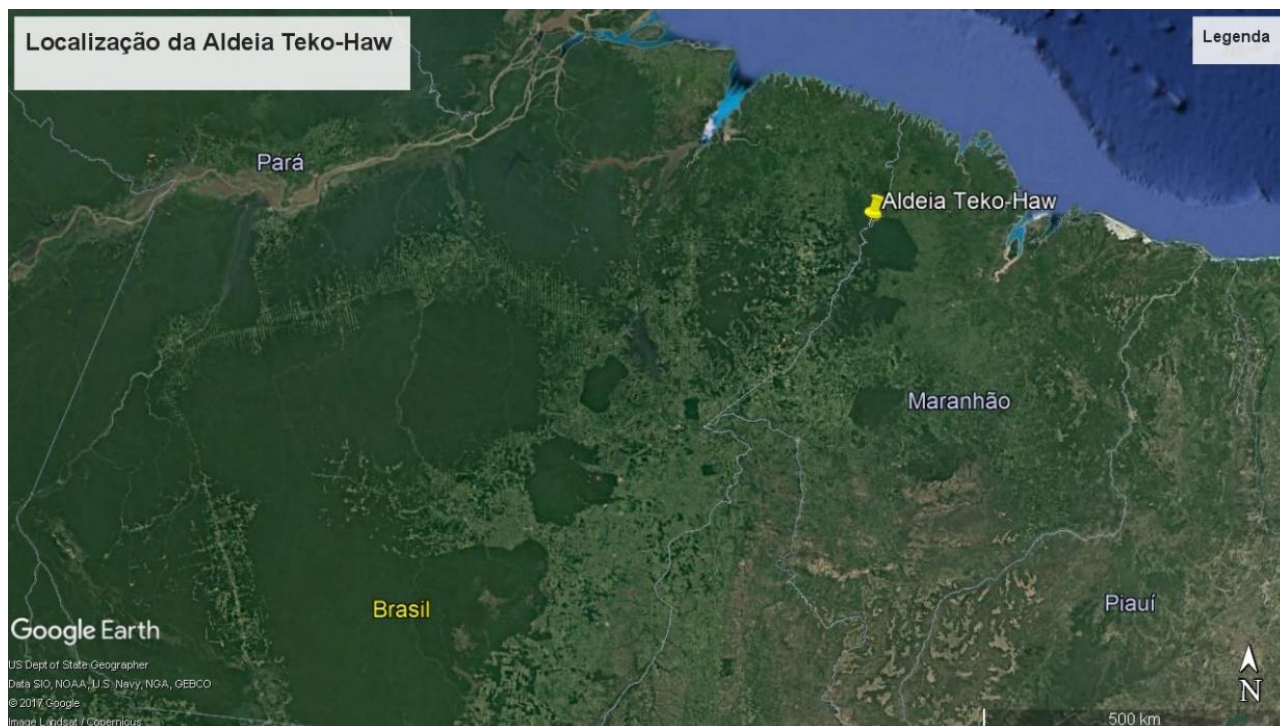


Figura 3.1: Localização Aldeia Teko-Haw
Fonte: Google Earth

3.1.1 Levantamento de carga

Foi realizado um questionário utilizando o Google Formulários (Apêndice I) para o levantamento das cargas instaladas na aldeia. Para limitar a extensão do questionário, dividiu-se o mesmo de forma simplificada e aproximada. Dentre os equipamentos listados no questionário, ainda foram inclusos nos cálculos uma televisão por casa (equipamento instalado após a rede). A quantidade e o tipo de equipamentos utilizados na aldeia estão inclusos na Tabela 3.1.

Equipamento	Quantidade
Iluminação externa (VMT) ² [1]	15 no total
Iluminação interna nas casas (incandescente) [2]	3 por casa
Sistema de comunicação [3]	1 no total
Geladeiras [4]	1 por casa
Fogão [5]	1 por casa
Forno [6]	1 por casa
Televisão [7]	1 por casa
Sistema de Bombeamento de Água [8]	1 no total

Tabela 3.1: Levantamento de equipamentos

Os equipamentos, a partir daqui, serão referenciados de 1 a 8, conforme a Tabela 3.1.

O consumo total da aldeia foi definido a partir da quantidade de horas que os equipamentos ficam ligados e da potência aparente total. A potência aparente, por definição, foi obtida pela seguinte equação:

$$S = \frac{P}{FP} \quad (1)$$

Em que S é a potência aparente em kVA; P é a potência ativa em kW; e FP é o fator de potência.

Para levantar a curva de carga dos equipamentos, algumas suposições foram estabelecidas:

- Para facilidade de cálculo e, futuramente, análise da curva de carga, o consumo foi estabelecido de hora em hora (não foi utilizado horário fracionado);
- Segundo a resposta do questionário, o equipamento 1 fica ligado durante todo o período da noite e da madrugada. Considerou-se esse período das 18 h da noite até as 6 h do dia seguinte. Já o equipamento 2, segundo o questionário, fica ligado apenas durante a noite. Para esse equipamento estabeleceu-se que ele fica ligado das 18 h às 23 h;
- O equipamento 3 fica ligado no período da tarde, das 12 h às 16 h;
- Os equipamentos 4, 5, 6 e 7 ficam ligados durante vários períodos do dia. Dessa forma, observou-se a necessidade de realizar uma distribuição do consumo desses equipamentos durante as horas do dia. A normalização ocorreu da seguinte forma:

² VMT é a lâmpada de vapor metálico

- Equipamento 4: considerou-se que metade dos compressores da geladeira da aldeia ficam ligados durante 15 min, enquanto durante os outros 15 min, metade estão desligados. Portanto, os equipamentos funcionam de forma complementar durante as 24 horas do dia;
- Equipamento 5: para esse equipamento, que possui tempo de utilização de 1 hora, foi estabelecido que metade dos equipamentos ficam ligados das 11 h às 12h e a outra metade das 12 h às 13 h;
- Equipamento 6: o horário de utilização foi estipulado de forma similar ao equipamento 5, porém, o seu horário de funcionamento é no período noturno, dessa forma, metade dos equipamentos ficam ligados das 18 h às 19 h e a outra metade das 19 h às 20 h;
- Equipamento 7: esse equipamento foi o único cuja quantidade diária de utilização em horas não foi estabelecida no questionário. A média de utilização de televisão por brasileiros é de 5h por dia (PROCEL, 2006). Porém, no meio Rural, moradores utilizam durante menos tempo equipamentos eletrônicos do que os da área urbana (REGIS et al., 2016). Estipulou-se, portanto, que cada equipamento fica ligado por 3h diárias, dentre as 8h da manhã até as 23h; e
- Por fim, o equipamento 8 fica ligado apenas no período da noite durante 3 horas. Logo, foi determinado que esse equipamento fica ligado das 20h às 23h.

3.1.2 Topografia, vazão do rio e dados climáticos

Segundo Antal (2014), a geologia e a topografia da região influenciam consideravelmente a potência da usina hidrelétrica reversível. Canales (2015) expõe que as construções de muitas UHEs são limitadas por falta de condições geográficas, e o mesmo problema ocorre para as UHER. Para um projeto adequado de uma usina hidrelétrica reversível é de extrema importância que um estudo topográfico seja levantado.

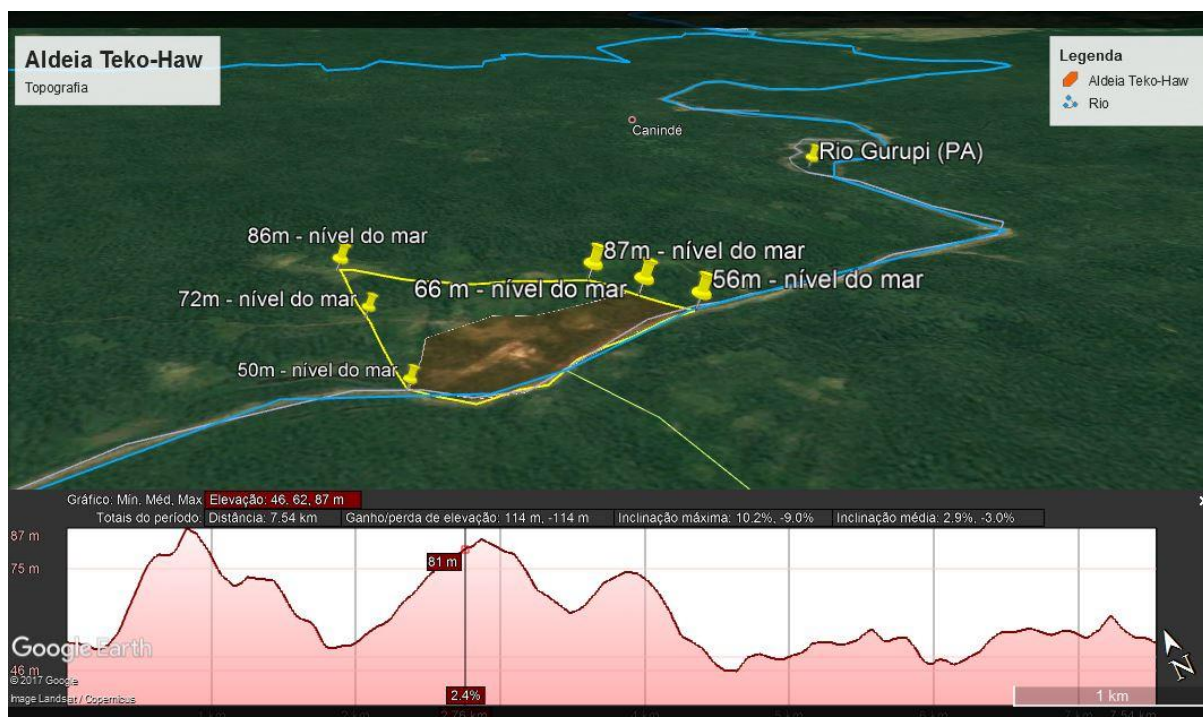


Figura 3.2: Perfil de elevação área próxima à aldeia

Fonte: Google Earth

Para o levantamento topográfico, utilizou-se o aplicativo Google Earth obtendo a variação de relevo mostrada na Figura 3.2. Após a análise de elevação, observou-se que as distâncias aproximadas entre os locais de elevação e o rio seguem conforme a Tabela 3.2.

Altura (m)	Distância (m)
30	830
25	630
20	600
15	520
10	450
5	390

Tabela 3.2: Distância entre pontos de elevação e o rio Gurupi

Antal (2014) ainda ressalta que, além da topografia, variações na altura dos reservatórios superior ou inferior podem alterar a estabilidade do sistema. Sabe-se que no Brasil, em decorrência de variações climáticas, a altura e vazões dos rios brasileiros sofrem grande alteração durante o ano. A Agência Nacional de Águas (ANA) é o órgão responsável pelo monitoramento hidrometeorológico em aproximadamente 5.500 estações pluviológicas e fluviológicas no Brasil. Pelo banco de dados do portal HidroWeb e do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH) é possível adquirir dados pluviométricos, evaporimétricos, fluviométricos, dentre outros, que indicam o estado dos rios brasileiros (ANA, 2017).

Por meio do novo portal HidroWeb, adquiriu-se os dados de vazão e altura do rio Gurupi em uma localidade próxima à aldeia entre 1981 e julho de 2017. A vazão mínima do rio Gurupi constatada foi de 33,63 m³/s em outubro de 1983, em que a altura do rio era de 233 cm. Em julho de 2017 a vazão do rio foi de aproximadamente 97,12 m³/s, enquanto a altura do rio estava em 409 cm. Pela análise histórica, pode-se perceber que tanto a vazão do rio quanto sua altura estão aumentando. Portanto, a priori, esses fatores não são preocupantes para a realização deste trabalho. Os valores médios de 1981 até 2017 foram interpolados e podem ser observados no Gráfico 3.1.

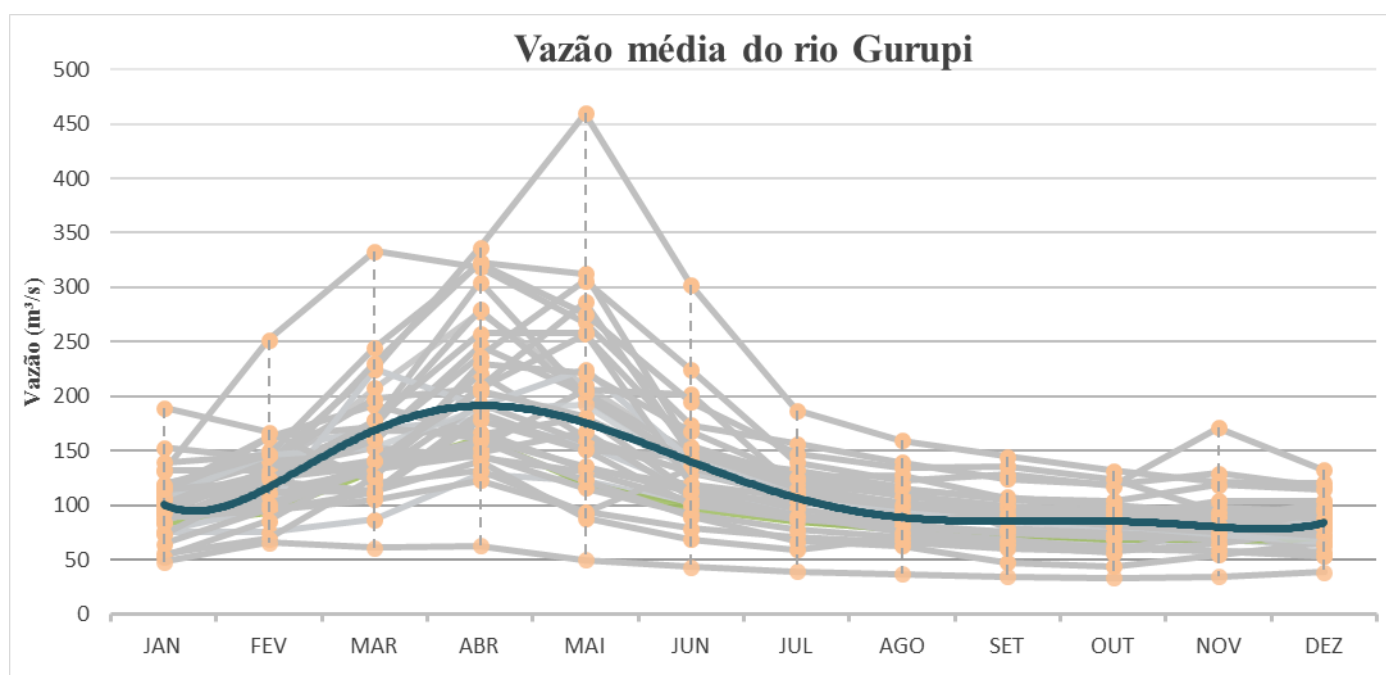


Gráfico 3.1: Vazão do rio Gurupi desde 1981.

Segundo Canales (2015), para o perfeito dimensionamento do reservatório superior, deve-se considerar as perdas por evaporação e infiltração. Deve-se levar em consideração também, visto que os reservatórios serão expostos a intempéries, o enchimento parcial do reservatório pela chuva. Os dados da quantidade de dias que chovem durante o mês também são necessários visto que a nebulosidade altera a curva de geração fotovoltaica.

Os dados de precipitação foram obtidos a partir do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), de 2000 até setembro de 2017. Visto que não há estações meteorológicas do INMET próximas à aldeia, adquiriu-se os dados pluviométricos da estação Zé Doca (MA), estação mais próxima do local. Foi utilizado também o *software* METEONORM para complementar os dados pluviométricos. Por meio do software adquiriu-se a quantidade de dias que chovem mês a mês nas localidades próximas à estação. A precipitação média de 2000 até o presente ano

(desconsiderando-se os dados de 2017 ainda não coletados) e a quantidade de dias que chove por mês estão contidos no Gráfico 3.2.

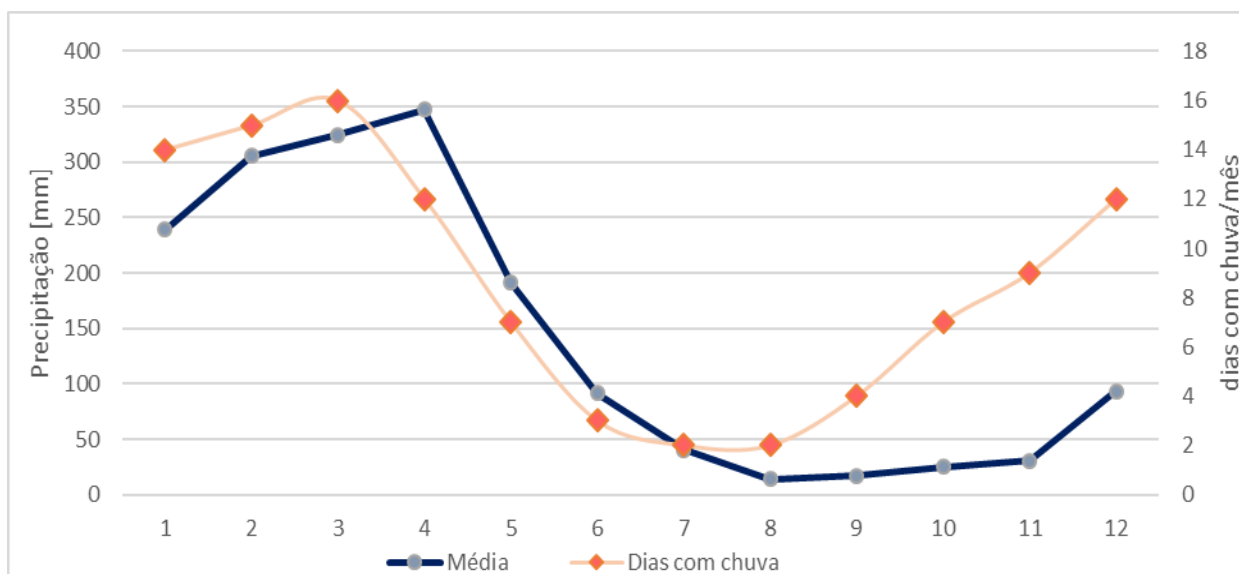


Gráfico 3.2: Precipitação anual e quantidade de dias com chuva no mês

A quantidade máxima de dias que chove é de 16 dias e a quantidade média ao longo do ano, de 8,6 dias. Visto que dificilmente ocorre chuva por vários dias contínuos e, para que o dimensionamento do reservatório não seja superdimensionado, estipulou-se que ambos armazenamentos de energia (UHER e baterias) deverão suprir no máximo a quantidade de 6 dias sem o sistema fotovoltaico.

Por fim, ainda foram realizados levantamentos dos dados de incidência solar na localidade utilizando o banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) obtidos pelo banco de dados do SWERA (Solar and Wind Resource Assessment Tool Developed) desenvolvido pelo instituto National Renewable Energy Laboratory (NREL). Optou-se por esses dados porque a incidência adquirida pelo INPE retorna os dados no local desejado, enquanto aplicativos como o METEONORM retornam apenas a incidência em locais que possuem estações meteorológicas, sendo o mais próximo à estação Zé Docas (MA).

Visto que os dados de incidência do INPE são fornecidos em kWh/m²*dia, observou-se a necessidade de se multiplicar os valores pelos dias do mês para obter a incidência média mensal na aldeia conforme indicado no Gráfico 3.3.

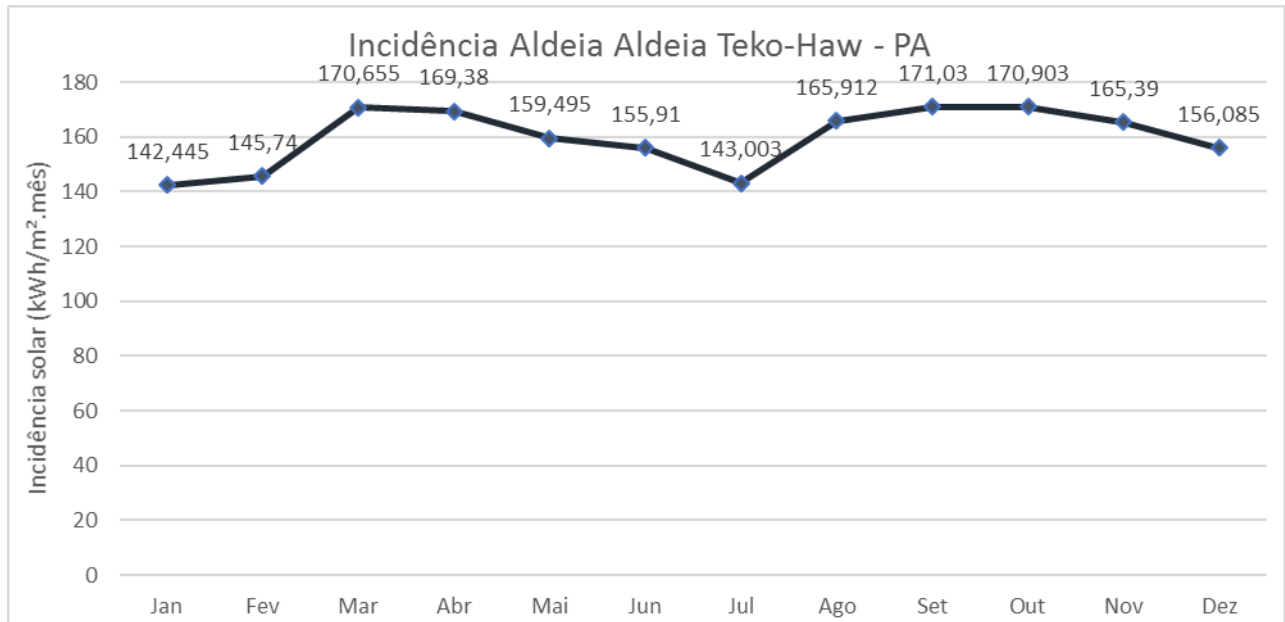


Gráfico 3.3: Incidência solar mensal na aldeia Teko-Haw

Por fim, para a comparação entre a incidência solar por hora, percebeu-se a necessidade de obter a curva de geração diária da miniusina fotovoltaica. Para isso, dois métodos foram utilizados. O primeiro foi o método de Liu-Jordan para céu-claro (KHATIB; ELMENREICH, 2015) que é dado pela seguinte equação:

$$r = \frac{G_H}{G_D} = \frac{\left(\frac{\pi}{24}\right) \cdot [\cos(\omega) - \cos(\omega_s)]}{\text{sen}(\omega_s) - \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot \omega_s}{360}\right) \cdot \cos(\omega_s)} \quad (2)$$

Em que:

- G_H : radiação solar por hora (W/m^2);
- G_D : radiação solar diária média (W/m^2);
- ω : ângulo horário (graus); e
- ω_s : ângulo horário do pôr do sol (radianos).

O ângulo horário pode ser descrito pela equação (3).

$$\omega = 15 \cdot (AST - 12) \quad (3)$$

No qual, AST é o horário aparente ou real do sol em horas, dado pelo movimento real, ou aparente, do sol conforme a Equação (4):

$$AST = LST + EoT + \left(4 \frac{\text{min}}{\text{graus}}\right) \cdot (LSMT - LOD) \quad (4)$$

Em que:

- LST: horário padrão local (horas);
- LOD: longitude (graus);
- LSMT: horário meridiano padrão local (graus); e
- EOT: equação do tempo em graus (graus).

As variáveis LSMT e EoT podem ser encontradas por meio das equações (5) e (6).

$$LSMT = 15.TZ \quad (5)$$

$$EoT = 9,87.\text{sen}(2B) - 7,53.\text{cos}(B) - 1,5.\text{sen}(B) \quad (6)$$

Em que TZ é o fuso horário do local e B é um fator, em graus, que pode ser calculado pela equação (7).

$$B = \frac{360}{365} \cdot (N - 81) \quad (7)$$

Em que N representa o dia Juliano (0 a 366).

Já o ângulo horário do pôr do sol é descrito pela equação (8).

$$\omega_s = \cos^{-1} \cdot [-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta)] \quad (8)$$

Em que ϕ representa a latitude em graus e δ é o ângulo de declinação dado pela equação de Cooper (DUFFIE; BECKMAN, 2003).

$$\delta = 23,45.\text{sen}\left[\frac{360 \cdot (284 + N)}{365}\right] \quad (9)$$

Os cálculos foram realizados utilizando a linguagem VBA na ferramenta “macro” do Excel (Apêndice 2). Considerou-se o horário do nascer do sol às 5h45 e do pôr do sol às 17h45. Os demais horários tiveram o valor zerado.

O segundo método utilizado foi por meio do banco de dados de geração diária da usina de 105,4 kWp do edifício Villa Lobos localizada no Sudoeste - DF. Os dados foram adquiridos pelo site solarweb da Fronius, marca dos inversores utilizados na usina que indicam a potência em kW a cada 15 min. Os dados de geração foram normalizados utilizando a incidência de Brasília, a taxa de desempenho do sistema (TD), a área e a eficiência do módulo, para que, em seguida fosse incluído os cálculos com os novos módulos considerados e com a irradiação solar média mensal para a localidade da comunidade (dados do INPE), para que, por fim, os dois métodos fossem comparados. Vale ressaltar, que os métodos foram calculados considerando-se o mesmo dia.

Sabe-se que a energia gerada em uma usina solar pode ser calculada por:

$$E_{Gerada} = I_D \cdot A_{\text{útil}} \cdot \eta_{\text{módulos}} \quad (10)$$

$$A_{\text{útil}} = A_{\text{módulo}} \cdot N_{\text{módulos}} \quad (11)$$

No qual:

- E_{gerada} : geração SFV (Wh);
- I_D : incidência solar diária (Wh/m²);
- $\eta_{\text{módulos}}$: rendimento dos módulos;
- $A_{\text{útil}}$: área útil do gerador fotovoltaico (m²);
- $A_{\text{módulos}}$: área útil dos módulos fotovoltaicos (m²); e
- $N_{\text{módulos}}$: número de módulos na usina fotovoltaica.

Entretanto, a incidência e a radiação solar podem ser correlacionadas pela Equação (12) (KHATIB; ELMENREICH, 2015).

$$I_D = \int_{tsr}^{tss} G_h dt \quad (12)$$

Portanto, derivando a equação (10), pode-se obter que:

$$\frac{d}{dt} E_{Gerada} = \frac{d}{dt} [I_D \cdot A_{\text{útil}} \cdot \eta_{\text{módulos}}] \quad (13)$$

$$P_{SFV} = G_D \cdot A_{\text{módulos}} \cdot \eta_{\text{módulos}} \quad (14)$$

$$G_D = \frac{P_{SFV}}{A_{\text{módulo}} \cdot N_{\text{módulos}} \cdot \eta_{\text{módulos}}} \quad (15)$$

Em que P_{SFV} é a potência do gerador fotovoltaico em W obtida pelo software Solarweb.

Na usina analisada, foram utilizados 340 módulos de 310 Wp, sendo que cada módulo possui área de 2 m² e rendimento de 16%, aproximadamente.

A radiação total do sistema obtida para ambos os métodos está conforme o Gráfico 3.4.

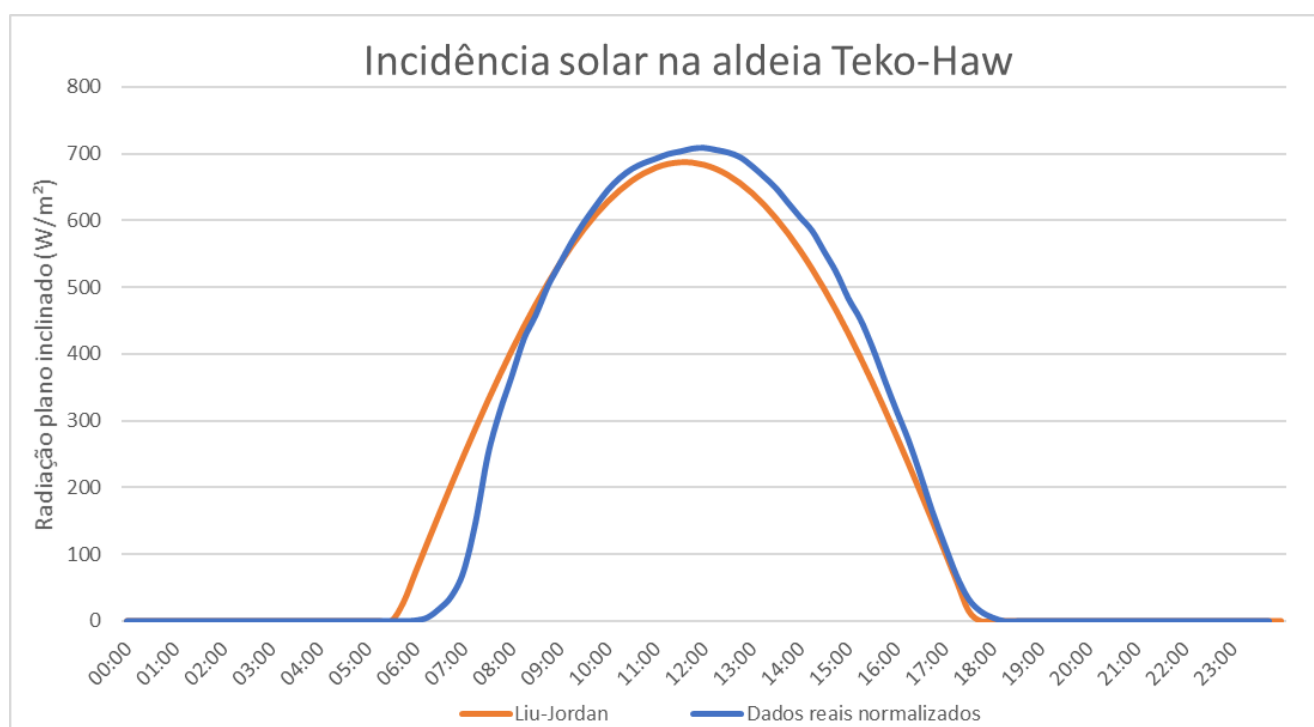


Gráfico 3.4: Comparação entre a incidência solar do método matemático e dados reais

A irradiação diária pelo método matemático e pelo método dos dados reais, considerando a mesma localidade e o mesmo dia de referência, foram de 5.245,74 Wh/m² e 5.251,63 Wh/m². Pode-se perceber que houve pouca divergência entre os resultados de incidência solar para os dois métodos abordados. Dessa forma, optou-se por utilizar os dados reais por dois motivos principais: segundo Sclar (2003), o método de Liu e Jordan, em um dia de sol claro, subestima os valores calculados, devido ao comportamento anisotrópico da irradiação difusa. Além disso, utilizar os métodos reais possibilita adquirir dados para dias nebulosos e chuvosos, análise que será de extrema importância para o dimensionamento do gerador híbrido.

Escolhido o modelo a ser utilizado, adquiriram-se os dados para os dias nublados e chuvosos e, em seguida, empregou-se o mesmo método utilizado para os dias de sol claro a fim de obter as curvas características para a localidade estudada, conforme o Gráfico 3.5.

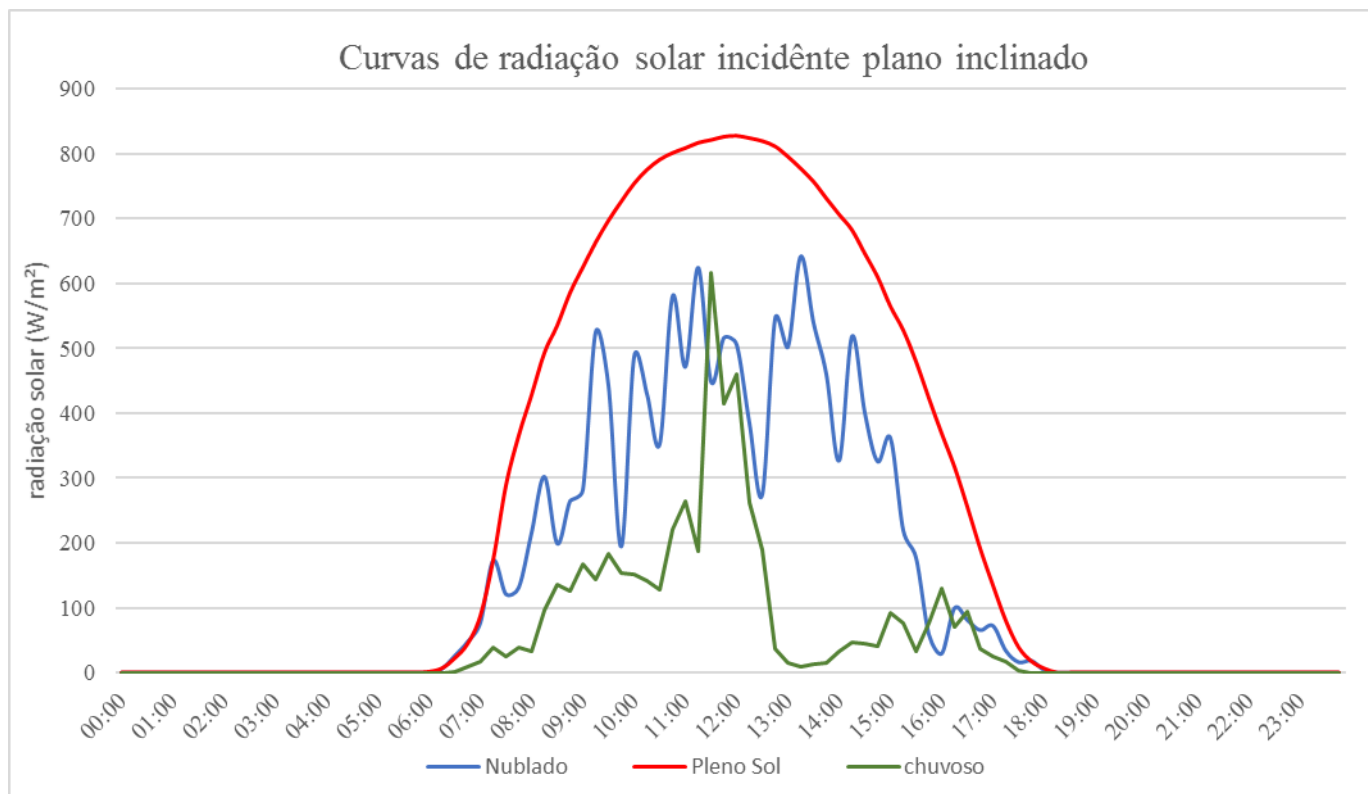


Gráfico 3.5: Comparação entre a incidência solar em um dia de sol pleno, nublado e chuvoso

Após integrar as áreas utilizando o método numérico trapezoidal, obteve-se que a irradiação diária incidente no plano inclinado em uma localidade próxima à aldeia em dia de pleno sol, nublado e chuvoso é de 5.251,63 kWh/m².dia, 2.909,91 kWh/m².dia, 1.094,06 kWh/m².dia, respectivamente. Portanto, para esse estudo, serão considerados que a geração em um dia nublado e chuvoso correspondem a 55,41% e 20,83% da geração de um dia de pleno sol.

3.2 Dimensionamento da UHER

O sistema proposto para a análise será o modo quaternário, devido a alta eficiência e maior facilidade de controle. Conforme citado no capítulo 2, a configuração quaternária possui maior rendimento do que as demais configurações. Devido à dificuldade de encontrar catálogos de geradores e turbina, será considerado nesse projeto um rendimento total para esse acoplamento de 90%. Considerou-se esse um bom valor, visto que, segundo a literatura, usinas hidrelétricas possuem eficiência maior do que 90%. Além disso, utilizando esse valor, conclui-se que a faixa de eficiência total da UHER ainda estará dentro da prevista pelo referencial teórico (70% a 85%).

Conforme descrito anteriormente, o dimensionamento de uma UHER se assemelha ao de uma PCH ou de uma CGH. Visto que a vazão bombeada depende intrinsecamente da vazão de saída do sistema, é necessário realizar primeiramente o dimensionamento do sistema de geração (gerador - turbina) para que, em seguida, haja parâmetros para o correto dimensionamento do sistema de bombeamento (motor – bomba).

A metodologia utilizada para o dimensionamento da UHER foi desenvolvida pela autora, tendo como base metodologias de dimensionamento de sistemas de bombeamento (CARVALHO, 1977), de UHEs (FILHO, 2003) além dos ajustes para as usinas hidrelétricas reversíveis (ANTAL, 2014). Os processos de dimensionamento do sistema estão contidos na Figura 3.3, e Figura 3.5.

3.2.1 Análise do sistema de geração

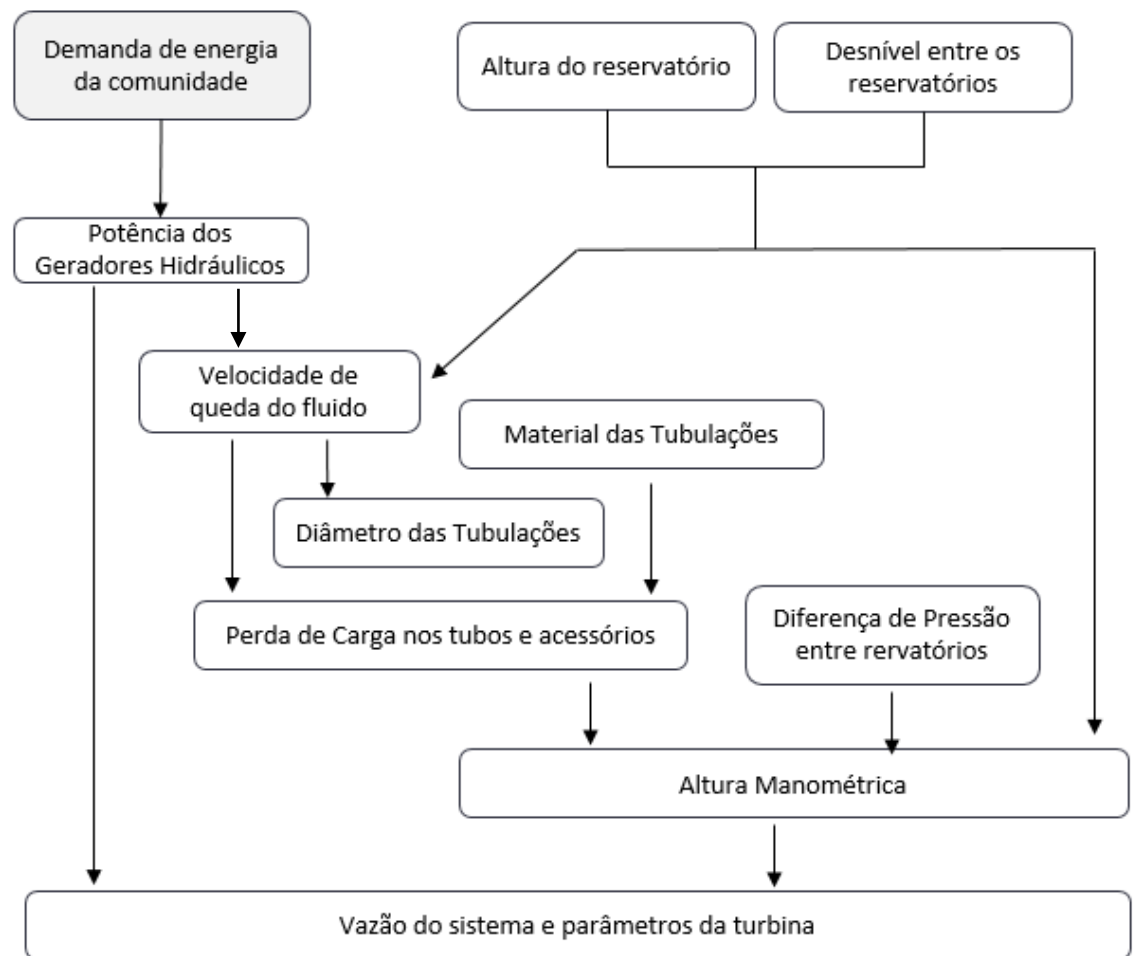


Figura 3.3: Metodologia para o dimensionamento da UHER no modo de geração

Após o levantamento da curva de carga, realizou-se a modelagem dos geradores necessários para suprir a demanda energética da comunidade isolada. Nessa etapa, foi levado em consideração um conjunto de geradores que respeitasse um bom despacho econômico e que não necessitasse de uma elevada vazão para o seu funcionamento. Utilizar um sistema com apenas um gerador tornaria o sistema inviável, visto que, para o funcionamento do gerador síncrono, há a necessidade de uma vazão praticamente constante, independentemente da carga solicitada. Portanto, o gerador necessitaria de uma elevada vazão durante todo o período de funcionamento. Essa vazão precisaria ser compensada com o aumento da potência do motor para o bombeamento, o que interferiria no aumento da potência do gerador fotovoltaico, aumentando demasiadamente os custos de instalação.

A altura do reservatório foi estipulada a partir das condições topográficas. Já o desnível precisa ser suficiente para que a força gravitacional atue sobre o fluido de forma que ele tenha energia cinética suficiente para girar a turbina na rotação síncrona, mesmo quando o reservatório estiver com o volume mínimo. Para tal, foi necessário primeiramente calcular a velocidade de queda d'água.

Sabe-se que a vazão permanece constante ao fluir por um duto. Portanto, pela conservação de massa, obtém-se, a partir da Equação (16), a Equação (17).

$$Q_s = A_s \cdot v_s = Q_i \quad (16)$$

$$A_s \cdot v_s = A_i \cdot v_i \quad (17)$$

Em que:

- Q_s : vazão de saída do reservatório superior (m^3/s);
- Q_i : vazão de entrada no reservatório inferior (m^3/s);
- A_s : área do ducto de saída do reservatório superior (m^2);
- A_i : área do ducto de que entra no reservatório inferior (m^2);
- v_s : velocidade do escoamento de saída do reservatório superior (m/s); e
- v_i : velocidade do escoamento de entrada no reservatório inferior (m/s).

A partir daqui, serão referenciados a letra “s” para parâmetros do duto de saída do reservatório superior e “i” para o duto de entrada do reservatório inferior.

Por meio da equação de Bernoulli (19), levando em consideração que ambos os reservatórios estão expostos à pressão atmosférica (18) e que, para simplicidade de cálculo, a velocidade do reservatório superior é nula devido a sua vasta área, pode-se obter a velocidade de queda do fluido pela Equação (21):

$$P_s = P_i = P_a \quad (18)$$

$$\frac{P_s}{\rho \cdot g} + \frac{1}{2 \cdot g} \cdot v_s^2 + z_s = \frac{P_i}{\rho \cdot g} + \frac{1}{2 \cdot g} \cdot v_i^2 + z_i \quad (19)$$

$$z_s = \frac{1}{2 \cdot g} \cdot v_i^2 \quad (20)$$

$$v_i = \sqrt{2 \cdot g \cdot h} \quad (21)$$

Onde:

- P: pressão (Pa);
- ρ : densidade específica da água (kg/m³);
- g: gravidade (m/s²);
- z: altura do reservatório inferior (m); e
- h: diferença de altura entre o reservatório superior e inferior (m).

Percebe-se, portanto, que a velocidade de queda de um fluido é igual à equação de Torricelli.

O diâmetro das tubulações de recalque foi estipulado pelo método de diâmetro econômico que calcula o melhor valor de diâmetro para um baixo custo operacional e baixo investimento (fatores que são inversamente proporcionais). Dentre as formas para se calcular o diâmetro econômico, escolheu-se a fórmula de Besse representada pela Equação (22).

$$D = k \cdot \sqrt{Q} \quad (22)$$

Em que k é um coeficiente variável em função dos custos de investimento e operação e varia de 0,8 a 1,3 e D o diâmetro do reservatório em metros. Quando o diâmetro econômico calculado não coincidir com o diâmetro comercial, deve-se admitir um valor superior para a linha de sucção e um valor imediatamente inferior para a linha de recalque (CARVALHO, 1977). Entretanto, visto que na UHER o sistema de bombeamento não funcionará junto com o sistema

de geração, pois haveria perdas desnecessárias de energia, será considerado apenas um ducto conforme ilustrado na Figura 2.9.

Após estipular o diâmetro, calcularam-se as perdas de carga na tubulação. Segundo Filho (2003), as perdas referentes à turbina estão contidas indiretamente nos cálculos devido a eficiência da turbina. Dessa forma, deve-se considerar no dimensionamento as perdas pertinentes a equipamentos incluídos na tubulação (perda localizada) e a perda ao longo da tubulação (distribuída). Por causa da distância entre o reservatório superior e o inferior ser muito grande, a perda de carga nesse trajeto será muito maior do que a perda localizada nas curvas da tubulação. Portanto, considerou-se nesse estudo apenas a perda distribuída. Para tal, foi necessário primeiramente calcular o número de Reynolds (23) que correlaciona o comportamento viscosos dos fluidos e o fator de atrito que estabelece o efeito da rugosidade do material sobre o fluido (WHITE, 2017).

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu} \quad (23)$$

No qual Re é o número de Reynolds; v é a velocidade do escoamento em m/s; e ν é a viscosidade cinemática do fluido [m²/s].

Em seguida, determinou-se o fator de rugosidade relativa que pode ser encontrado pela Equação (24).

$$Fr = \frac{\varepsilon}{D} \quad (24)$$

Em que ε é a rugosidade do material da tubulação e D o diâmetro da tubulação, ambos em mm.

O fator de atrito foi determinado pelo diagrama de Moody, mostrado na Figura 3.4.

A perda de carga é, então, encontrada a partir da Equação (25).

$$Lw = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (25)$$

Em que:

- Lw : é a perda de carga ao longo do comprimento do ducto (m);
- f : fator de atrito;
- L : comprimento do ducto (m).

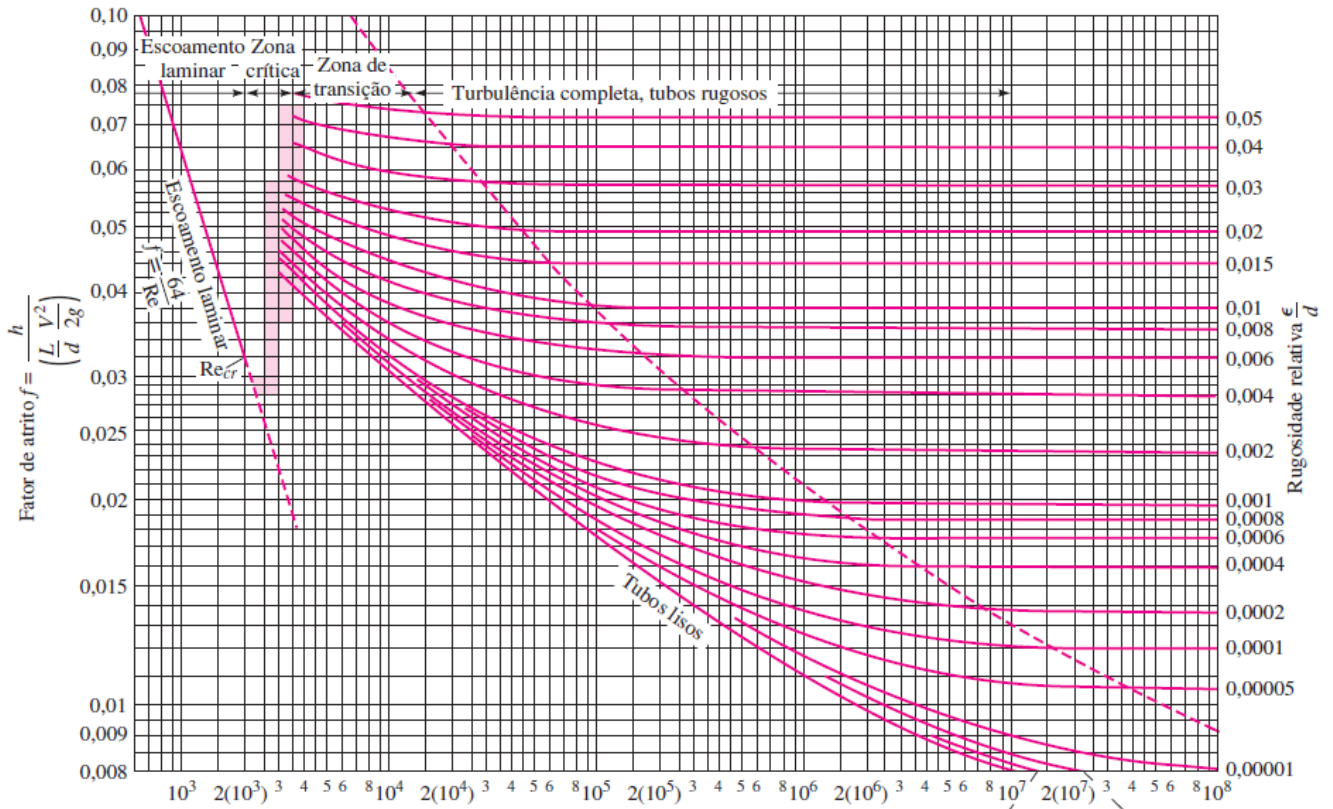


Figura 3.4: Diagrama de Moody
 Fonte: Mecânica dos Fluidos (WHITE, 2011)

Após realizar o cálculo da altura manométrica, calculou-se a vazão necessária para a potência nominal do gerador elétrico, descrita pela Equação (26).

$$Q_{turbina} = \frac{P_{gerador}}{\rho \cdot g \cdot H_{man} \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{gerador}} \quad (26)$$

Em que H_{man} é a altura manométrica do sistema sendo obtida pela Equação (27).

$$H_{man} = Lw - h \quad (27)$$

O volume de saída do reservatório superior pode ser encontrado pela equação (28).

$$Q = \frac{V}{t} \quad (28)$$

Em que t é o tempo que o gerador fica ligado em horas.

Para o melhor despacho do sistema, foi necessário fazer um estudo da quantidade de geradores que ficariam ligados por hora para atender à demanda da carga em dois casos distintos: quando os geradores funcionam apenas no período noturno e de madrugada (para aqueles dias em que o SFV funciona normalmente) e para os dias que, por algum motivo o SFV não funciona de forma que toda a demanda da comunidade tenha de ser suprida pelo gerador hidráulico. Nesses dias, a UHER funcionaria durante 24 h.

Ao analisar a energia fornecida ao sistema nesses dois casos, pode-se obter a vazão total diária de saída do reservatório superior, obtendo, por fim, insumos suficientes para dimensionar o sistema de bombeamento da usina.

3.2.2 Análise do sistema de bombeamento

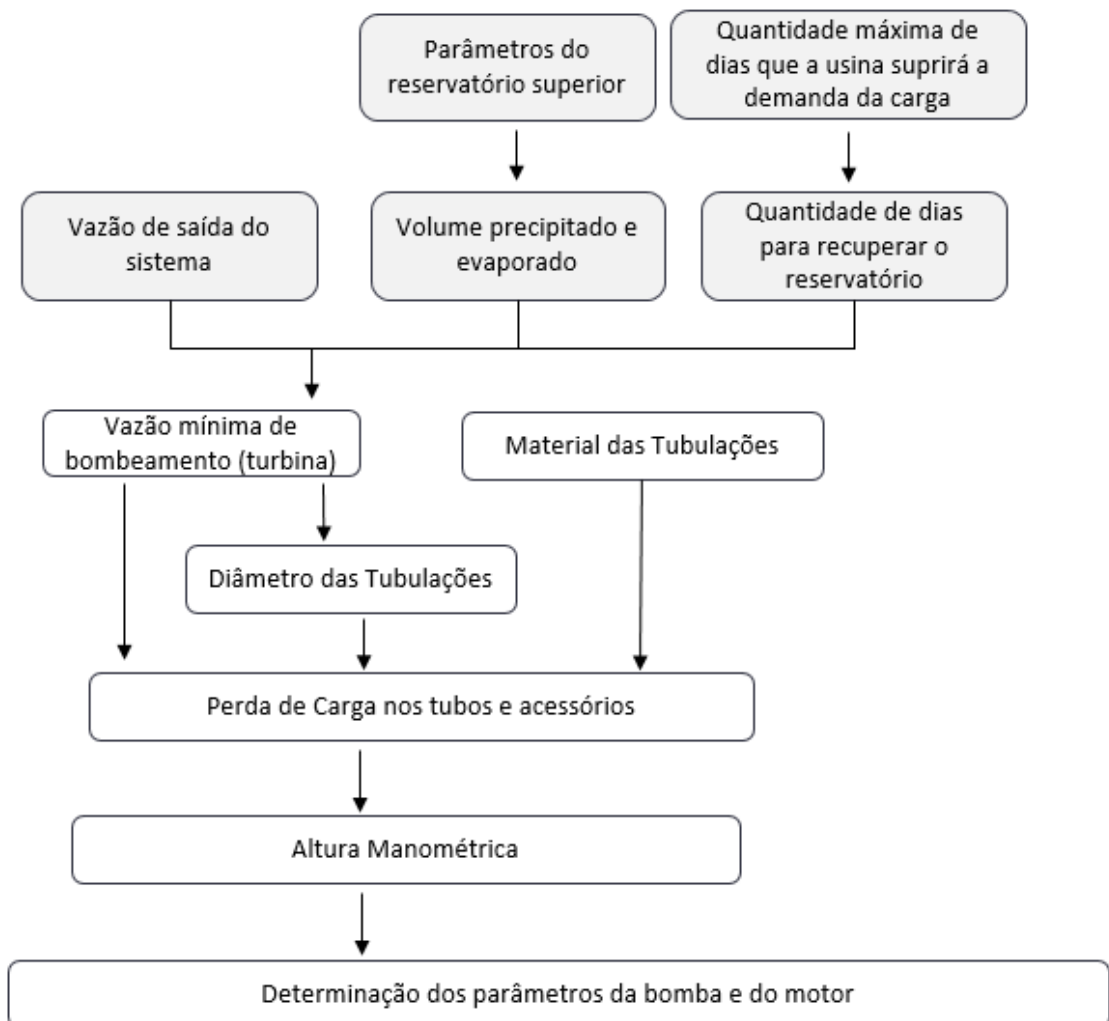


Figura 3.5: Metodologia para o dimensionamento da UHER modo bombeamento

A Figura 3.5 indica a metodologia realizada para o dimensionamento do sistema de bombeamento da UHER.

Para calcular a vazão a ser bombeada, foi necessário adquirir os seguintes dados: vazão de saída, perdas por evaporação e volume precipitado. Os dados de precipitação foram obtidos pelo software METEONORM, enquanto os dados de evaporação, por meio de estudos do ONS que indicam que no período de 1974 a 1988, na usina de Petrolina (PE), houve uma evaporação média de 3.151 mm ao ano (ONS, 2004). Ainda segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (2004), locais com características fisioclimáticas semelhantes apresentaram similaridade nos dados de evaporação dos reservatórios, fato certificado no Nordeste brasileiro. Apesar de a aldeia estar localizada no Pará, vale ressaltar que ela está as margens do rio que faz divisa com o Maranhão. Dessa forma, achou-se extremamente válido utilizar esses dados para análise de evaporação.

O cálculo de evaporação é similar ao de pluviosidade. Esses dados comumente são apresentados em mm que representam a altura evaporada ou precipitada para uma área de 1 m². Portanto, para descobrir o volume precipitado e evaporado, tornou-se necessário descobrir a área do reservatório superior.

Segundo Antal (2014), uma forma simplificada de se calcular o volume de um reservatório é descrito na Equação (29).

$$V_s = \frac{976.P_{UHER}.t_{descarregamento}}{H_{man}^g . \eta_{total}} \quad (29)$$

Em que P_{UHER} é a capacidade da planta em MW; $t_{descarregamento}$ é o tempo requerido de armazenamento para suprir a carga (horas); h é a altura manométrica na configuração de geração (m); e η_{total} é o rendimento total do sistema; e V_s é o volume dado em acre-pé. Portanto, após a conversão para o sistema internacional de unidades (SI), obteve-se a Equação (30):

$$V = \frac{367.P.t_s}{H_{man}^g . \eta_{total}} \quad (30)$$

Em que o volume está em m³ e a potência em kW.

Achado o volume total do reservatório, estipulou-se um período de 45 dias para o pleno enchimento do mesmo, devido as questões pluviológicas da localidade previamente citadas.

Feitas essas determinações, calculou-se pela Equação (31) o volume gasto por dia, incluindo o volume a ser adicionado caso o reservatório estivesse vazio.

$$V_{bombeamento} = \frac{V_{semSFV}}{45} + V_{geração} + V_{evaporado} - V_{precipitado} \quad (31)$$

Em que V_{semSFV} é o volume gasto durante os 6 dias em que o SFV não estará fornecendo energia ao sistema; $V_{geração}$ é o volume gasto para alimentar a comunidade pelo gerador hidráulico no período usual (madrugada e de noite) quando o SFV está operante; $V_{evaporado}$ é o volume diário evaporado; e $V_{precipitado}$ é o volume adicionado pelas chuvas. Para esses últimos dois parâmetros, dividiu-se os dados para corresponder ao valor diário, já que os valores foram obtidos mensalmente e anualmente, respectivamente.

Escolheu-se o mesmo material utilizado para o duto hidráulico utilizado no modo de geração da UHER. Em seguida, utilizou-se o mesmo processo realizado no modo de geração da usina para o dimensionamento do diâmetro do ducto, perdas de carga e altura manométrica. Ao obter esses dados, pode-se calcular a potência do motor acoplado à bomba pela seguinte equação:

$$P_{motor} = \frac{Q_{bomba} \cdot \rho \cdot g \cdot H_{man}}{\eta_{motor} \eta_{bomba}} \quad (32)$$

Para o correto dimensionamento da bomba é necessário que os parâmetros de rotação de ambas sejam similares. Portanto, foi necessário um dimensionamento específico para o motor. A velocidade síncrona do motor é determinada pela Equação (33).

$$n_s = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (33)$$

Em que f é a frequência síncrona, 60 Hz; p é o número de polos; e n_s é a velocidade síncrona. Porém, visto que para o bombeamento escolheu-se um motor de indução e que, para essa máquina a velocidade síncrona é diferente da velocidade do rotor, ainda se fez necessário calcular o escorregamento da máquina dado pela Equação (34).

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (34)$$

Adquirindo-se os dados, pode-se realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

3.3 Dimensionamento do SFV

Para calcular a potência do sistema fotovoltaico, foi necessário realizar um balanço de energia representado pela Equação (35).

$$E_{FV} = C_{aldeia} + \frac{E_{UHER}^{bomba}}{\eta_{total}} \quad (35)$$

Em que:

- E_{FV} : é a geração do sistema fotovoltaico (kVAh);
- C_{aldeia} : é o consumo da aldeia (kVAh); e
- E_{UHER} : energia requerida pelas bombas (kVAh).

Obtendo a energia aproximada para a geração fotovoltaica, com a Equação (10) adquiriu-se a quantidade aproximada de módulos necessários para compor a miniusina FV. Utilizou-se em seguida o software PVSOL para o dimensionamento do sistema. Após realizar a simulação, pode-se comparar e ajustar os valores para suprir a demanda da comunidade e o sistema de bombeamento da UHER.

Para o dimensionamento das strings, escolheu-se, primeiramente, os inversores a serem utilizados e estipulou-se a faixa de temperatura de operação dos inversores de -10° a 50° . Dessa forma, calculou-se as novas tensões dos módulos fotovoltaicos utilizando as equações (36) e (37).

$$V_{mp}(T) = V_{mp}^{STC} \cdot (1 + \gamma(T - 25)) \quad (36)$$

$$V_{CA}(T) = V_{CA}^{STC} \cdot (1 + \beta(T - 25)) \quad (37)$$

Em que V_{CA} e V_{MP} são as tensões de circuito aberto e máxima potência dos módulos fotovoltaicos em volts, V_{MP}^{STC} e V_{CA}^{STC} as tensões padrões STC fornecidas pelo fabricante em volts e γ e β os coeficientes de temperatura e máxima potência dos módulos FV em $\%/^{\circ}C$.

A quantidade de módulos por string foi estipulada de forma que a tensão das strings estivesse na faixa de tensão MPPT determinada pelo fabricante, conforme a Equação (38).

$$\frac{V_{MPPT}^{\min}}{V_{ca}^{\max}} \leq N_{série} \leq \frac{V_{MPPT}^{\max}}{V_{ca}^{\min}} \quad (38)$$

Em que V_{MPPT}^{\max} e V_{MPPT}^{\min} são a tensão máxima e mínima admitida na entrada do MPPT *tracker* do inversor e V_{ca}^{\max} e V_{ca}^{\min} as tensões de circuito aberto máxima e mínima do módulo FV, respectivamente.

Por fim, escolheu-se a configuração dos inversores levando em consideração a corrente máxima de entrada no equipamento e o fator de dimensionamento do inversor (FDI) que estipula a razão entre a potência dos módulos fotovoltaicos e a potência dos inversores. O FDI deve estar entre 0,75 e 1,05 (CRESESB, 2014).

3.3.1 Dimensionamento SFV *off-grid*

O dimensionamento do sistema fotovoltaico *off-grid* foi realizado separadamente aos demais. Como é objetivo deste documento a análise entre o armazenamento de bateria com o bombeamento reversível, utilizou-se a mesma quantidade de dias estipulada para a UHER em que o banco de baterias deve suprir a demanda da aldeia sem o gerador fotovoltaico.

Dessa forma, a energia a ser armazenada no banco de bateria é igual ao produto do consumo diário da comunidade pela quantidade de dias estipulado:

$$E_A = \frac{E_C \cdot n_d}{P_d} \quad (39)$$

Em que E_A é a energia armazenada nas baterias; E_C é o consumo da comunidade em kVAh; n_d é o número de dias que as baterias irão alimentar o sistema; e P_d a profundidade de descarga da bateria.

A capacidade do banco de baterias é determinada pela Equação (40).

$$C_{banco} = \frac{E_A}{V_{banco}} \quad (40)$$

Em que C_{banco} é a capacidade do banco de baterias e V_{banco} é a tensão do banco de baterias que é determinado pela tensão de entrada do inversor de bateria (ou inversor de onda senoidal) selecionado.

A quantidade de baterias necessárias para alimentar o sistema foi determinada a partir do dimensionamento do número de baterias em série e em paralelo do sistema

$$N_{séries} = \frac{V_{inversor}}{V_{bateria}} \quad (41)$$

$$N_{paralelo} = \frac{C_{banco}}{C_{bateriao}} \quad (42)$$

Por fim, determinou-se o número de módulos necessários utilizando a seguinte Equação (43).

$$N_{mód_FV} = \frac{E_C}{E_{mod} \cdot TD} \quad (43)$$

Em que E_{mod} é a energia produzida por um módulo fotovoltaico, dada pela Equação (10) e TD é a taxa de desempenho do gerador fotovoltaico.

Como este trabalho não tem o intuito de avaliar a melhor configuração de baterias, apesar de haver outras baterias mais robustas e com maior profundidade de descargas, serão consideradas as baterias de chumbo-ácido na comparação do projeto, visto que esta é a mais recorrente em instalações fotovoltaicas Off-Grid.

Após dimensionar ambos sistemas, pode-se calcular economicamente a implementação dos dois geradores na comunidade isolada.

3.4 Análise econômica

A análise econômica foi a última parte realizada do projeto. Após o dimensionamento de ambos sistemas, a quantidade dos principais componentes da usina híbrida e do SFV *off-grid* foram obtidos. Avaliou-se, em seguida, o custo total da instalação e o custo de operação e manutenção (O&M) necessário para manter a usina em pleno funcionamento.

O valor orçamentário da minigerador fotovoltaico foi obtido por meio da pesquisa realizada pelo Instituto Ideal. Segundo o Instituto Ideal (2016), em 2016 o preço dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede era de aproximadamente 5,57 R\$/Wp, sendo que o percentual do custo da instalação segue conforme a Figura 3.6.

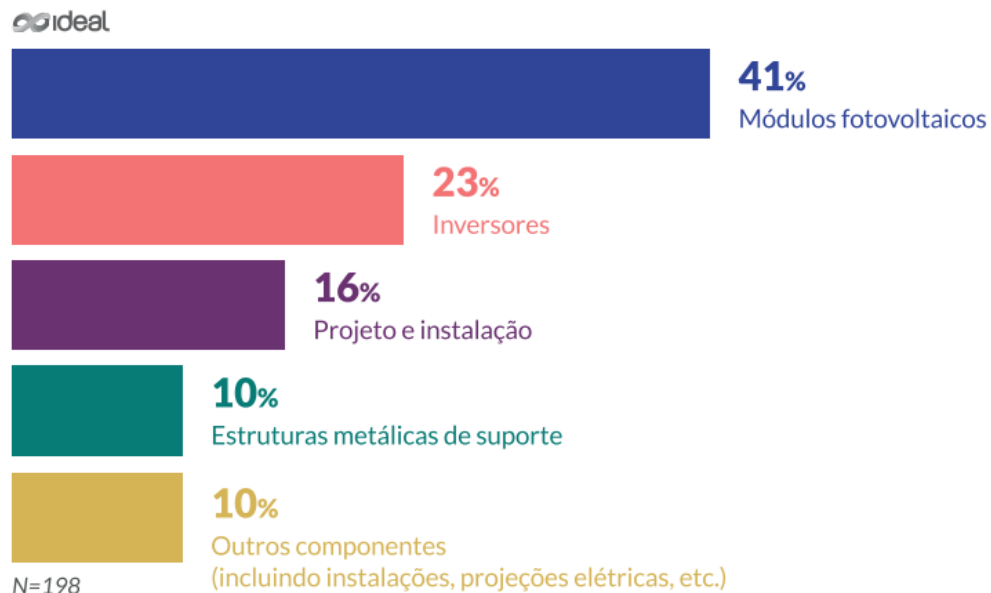


Figura 3.6: Custo percentual da usina fotovoltaica

Fonte: (IDEAL, 2016)

Já os custos percentuais da UHER e do armazenamento de energia por baterias foram obtidos por meio do relatório de custos de geradores de energia (NREL, 2012). Os percentuais de custos podem ser observados pela Figura 3.7 e pela Figura 3.8.

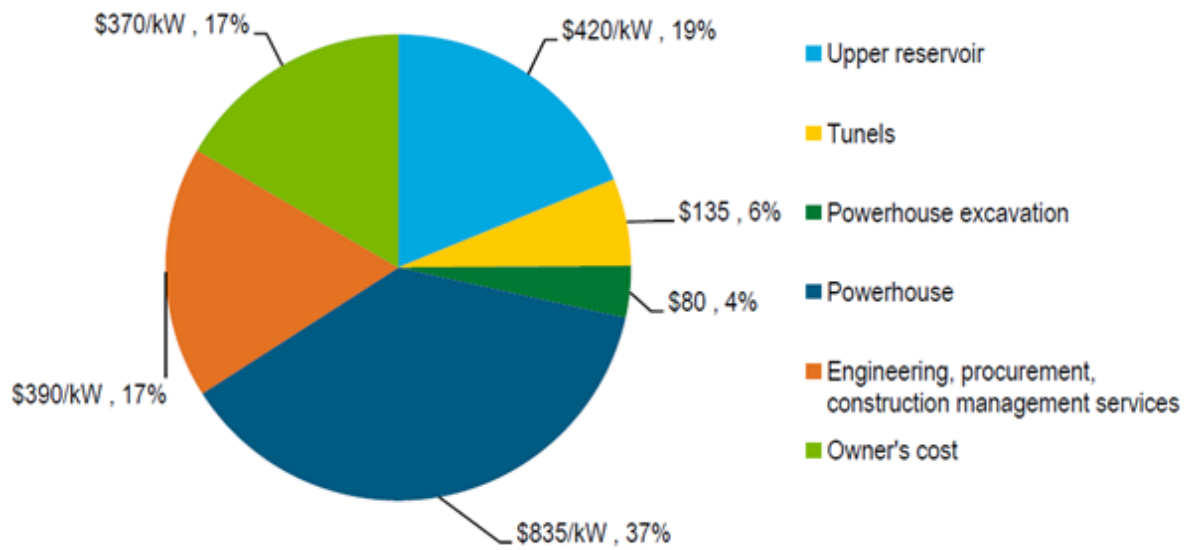


Figura 3.7: Custo percentual da usina hidráulica reversível

Fonte: (NREL, 2012)

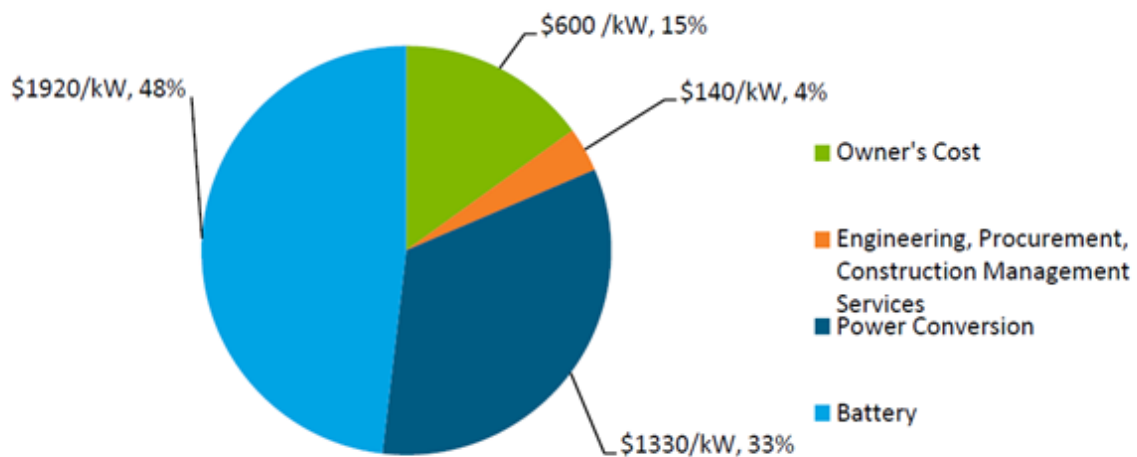


Figura 3.8: Custo percentual de armazenamento por energia elétrica

Fonte: (NREL, 2012)

Para a previsão de custo da UHER, foi realizado um orçamento na empresa WEG de geradores hidráulicos, e, em seguida, atribuiu-se o balanço dos percentuais adquiridos do relatório de custo do NREL. Já estimar o custo do SFV *off-grid* se mostrou bastante exaustivo, devido a falta e divergência da literatura quanto a esse valor. Portanto, a priori, utilizou-se o valor médio das pesquisas realizadas pelo IEA (2014).

Para o gerador fotovoltaico *off-grid*, considerou-se os gastos de O&M igual a zero. De acordo com Canales (2015), os gastos de operação e manutenção de uma usina hidrelétrica reversível é similar à uma CGH. Para uma central geradora hidrelétrica isolada, os custos de operação e

manutenção podem ser realizados pelos próprios moradores da comunidade e pode-se pagar a esses moradores um salário mínimo como ajuda de custo (FILHO, 2008).

O método utilizado para comparação entre os dois fluxos de caixa foi por meio do cálculo do valor presente dos desembolsos utilizando a Equação (44) (Camargo, 1998).

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (44)$$

O segundo método utilizado foi em avaliar o *payback* descontado (CAMARGO, 1998). Para tal, deduziu-se o fluxo de caixa da usina reversível do fluxo de caixa do sistema fotovoltaico *off-grid*. Em seguida, considerou-se sobre esse novo fluxo de caixa, o valor presente e, por fim, utilizou-se o valor acumulado para avaliação do *payback*. Camargo (1998) ainda ressalta que essa técnica, diferentemente do *payback* comum, leva em consideração os juros ano a ano, e o valor temporal do dinheiro, fatores demasiadamente importantes para este trabalho.

O valor de juros utilizado para a realização do cálculo econômico foi estipulado tomando como referência a taxa básica de juros (SELIC) do presente ano (7,5%).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos da simulação realizada tendo como estudo de caso a aldeia Teko-Haw, a fim de verificar a viabilidade técnica e financeira do gerador híbrido estudado.

4.1 Consumo aldeia

Atualmente, as cargas instaladas na comunidade estão descritas na Tabela 4.1.

Equipamento	Potência Unitária (W) ³	Quantidade
[1] ⁴	150	15 no total
[2]	60	3 por casa
[3]	50	1 no total
[4]	250	1 por casa
[5]	40	1 por casa
[6]	750	1 por casa
[7]	100	1 por casa
[8]	735,5 (1 CV)	1 no total

Tabela 4.1: Potência unitária por equipamento

O consumo total da aldeia foi definido a partir da quantidade de horas que os equipamentos ficam ligados e da potência aparente total em kVA, conforme a Tabela 4.2.

³ As potências dos equipamentos foram obtidas a partir do site do PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) e da norma ND-5.1 e ND-3.4 da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais S.A.).

⁴ A lâmpada considerada foi a de vapor metálico – ovóide com fator de potência $\geq 0,92$ segundo a norma da CEMIG ND-3.4 – Projeto de Iluminação Pública.

Equipamento	Pot. Total (kW)	FP ⁵	Pot. Total (kVA)	Tempo de utilização (h)	Consumo diário (kVAh)
1	2,25	0,92	2,45	12	29,3
2	10,62	1,00	10,62	5	53,1
3	0,05	0,92	0,05	4	0,2
4	14,75	0,92	16,03	12 ⁶	192,4
5	2,36	0,98	180,61	1	2,4
6	44,25	0,60	73,75	1	73,8
7	5,9	0,80	7,38	3	22,1
8	0,7355	0,80	0,92	3	2,8
Total	80,92 kW		113,61 kVA		376,10 kVAh
Média por casa	1,37 kW		1,93 kVA		6,37 kVAh

Tabela 4.2: Consumo por equipamento

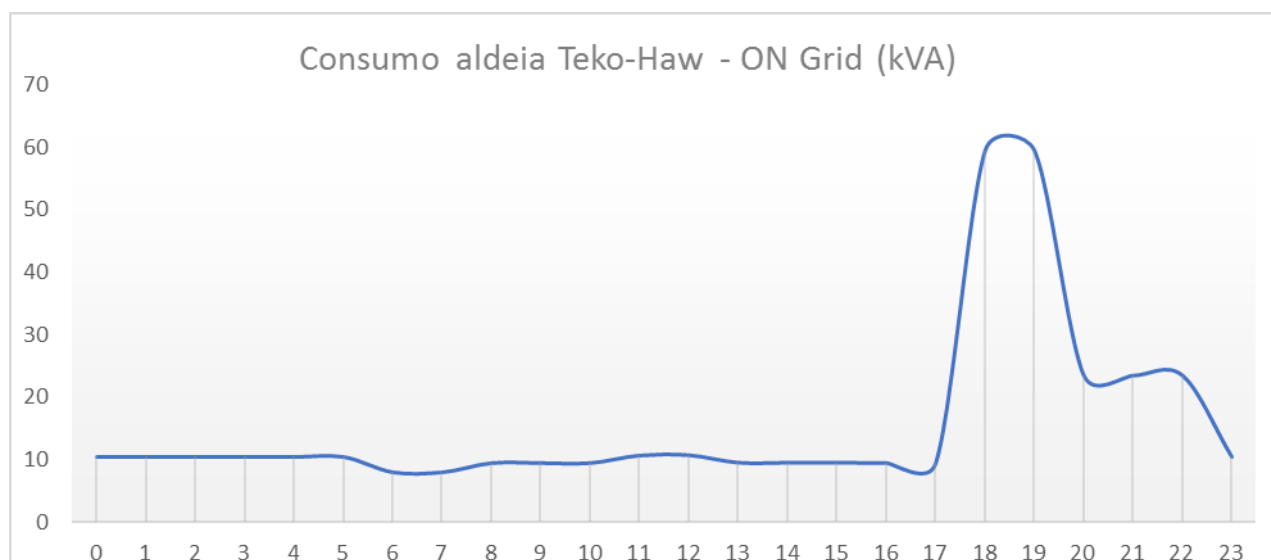


Gráfico 4.1: Consumo da aldeia Teko-Haw

Conforme ilustrado no Gráfico 3.4, o horário do nascer é, aproximadamente, às 6 h e o do pôr do sol, às 18 h. Visto que o sistema será implantado em uma área perto do equador, esses horários não sofrerão grandes alterações. Dessa forma a premissa considerada para geração em um dia de sol pleno foi conforme a Tabela 4.3.

⁵ O fator de potência foi obtido a partir de um estudo de levantamento de carga em uma residência pequena (RIOS et al., 2014). Atribuiu-se o valor de 0,92 aos equipamentos para os quais não se encontrou FP.

⁶ O período estipulado para o tempo de utilização da geladeira refere-se ao período em que o seu compressor fica ligado para manter o interior congelado. O parâmetro utilizado de liga/desliga foi de 15min para 15min.

Horário	Usina em funcionamento
0 h às 6 h	UHER
6 h às 18 h	Fotovoltaica
18 h às 24 h	UHER

Tabela 4.3: Horário de funcionamento da UFV e UHER

4.2 Análise topográfica e cenário de geração - UHER

As máquinas elétricas consideradas para o estudo foram as de indução para o bombeamento e as síncronas para geração elétrica. Dessa forma, é importante ressaltar que, apesar de não ter sido projetado, considerou-se neste estudo um sistema de controle e automação para o ajuste da vazão de saída do reservatório superior, válvulas de retenção para evitar o escoamento de retorno quando uma das bombas estiverem desligadas, provendo, assim, a escolha do gerador e da bomba que funcionarão, dependendo da necessidade.

Em um dia usual, em que o gerador fotovoltaico está funcionando, há três momentos distintos na geração: o primeiro é durante a maior parte do dia quando a demanda é praticamente constante das 0 h às 17 h, o segundo é quando ocorre com um pico das 18 h às 19 h e o terceiro momento ocorre das 20 h às 22 h, quando a demanda do sistema é praticamente a metade da demanda das 18 h às 19 h, conforme ilustrado no Gráfico 4.1. Para suprir essa demanda, após diversas análises de potência e vazão dos geradores, concluiu-se que a melhor configuração seria com os seguintes geradores detalhados na Tabela 4.4.

Gerador	Potência aparente (kVA)	FP	Potência ativa (kW)
Gerador 1	36	0,8	28,8
Gerador 2	12,5	0,8	10,0
Gerador 3	12,5	0,8	10,0

Tabela 4.4: Potência ativa e aparente dos geradores hidráulicos

O gerador 1 estará continuamente ligado, já o gerador 2 será acionado das 18 h às 22 h e o gerador 3 será ligado apenas no horário em que há um pico de energia (18 h às 19 h).

O perfil das curvas de geração e consumo são conforme o Gráfico 4.2.

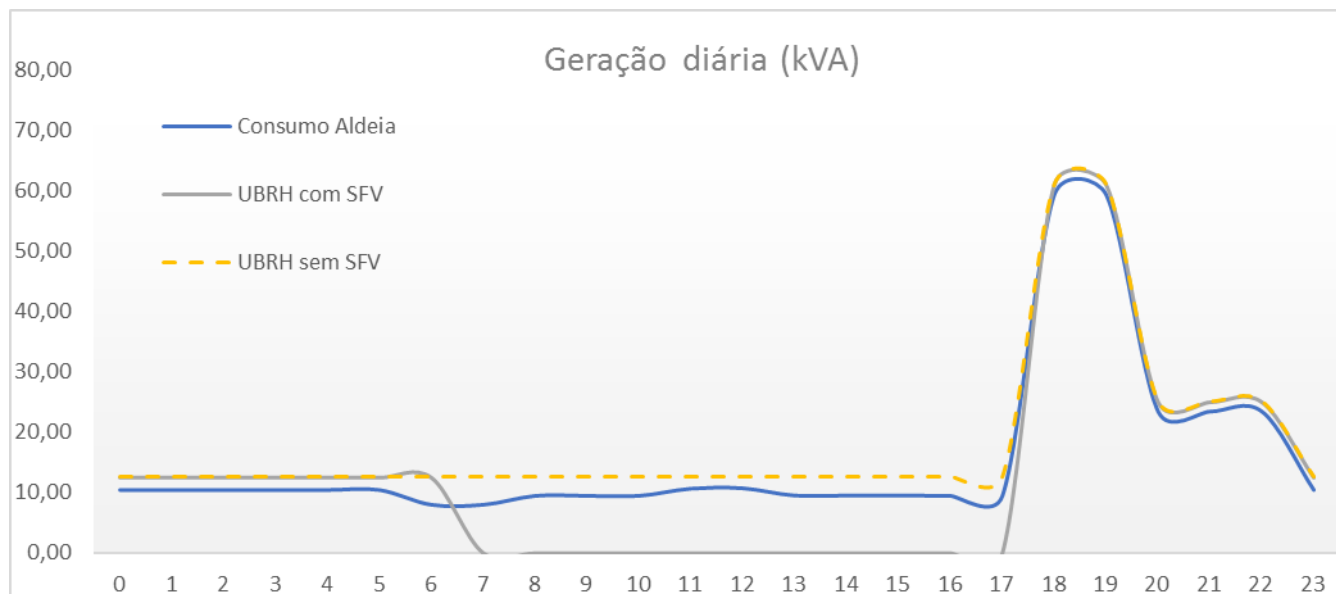


Gráfico 4.2: Geração usina hidrelétrica reversível

A análise de vazão foi realizada para cada gerador selecionado utilizando a eficiência do acoplamento gerador-turbina de 90%, conforme explanado no capítulo 3, e a Equação (22) para determinação do diâmetro econômico, para um k igual a 1,0 (valor usual), obteve-se, a priori, desconsiderando-se as perdas de carga, que a vazão e a velocidade necessária para o funcionamento dos geradores é conforme a Tabela 4.5.

Nessa etapa, o estudo topográfico se mostrou de grande importância visto que a diferença de altura entre os reservatórios determinará a velocidade máxima do fluido. Utilizando a Equação (21), determinaram-se as velocidades de escoamento para altura mínima do reservatório, conforme a Tabela 4.6.

Altura [m]	Potência do gerador [kW]	Vazão [m ³ /s]	Vazão total [m ³ /s]	Diâmetro econômico [m]	Diâmetro comercial [cm] ⁷	Velocidade do fluido [m/s]
30	28,8	0,109				
30	10,0	0,038	0,184	0,429	40	1,466
30	10,0	0,038				
25	28,8	0,130				
25	10,0	0,045	0,221	0,470	40	1,759
25	10,0	0,045				
20	28,8	0,163				
20	10,0	0,057	0,276	0,526	50	1,408
20	10,0	0,057				
15	28,8	0,217				
15	10,0	0,076	0,368	0,607	50	1,303
15	10,0	0,076				
10	28,8	0,326				
10	10,0	0,113	0,553	0,743	65	1,436
10	10,0	0,113				
5	28,8	0,652				
5	10,0	0,227	1,105	1,041	100	1,408
5	10,0	0,227				

Tabela 4.5: Diâmetro econômico das tubulações

Altura (m)	Distância (m)	Velocidade de queda (m/s ²)
30	830	24,26
25	630	22,15
20	600	19,81
15	520	17,16
10	450	14,01
5	390	9,90

Tabela 4.6: Velocidade do fluido para as diferenças de altura entre o reservatório superior e inferior

Nota-se, portanto, que uma altura de 5 m é suficiente para atender os 3 geradores operando normalmente desde que o diâmetro utilizado proporcione uma alta vazão. Entretanto, pode-se analisar pela Tabela 4.6 que a distância entre a faixa de altura de 5 e de 10 metros é mínima comparada à distância total. Portanto, levando em consideração que a velocidade de queda do

⁷ O material utilizado para o duto foi de cimento alisado. Considerou-se, entretanto, por falta de literatura, que o diâmetro comercial para esse material é o mesmo do diâmetro comercial de aço galvanizado conforme a norma NBR 5590/2015 da ABNT.

fluido ainda irá diminuir quando adicionadas as perdas de carga, pressupõe-se que a altura de 10 metros é adequada para o estudo do projeto, dando a possibilidade, assim, de futuramente haver um aumento de carga sem a necessidade de deslocamento do reservatório ou alteração do diâmetro da tubulação, lembrando, é claro, que novos geradores teriam de ser incluídos no projeto ou seria necessária a troca dos geradores atuais por geradores de maior potência.

As perdas distribuídas foram calculadas a fim de determinar a altura manométrica do sistema. O material escolhido para a tubulação foi o cimento alisado, pois aços podem enferrujar vez que a tubulação estará exposta a intempéries. Considerou-se a vazão de queda contínua ao longo da tubulação igual à vazão necessária pelos geradores. Para os parâmetros escolhidos, utilizando as Equações (23), (24) e (25) e o digrama de Moody, obteve-se a perda de carga conforme a Tabela 4.7.

Diâmetro (m)	Rugosidade do material (m)	Fr	f	Re	Lw (m)	H _{man} (m)
0,65	5.10 ⁻⁴	7,69.10 ⁻⁴	0,018	1,08.10 ⁶	1,76	8,24

Tabela 4.7: Perda de carga

Para a geração, será considerado, portanto uma altura manométrica de 8,2 m.

Dessa forma, a vazão de saída do reservatório superior irá variar entre as vazões nominais de operação de cada gerador e entre o somatório dessas vazões, caso os 3 geradores estejam em funcionamento, segundo a Tabela 4.8.

Altura manométrica [m]	Potência do gerador [kW]	Vazão [m ³ /s]	Vazão total [m ³ /s]
8,2	28,8	0,398	
8,2	10	0,138	0,674
8,2	10	0,138	

Tabela 4.8: Vazão de saída do reservatório superior

4.3 Cenário de bombeamento - UHER

Conforme a Equação (30), obteve-se um volume do reservatório de 112.200,1 m³. Entretanto, conforme salientado por Filho (2003), os reservatórios possuem um volume morto, abaixo da área mínima do reservatório que não são utilizados para geração de energia. Considerou-se, então, um incremento de 5% para o volume morto. A fim de facilitar os cálculos, foi estipulado o valor total do reservatório em 130.000 m³, o que equivale a aproximadamente 130.10⁶ L. Para

uma altura de reservatório de 10 m, tem-se uma área de 13.000 m², supondo uma área retangular.

A determinação da área do reservatório é importante, visto que toda a extensão da área superficial do reservatório estará sofrendo o processo de evaporação. Dessa forma, analisando a potência da UHER fornecida por hora à comunidade, e incluindo as perdas do sistema e o ganho por precipitação conforme a Equação (31), é obtido que o volume total a ser bombeado está de acordo com a Tabela 4.9.

Volume evaporado por dia (m ³)	49,2
Volume precipitado por dia (m ³)	112
Volume saída reservatório superior dia comum (m ³)	11.814,72
Volume saída reservatório superior dia sem SFV (m ³)	17.284,50
Volume saída reservatório superior em 6 dias sem SFV (m ³)	103.707,02
Dias para encher plenamente o reservatório (dias)	45
Volume necessário por dia (m³)	14.182,03

Tabela 4.9: Volume total a ser bombeado por dia

Dessa forma, levando em consideração que o sistema de bombeamento, em um dia comum, estará ligado por 11 h (das 7 h às 17 h), por meio da Equação (28) é obtido que a vazão mínima a ser bombeada por dia é de 1.289,28 m³/h. A fins de cálculo da potência da bomba, considerou-se a vazão mínima de 1.300 m³/h, equivalente à 0,36 m³/s.

O estudo do diâmetro econômico foi realizado para o sistema de bombeamento, retornando um valor de diâmetro 0,601 m. Visto que em uma UHER comumente utiliza-se a mesma tubulação para o bombeamento e a geração, então, considerou-se para o modo de bombeamento, o mesmo diâmetro utilizado para o modo de geração, ou seja, 0,65 m.

Dessa forma, as perdas foram determinadas, de forma similar ao modo de geração, conforme a Tabela 4.10.

Diâmetro (m)	Rugosidade do material (m)	Fr	f	Re	Lw (m)	H _{man} (m)
0,65	5.10 ⁻⁴	7,69.10 ⁻⁴	0,02	2,97.10 ⁵	0,15	10,15

Tabela 4.10: Perda de carga bombeamento

Para o sistema bomba-motor, encontrou-se com maior facilidade catálogos para os equipamentos. Dentre os modelos de bomba estudados, a que melhor se enquadrou no estudo foi o modelo ITAP da marca IMBIL, cuja curva característica se encontra na Figura 4.1.

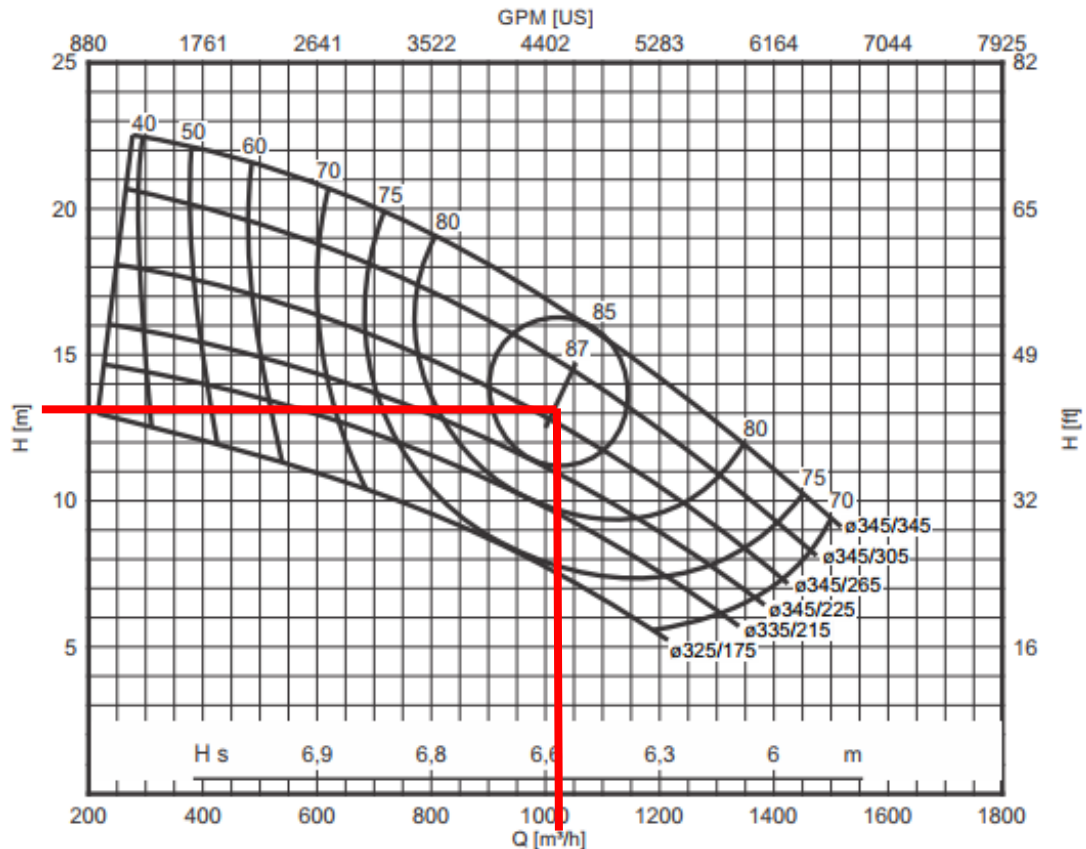


Figura 4.1: Curva característica da bomba ITAP 300/350

Por conta da variabilidade do gerador fotovoltaico, para o modelo ITAP 300/350, serão necessárias 2 bombas em paralelo para suprir a vazão pré-estabelecida.

Conforme o catálogo do fabricante, determinou-se o ponto de operação para máquina ITAP 300/350 com uma vazão aproximada de $1.025 \text{ m}^3/\text{s}$, para uma altura manométrica de 13 m com rendimento de 87%. Segundo o fabricante, a rotação nominal de ambas as máquinas é de 1.180 rpm. Portanto, o número de polos do motor elétrico para obter uma velocidade síncrona mais próxima da requerida pela bomba são de 6 polos e o escorregamento da máquina para carga nominal pode ser obtido a partir as Equações (33) e (34), conforme descrito a seguir.

$$n_s = \frac{120 \cdot 60}{6} \quad (45)$$

$$n_s = 1.200 \text{ rpm} \quad (46)$$

$$s = \frac{1200 - 1180}{1200} \quad (47)$$

$$s \approx 1,67\% \quad (48)$$

Portanto, para carga nominal, avaliou-se que os rendimentos dos motores com essas características são de aproximadamente 95%. Dessa forma, a potência do motor para o modelo escolhido da bomba segue conforme a Tabela 4.11.

Modelo	Altura manométrica (m)	Vazão (m ³ /h)	Eficiência da bomba (%)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVA)
ITAP 300/350	13	1.025	87	44,1	55,2

Tabela 4.11: Potência do motor para bomba selecionada

Para o número de polos estipulado, o motor selecionado foi da marca WEG modelo W22 IR4 Super Premium, com potência nominal de 60 CV ($\approx 44,13$ kW). As curvas características do motor de indução selecionado se encontram na Figura 4.2.

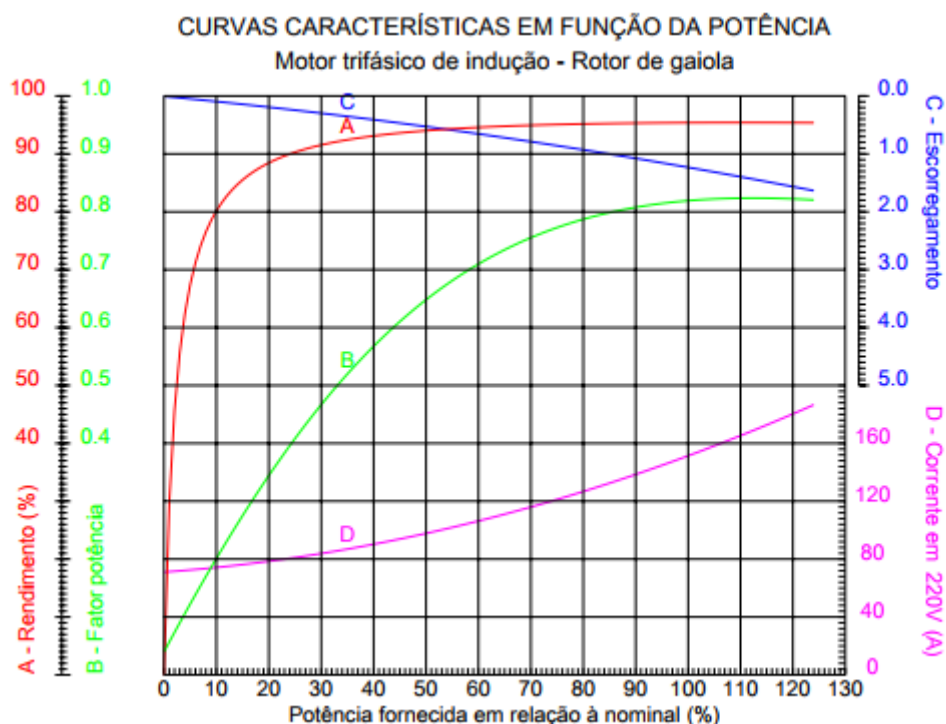


Figura 4.2: Curvas características do motor de indução

Portanto, as características nominais do motor seguem conforme a Tabela 4.12.

Potência (HP)	Escorregamento	Rotação nominal (rpm)	FP	Rendimento	Potência Aparente (kVA)
60	1,25%	1.185	0,82	95,4%	53,82

Tabela 4.12: Parâmetros do motor à potência nominal

Para que a bomba esteja no modo de operação nominal, de forma que o escorregamento do motor seja de aproximadamente 1,67%, é necessário que a potência fornecida ao motor seja

entre 105% a 110% da potência nominal, ou seja, com valor máximo de 59 kVA, aproximadamente.

Para que o sistema tenha uma vazão de 1.300,00 m³/h, e, visto que, a vazão nominal da bomba é de 1.025,00 m³/h, a quantidade mínima de energia entregue ao sistema de bombeamento, já que esse fica operando continuamente por 11 horas, deverá ser de:

$$E_{Bombas} = \frac{1.300,00}{1.025} * 11 * 53,817 = 750,81$$

Portanto, o gerador fotovoltaico terá de gerar diariamente a energia média suprida pela bomba acrescida da energia consumida pela aldeia das 6 h às 18 h.

4.4 Sistema fotovoltaico e balanço de energia

Utilizando o software PV*SOL, realizou-se a simulação para obter uma geração média de 881,6 kWh/dia. Devido a questões ambientais na limitação de área, optou-se por módulos monocristalinos. Os módulos escolhidos foram os módulos da Canadian Solar modelo CS6U-335M cujas principais características STC podem ser encontrados na Tabela 4.13.

Potência nominal	335 Wp
Eficiência	17,23 %
Corrente curto-circuito	9,34 A
Tensão de circuito aberto	45,4 V
Corrente máxima potência	8,78 A
Tensão máxima potência	37 V
Coefficiente de temperatura Vca	-0,31
Coefficiente de temperatura Pmáx	-0,41
Coefficiente de temperatura Icc	0,05
Área	1,94 m ²

Tabela 4.13: Características módulo MAXPOWER CS6U-335M

O gerador dimensionado possui potência nominal de 202,34 kWp, totalizando em um sistema com 604 módulos e cuja área utilizada para alocar o gerador fotovoltaico está conforme a Figura 4.3.



Figura 4.3: Alocação dos módulos fotovoltaicos na Aldeia Teko-Haw

De acordo com a simulação, foram obtidas as perdas contidas na Tabela 4.14.

Sombreamento	0,9%
Varição de temperatura nominal	7,5%
Conversão CC/CA	4,47%
<i>Mismatch</i>	2,42%
Demais perdas	2,31%
Taxa de Desempenho do sistema	82,4%

Tabela 4.14: Perdas percentuais no gerador FV

Percebe-se que o sombreamento médio nos módulos é mínimo comparado com as demais perdas. Para a simulação, foram alocadas árvores de 10 m nas mesmas posições obtidas da imagem via satélite. A taxa máxima de sombreamento sobre os módulos foi de 1,5% conforme observado na Figura 4.4.

A energia média anual gerada pelo sistema será de 321.773,84 kWh/ano, e a energia média diária obtida de 881,60 kWh/dia utilizando uma área de 965 m², aproximadamente.



Figura 4.4: Sombreamento dos módulos FV

Obtidos os dados, utilizou-se a taxa de desempenho do gerador fotovoltaico, os dados dos módulos e a área útil da usina e, utilizando o modelo real da curva de incidência, obteve-se a potência horária do gerador fotovoltaico, conforme o Gráfico 4.3.

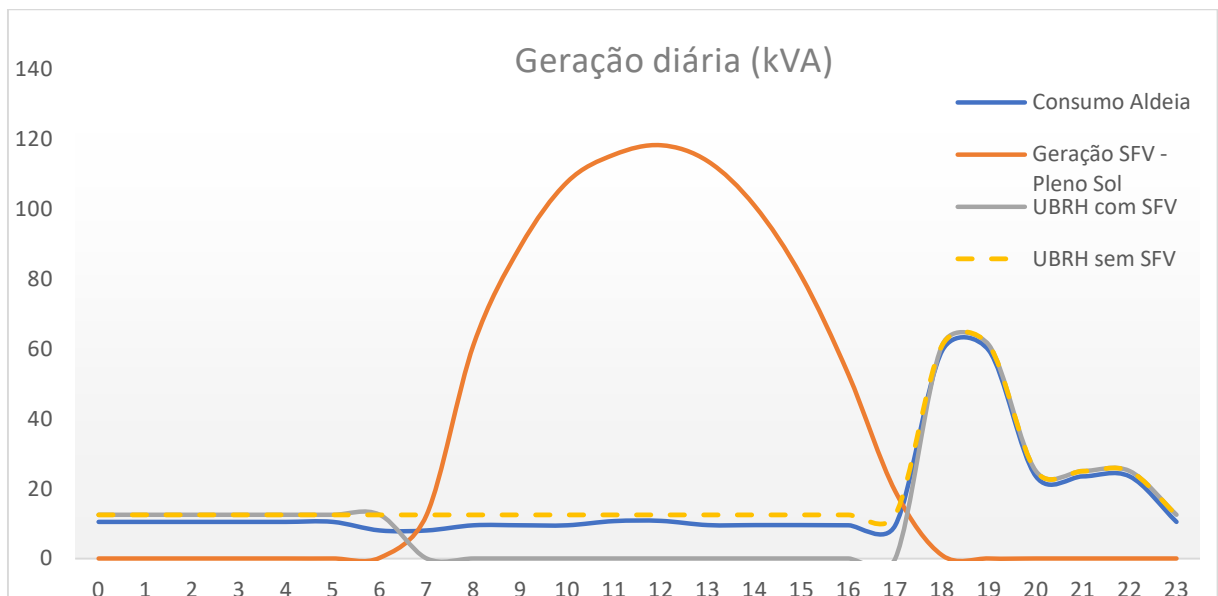


Gráfico 4.3: Geração da usina híbrida e consumo da aldeia

A média de bombas utilizadas por hora, foi obtida a partir da seguinte equação:

$$n_{Bombas} = (E_{FV} - C_{aldeia}^{7as18}) / (S_{Motor} * t_{bomba})$$

$$n_{Bombas} = 1,26$$

Dessa forma, o valor médio de bombas ligadas durante o período de 11 horas é igual a 1,26. Entretanto, visto que a geração fotovoltaica não é constante durante o tempo, ainda se fez necessário analisar a curva de hora em hora para achar o valor real de bombas que deverão ser ligadas para se obter a vazão estipulada no subcapítulo 4.3.

Conforme observado na Tabela 4.15, é notório que, durante algumas horas do dia, a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico é suficiente para alimentar outra bomba. Visto que nesse dimensionamento utilizou-se os valores médio de geração diária durante o ano, e que há meses em que a incidência é demasiadamente elevada, será considerado a utilização de mais uma bomba em paralelo, para que não haja perda de energia demasiada.

Horário (horas)	Potência SFV (kVA)	Demanda da Aldeia (kVA)	Potencia fornecida a bomba (kVA)	Bombas ligadas
07:00	12,47	8,02	4,46	0,08
08:00	61,12	9,49	51,63	0,94
09:00	89,25	9,49	79,75	1,45
10:00	107,67	9,49	98,18	1,78
11:00	115,48	10,70	104,78	1,90
12:00	118,17	10,75	107,42	1,95
13:00	113,59	9,55	104,04	1,89
14:00	100,84	9,55	91,29	1,66
15:00	80,61	9,55	71,06	1,29
16:00	52,61	9,49	43,12	0,78
17:00	19,18	9,49	9,69	0,18

Tabela 4.15: Quantidade de bombas acionadas pelo gerador FV

Sabe-se que alterando a potência fornecida ao motor, a bomba irá sair do ponto de operação. Analisando o comportamento do motor, é esperado que com a diminuição da potência fornecida à bomba, haja uma diminuição do escorregamento, do fator de potência e do rendimento do motor. Essas variações impactarão no conjugado e na velocidade de rotação da bomba, alterando, portanto, tanto a altura manométrica quanto a vazão bombeada. Porém, devido a variação do escorregamento ser pouca, comparada aos demais fatores, pode-se considerar esse como constante. Supondo, dessa forma, que a bomba irá permanecer com a mesma eficiência e velocidade, a variação da potência implicará apenas na altura manométrica alcançada pela bomba. A energia fornecida ao motor, portanto, poderá ser de até 70% da potência nominal a fim de que a bomba consiga ultrapassar a altura manométrica de 10,2 m.

Dessa forma, durante as 7 h e as 17 h, não haverá bombeamento do sistema. Porém, de acordo com os percentuais de bombas acionada das 7 h às 17 h, conforme a Tabela 4.15, estima-se uma vazão média de aproximadamente 1.298,79 m³/s, valor superior ao necessário para encher o

reservatório em 45 dias. Retirando o sistema de bombeamento às 7 h e às 17 h, a vazão média é próxima à vazão estipulada, com valor de aproximadamente 1.274,78 m³/s.

Conforme observado no capítulo 2, a geração fotovoltaica em um dia nublado é de aproximadamente 488,49 kWh/dia, logo, em um dia nublado, pode-se supor, ainda, que haveria uma vazão média de bombeamento de 706,3 m³/s para aqueles momentos em que a UHER não estivesse gerando energia em paralelismo com o SFV. Já em um dia chuvoso, devido à alta variabilidade do gerador fotovoltaico, possivelmente não haveria bombeamento de energia e a UHER estaria ligada em paralelismo com o SFV durante todo o tempo.

Por fim, escolheu-se o inversor da marca INGETEAM modelo Ingecon Sun Power 100TL cujas principais características se encontram na Tabela 4.16.

Potência nominal	100 kW
Eficiência	98,8 %
Fator de potência	1
Tensão mppt	570 V – 850 V
Máxima tensão de entrada	1.100 V
Corrente máxima de entrada	185 A
Número de entradas	24

Tabela 4.16: Características do inversor INGECON SUN POWER 100TL

Utilizando as Equações (36) e (37), obteve-se as tensões de máxima potência e circuito aberto dos módulos fotovoltaicos para as temperaturas pré-estabelecidas no subcapítulo 3.3, conforme a Tabela 4.17.

	-10 °C	50 °C
V _{mp}	42,77	33,57
V _{ca}	50,77	42,25

Tabela 4.17: Tensão dos módulos FV para temperatura de -10° e 50° C

A melhor configuração de inversor para os parâmetros determinados segue conforme a Tabela 4.18.

Inversor	Strings em paralelo	Módulos em série	Tensão VOC MÁX (V)	Tensão VMP Min (V)	Corrente entrada (A)	Potência total (kW)
I	15	20	1.015,4	855,3	143,1	202,34
II	16	19	964,6	812,6	152,6	

Tabela 4.18: Configuração dos inversores

Portanto, para a potência determinada, são necessários 2 inversores com potência nominal de 100 kW.

4.5 Sistema fotovoltaico *off-grid*

A bateria escolhida para o sistema fotovoltaico *off-grid* foi a bateria estacionária da marca Freedom, modelo DF4001, cujos parâmetros se encontram na Tabela 4.19.

Profundidade de descarga	20%
Ciclos	1500
Tensão (V)	10,5
Capacidade da bateria (Ah)	240
Peso (kg)	60,3
Valor	R\$ 1.149,00

Tabela 4.19: Características da bateria Freedom – DF4001

Já o inversor de onda senoidal pura escolhido foi da marca SMA, modelo SunnyIsland 8.0H trifásico. As principais características desse inversor estão contidas na Tabela 4.20.

Tensão de operação (V)	220
Potência nominal (W)	6.000
Máxima corrente de entrada (A)	26
Tensão de entrada máxima (V)	63
Capacidade de carga (Ah)	240
Eficiência	95,8%

Tabela 4.20: Características do inversor de bateria SunnyIsland 8.0H

A geração de energia necessária para o sistema fotovoltaico *off-grid* foi determinada pela Equação (39) e a capacidade do banco de baterias pela Equação (40). Para o sistema de baterias foi atribuída a mesma quantidade de dias sem o gerador fotovoltaico. Além disso, ainda supôs-se uma profundidade de descarga de 20% visando aumentar o período de trocas de baterias, por ser um lugar de difícil acesso.

$$E_A = \frac{376,10 * 6}{0,2} = 11.282 kWh$$

$$C_{banco} = \frac{11.282 * 1000}{63} = 176,09 * 10^3 Ah$$

Em seguida, pelas Equações (41) e (42), calcularam-se os parâmetros do banco de baterias.

$$N_{séries} = \frac{63}{10,5} = 6$$

$$N_{paralelo} = \frac{279,09 * 10^3}{240} \approx 747$$

Por fim, por meio da equação (43), foi encontrado o número de módulos fotovoltaicos do sistema. Utilizou-se a mesma taxa de desempenho do sistema anterior, visto que as condições climáticas e de sombreamento serão similares.

$$N_{mód_FV} = \frac{376,10}{1,759 * 0,824} = 259$$

Portanto, o armazenamento de baterias necessitará de 259 módulos fotovoltaicos, obtêm-se, enfim, um sistema com potência nominal de 86,765 kWp com a utilização de aproximadamente 4.482 baterias. Como será salientado no próximo tópico, dividiu-se a potência do gerador pela eficiência dos módulos após 25 anos, a saber, 82%, totalizando assim em um sistema de 105,81 kWp.

Pode-se observar que a potência necessária para o armazenamento de energia por baterias é menos da metade da potência destinada ao armazenamento hidráulico. Isso ocorre pelo sobre dimensionamento da usina hidráulica reversível devido a fatores topográficos.

4.6 Análise econômica

Os custos de implementação e O&M estimados para usina hidrelétrica reversível estão contidos na Tabela 4.21.

Descrição	Valor
Custo total do SFV por potência instalada	5,57 R\$/WP
Inversores	R\$ 285.139,55
Módulos FV	R\$ 508.292,24
Lucro	0,557 R\$/Wp
Potência do sistema	202,34 kWp
Custo de implementação SFV	R\$ 1.239.737,18
O&M SFV	R\$ 0,00
Mão de obra	R\$ 367.567,57
Casa de máquinas	R\$800.000,00
Turbina-gerador	R\$ 400.000,00
Bomba-motor	R\$ 400.000,00
Escavação e montagem casa de máquinas	R\$ 86.486,49
Reservatório superior	R\$ 410.810,81
Tubulações	R\$ 129.729,73
Lucro	R\$ 367.567,57
Custo de implementação UHER	R\$ 2.162.162,16
O&M UHER	R\$ 11.244,00
Custo total de implementação SFV + UHER	R\$3.401.899,34

Tabela 4.21: Custos totais UHER e SFV

Foi adicionado ao custo de implementação da usina fotovoltaica, um lucro de 10% do custo por kWp para empresa instaladora/projetista. O mesmo foi realizado na estimativa de custos do sistema fotovoltaico isolado. O valor da casa de máquinas foi atribuído como a soma do custo do acoplamento turbina-gerador e bomba-motor. O custo do gerador hidráulico foi obtido por meio de um orçamento realizado com a empresa WEG, feito em seguida, uma normalização para a potência real utilizada. Já o custo do conjunto de bombas foi estimado como sendo um quarto do custo do conjunto de geradores, por se tratarem de máquinas de indução. Por fim, para determinar os custos de O&M da UHER utilizou-se o valor do salário mínimo mensal durante o período de ano.

Na Tabela 4.22 encontram-se os custos do SFV *off-grid*.

Descrição	Valor
Custo total do SFV por potência instalada	5,57 R\$/WP
Inversores	R\$ 149.109,88
Módulos FV	R\$ 265.804,58
Lucro	0,557 R\$/Wp
Potência do sistema	105,81 kWp
Custo de implementação SFV	R\$ 648.303,85
O&M SFV	R\$ 0,00
Mão de obra	R\$ 54.616,10

Baterias	R\$ 655.393,18
Inversor de bateria	R\$ 450.582,81
Lucro	R\$ 204.810,37
Custo de implementação das baterias	R\$ 1.365.402,46
O&M baterias	R\$ 0,00
Custo total de implementação	R\$ 2.013.706,31

Tabela 4.22: Custos totais SFV *off-grid*

O valor do banco de baterias foi estipulado como a média entre o valor máximo e mínimo do relatório de armazenamento de energia do IEA (2014). Os demais componentes foram estipulados pela análise percentual citada no capítulo 3. Além disso, no custo do inversor de bateria ainda foi deduzido o valor do inversor considerado no custo de implementação do SFV.

O tempo de troca de equipamentos foi realizado conforme a Tabela 4.23.

Descrição	Tempo de troca
Inversores	10 anos
Módulos FV	25 anos
Turbina-gerador	35 anos
Bomba-motor	35 anos
Baterias	5 anos
Inversor de bateria	10 anos

Tabela 4.23: Tempo de troca dos equipamentos

O período de troca dos módulos FV foi estipulado levando em consideração a queda de eficiência dos módulos que retornaria um enchimento do reservatório superior em no máximo 2 meses. Dessa forma, dividiu-se a potência do gerador fotovoltaico *off-grid* pela eficiência considerada, a fim de que a potência total dos módulos fosse suficiente para suprir a demanda da comunidade durante os 25 anos.

Para cada troca de equipamentos, ainda foi atribuído um valor de 10% do custo do material para mão de obra. Considerou-se, também, uma redução de 2% no valor da bateria a cada 5 anos (NREL, 2012), de 1% no custo do inversor a cada 10 anos e de 0,5% no custo dos módulos fotovoltaicos ao ano, valor relativamente inferior ao que vem ocorrendo nos últimos anos (IDEAL, 2017).

A durabilidade dos inversores foi calculada considerando-se a média dos prazos de garantia observada para vários tipos de inversores. Já para os equipamentos da UHER, considerou-se a média do valor dado na literatura. Por fim, para as baterias, realizou-se o cálculo a partir dos ciclos de descarga para encontrar o valor correspondente.

Feito essas considerações, realizou-se o cálculo do valor presente líquido (VPL) e do *payback* descontado do sistema, retornando os valores conforme a Tabela 4.24.

VPL da UHER	R\$ 3.976.785,24
VLP do SFV isolado	R\$ 3.993.364,23
<i>Payback</i> descontado	25 anos

Tabela 4.24: Valor presente líquido e *payback* descontado

O Gráfico 4.4 mostra o VPL acumulado ao longo de 50 anos.

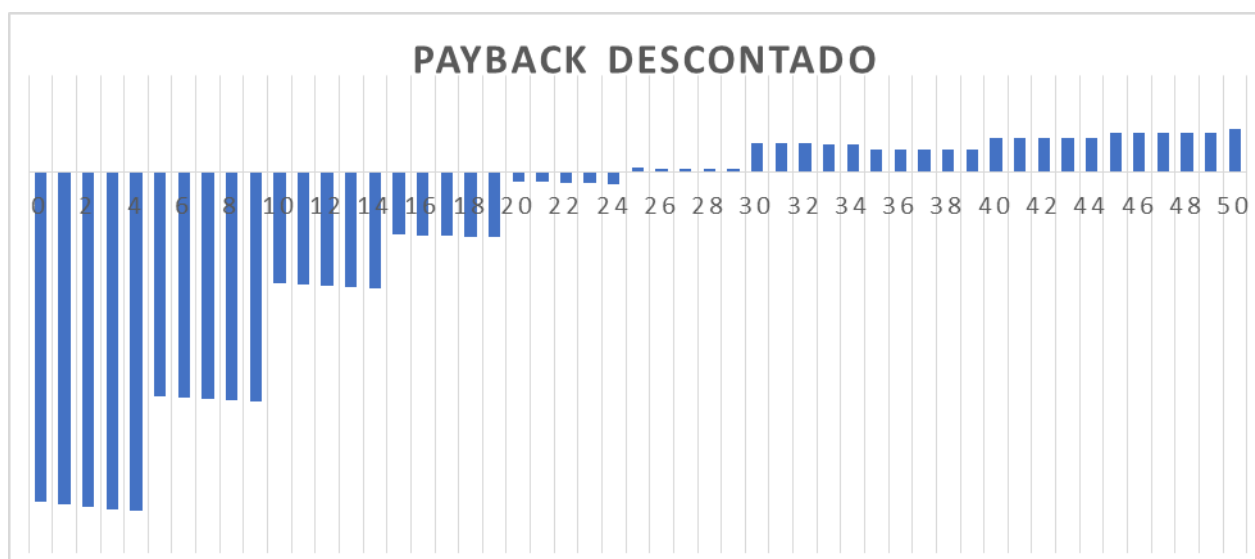


Gráfico 4.4: Retorno de investimento da aldeia Teko-Haw

Devido à divergência na literatura quanto ao custo da bateria, ainda foi realizada uma análise de sensibilidade contendo a variação do valor presente líquido da bateria considerando a faixa de custos estipulada pelo IEA (2014) em USD/kW conforme o Gráfico 4.5 e, em seguida, fez-se o novo *payback* para cada VPL mantendo-se constante o valor da UHER, conforme o Gráfico 4.6.

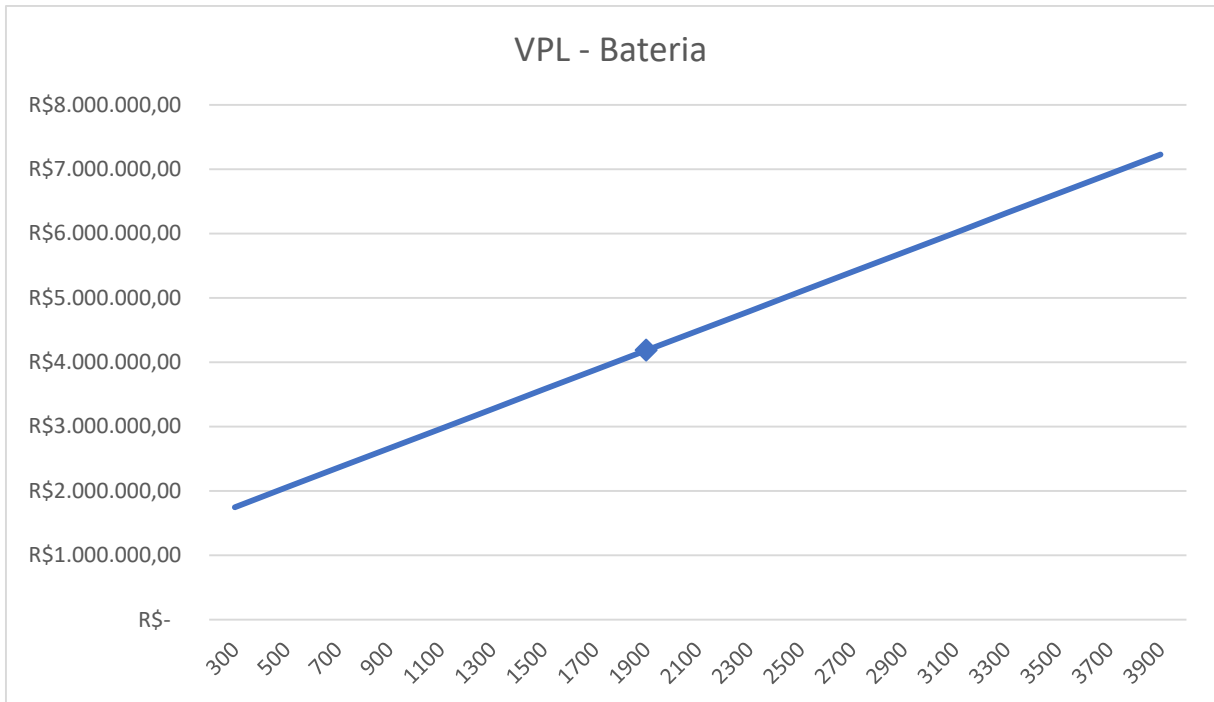


Gráfico 4.5: Valor presente líquido da bateria

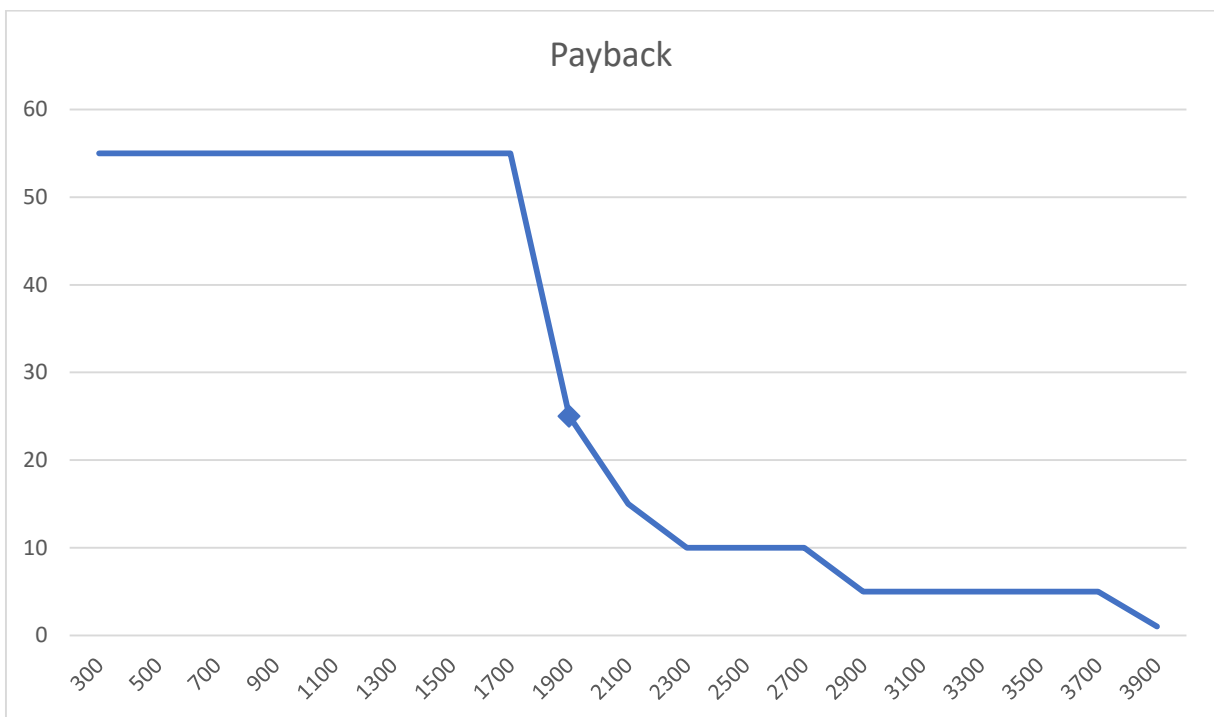


Gráfico 4.6: Payback para diferentes valores de custo da bateria

O valor do *payback* para os custos abaixo de 1.700 USD/kW foram fixados em 55, visto que, se fossem incluídos ao gráfico, este ficaria fora de escala devido ao elevadíssimo valor do retorno financeiro.

Percebe-se, portanto, que, apesar de um retorno financeiro relativamente demorado, a implementação da UHER para as condições estipuladas no decorrer do trabalho se mostraram viável tecnicamente e financeiramente a longo prazo.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As usinas reversíveis comumente são utilizadas para armazenamento de energia em grande porte. Por meio das premissas utilizadas para a simulação do gerador hidráulico, foi possível concluir que a implementação desse sistema em uma comunidade isolada é tecnicamente viável.

O estudo topográfico mostrou-se de grande importância para a análise de bombeamento e de geração de energia. Ao contrário das UHE convencionais, a vazão de saída do reservatório superior tem que ser controlada, visto que, qualquer volume de saída do reservatório superior deverá ser suprido no bombeamento, necessitando, portanto, de um sistema de controle para regulação de vazão d'água que entra e sai dos reservatórios para que o volume de água gasto com a geração não seja demasiadamente alto.

A avaliação da curva de demanda da aldeia Teko-Haw mostrou que o melhor conjunto de geradores para suprir a demanda da comunidade são de 36 kVA e dois geradores de 12,5 kVA, sendo que, um gerador de 12,5 kVA só será acionado nos dias em que a miniusina fotovoltaica não gera energia à comunidade. A análise média mensal expôs que a vazão máxima de saída do reservatório superior será a soma das vazões nominais para o pleno funcionamento dos geradores e essa vazão só será alcançada em dias atípicos, quando há falta do gerador fotovoltaico. Para os dias usuais, a vazão de saída do reservatório irá variar entre a vazão nominal do gerador de 36 kVA e de 12,5 kVA e entre a soma das suas vazões.

Após a determinação da vazão horária de saída do reservatório superior, realizou-se a média da vazão a ser obtida em um período de 11 horas (quantidade de horas que o gerador fotovoltaico fornece energia ao sistema de bombeamento). O rendimento do bombeamento foi calculado em 87% enquanto que para o sistema de geração foi estimado uma eficiência de 96%, retornando uma eficiência global de 84%, valor dentro dos parâmetros da literatura.

A partir das premissas utilizadas, pôde-se perceber que a diferença entre os valores presente acumulados da UHER e do SFV *off-grid* vão diminuindo ao longo do tempo. Isso se deve ao fato de haver redução no custo das baterias a uma taxa de 2% a cada 5 anos, enquanto que, para o gerador hidráulico, o custo das máquinas se manteve constante. Entretanto, normalmente, comunidades isoladas são de difícil acesso, de forma a elevar o custo de troca de equipamentos por gastos com a locomoção.

Conforme abordado no capítulo 2, percebe-se que há uma tendência mundial de investimento em armazenamentos de energia de grande porte, principalmente em usinas reversíveis que são

as usinas economicamente mais viáveis, para elevadas potências. Os benefícios desse sistema de armazenamento ainda se tornam mais atrativos quando é levado em consideração que, no Brasil, há uma tendência pública para interligação ao SIN dos sistemas isolados. Em comunidades autônomas fica clara a importância de armazenamentos de energia elétrica, porém, apesar de pouco ressaltado, o armazenamento de energia elétrica no SIN também é de grande importância visto que, para não haver perdas demasiadas, a energia elétrica gerada ou deverá ser consumida rapidamente ou deverá ser armazenada.

Diferentemente do armazenamento de energia por baterias, as UHERs podem ser interligadas à rede sem a necessidade da troca contínua dos equipamentos e não causam grandes impactos à natureza. Além disso, elas respondem rapidamente a variações causadas na rede, o que é algo de extrema importância, visto que, atualmente, percebe-se o interesse em implementar FRE à rede. Ao contrário das usinas hidrelétricas convencionais, as UHERs não sofrem grande impacto a variações fluviológicas, sendo, por isso, uma forma de armazenamento confiável de energia.

Por fim, espera-se que este trabalho incentive, ao menos, na inserção das usinas hidrelétricas reversíveis ao se realizar novos estudos de viabilidade para implementação de geradores em comunidades isoladas como forma alternativa de geração de energia. Ainda é deixado como incentivo a continuidade desta pesquisa o estudo dos seguintes pontos:

- Dimensionar o sistema de controle e automação necessário para acionar as máquinas elétricas e as válvulas de retenção de fluido com a variação da demanda da carga;
- Realizar uma pesquisa de mercado para o sistema de baterias a fim de atestar os dados literários, visto a grande divergência da literatura para esse sistema;
- Avaliar a viabilidade econômica do sistema a partir de variações na demanda da carga e quantidade de dias sem sol; e
- Avaliar a inserção das UHERs no mercado de energia.

REFERÊNCIAS

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Sistema de Informações Hidrológicas**. Disponível em: <<http://www2.ana.gov.br/Paginas/servicos/informacoeshidrologicas/redehidro.aspx>>. Acesso em: 21 nov. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 1ª edição. 2002. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 24 jul. 2017.

_____. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Energia no Brasil e no Mundo – Parte I. 2008, p. 21–36. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 22 jul. 2017.

_____. Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”. 2016.

_____. Resolução normativa nº 673, de 4 de Agosto de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2017.

_____. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 19 out. 2017.

_____. Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2017.

ANTAL, B. A. **Pumped Storage Hydropower: A Technical Review**. Department of Civil Engineering – University of Colorado Denver. 2014. 84 p. Disponível em: <<http://www.ucdenver.edu/faculty-staff/dmays/3414/Documents/Antal-MS-2014.pdf>>. Acesso em: 02 ago. 2017.

BRASIL. Decreto nº 4.873, 11 de novembro de 2003. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2003/d4873.htm>. Acesso em: 19 out. 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília, 2015. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>.

Acesso em: 16 out. 2017.

BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on grid-parity. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. 2013. v. 21, n. 1, p. 121–136. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/261172522_Global_Overview_on_Grid-Parity>.

Acesso em: 27 out. 2017.

CAMARGO, I. M. T. **Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico**. Brasília: FINATEC, 1998. 160p.

CANALES, F. A. et al. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo : aplicação e perspectivas**. Pumped storage hydropower in Brazil and the world: application and perspectives. 2015. p. 1230–1249. Disponível em: <<https://periodicos.ufsm.br/reget/article/viewFile/16002/pdf>>. Acesso em: 21 out. 2017.

CARVALHO, D. F. **Instalações Elevatórias – Bombas**. Belo Horizonte, Departamento de Engenharia Civil – IPUC, 1977. 355p.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA
SERGIO DE SALVO BRITO; CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Ed. rev. e atual. Rio de Janeiro, 2014. 529 p.

CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Tradução Anatólio Laschuk. 5. ed. Dados eletrônicos. Porto Alegre: AMGH, 2013.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.; **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. Disponível em: <<http://gearju.com/225768904560/Data/Engineering/Solar/Solar%20Engineering%20of%20Thermal%20Processes,%204th%20Edition%20-%20GearTeam.pdf>>. Acesso em: 7 ago. 2017.

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Usinas hidrelétricas por “Bombeamento” e/ou “Reversíveis”**. Lista de potenciais hidráulicos. 2014.

_____. **Avaliação de alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica no sistema isolado**. Rio de Janeiro, 2015.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro, 2016. 452p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

FARIELLO, Danilo. **1 Milhão de Lares sem Luz**. O Globo. 2012. Disponível em: <<http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/435500/noticia.htm?sequence=1%201/1>>. Acesso em: 9 ago. 2017.

FILHO, D. S. **Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas através de Técnicas de Otimização Evolutiva**. 399p. São Carlos, 2003. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18133/tde-01062004-133323/publico/TeseDonato.pdf>>. Acesso em: 9 ago. 2017.

FOX, R. W. et. al. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

FRONTIM, S. O. et al (Org.). **Usina Fotovoltaica Jaiba Solar: Planejamento e Engenharia**. Brasília, 2017.

GREEN, M. A. et al. **Solar cell efficiency tables (Version 50)**. Progress in Photovoltaics Research and Applications – Wiley Online Library. 2017. Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2909/full>>. Acesso em: 21 out. 2017.

HENN, É. A. L. **Máquinas de fluido**. 2. ed. Santa Maria: Ed. da UFSM, 2006, 474p.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Technology Roadmap: Energy storage. **Energy Technology Perspectives**. 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2017.

INSTITUTO IDEAL. **O mercado brasileiro da geração distribuída fotovoltaica** – edição 2016. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final>. Acesso em: 6 nov de 2017.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. 2017. Disponível em: <http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2017.

_____. **Renewable Capacity Statistics 2017 Statistiques de Capacité Renouvelable 2017 Estadísticas de Capacidad Renovable 2017**. Disponível em: < http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf >. Acesso em: 15 nov. 2017.

KHATIB, T.; ELMENREICH, W. **A Model for Hourly Solar Radiation Data Generation from Daily Solar Radiation Data Using a Generalized Regression Artificial Neural Network**. International Journal of Photoenergy. 2015. 13 p. Disponível em: <<https://www.hindawi.com/journals/ijp/2015/968024/>>. Acesso em 15 nov. 2017.

MARRA, E. G.; POMILIO, J. A. **Sistemas de Geração Baseados em Gerador de Indução Operando com Tensão Regulada e Frequência Constante**. 1999. Disponível em: <<http://www.sba.org.br/revista/vol11/v11a258.pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2017.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Brasil estará entre os 20 países com maior geração solar em 2018**. Portal Brasil. 2016. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/01/brasil-estara-entre-os-20-paises-com-maior-geracao-solar-em-2018>>. Acesso em: 19 set. 2017.

MOHANRAJAN, S.R. et. al. **A Study of Motor – Generator Topologies for Pumped Storage Applications**. 2014. Disponível em: <<https://www.autorita.energia.it/allegati/audizioni/pubbliche/14-idrico/CaffesePierLuigi.pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2017.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Cost and performance data for power generation Technologies**. 2012.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Evaporações Líquidas nas Usinas Hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/download/operacao/hidrologia/rel_evapora%C3%A7%C3%A3o_08_02_2006.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2017.

_____. **Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2018 – PEN SISOL 2018**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_RE-3-0138-2017_PEN_SISOL_2018.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2017.

PÉREZ-DÍAZ, J. I. et al. **Joint Programme on Energy Storage Mechanical Storage Subprogramme. Technological Developments for Pumped – Hydro Energy Storage**. 2014.

Disponível em: <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/Technological-Developments-for-Pumped-Hydro-Energy-Storage_EERA-report-2014.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2017.

PROCEL - PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

Dicas de Economia de Energia. 2006. Disponível em:

<<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BE6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000%7D#>>. Acesso em: 21 nov. 2017.

REGIS, M. F. et al. **Estilos de vida urbano versus rural em adolescentes: associações entre meio-ambiente , níveis de atividade física e comportamento sedentário**. 2016. Disponível

em: < http://www.scielo.br/pdf/eins/v14n4/pt_1679-4508-eins-14-04-0461.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2017.

REIDY, M. K. **Development of Bulk Energy Storage & Natura 2000**. 2013. Disponível em:

<http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/development-of-bulk-energy-storage-natura-2000>. Acesso em: 17 nov. 2017.

RIOS, F. S. R. et al. **O Fator de Potência em Unidades Consumidoras Residenciais**. E-Xacta, v. 7, p. 1–11, 2014. Disponível em: <>. Acesso em: 21 nov. 2017.

SADDEN, B.E. **Pumped Storage: Proceedings of Conference Organized by the Institution of Civil Engineers at Imperial College of Science, Technology and Medicine**. London, 1990.

SAETRE, A. L. **Variable Speed Pumped Storage Hydropower for Balancing Variable Power Production in Continental Europe**. 2013. Disponível em:

<https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/257645/653081_FULLTEXT01.pdf?sequence=3&isAllowed=y>. Acesso em: 18 nov. 2017.

SCOLAR, J. **Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global horizontal**. 2003.

TACZI, I. **Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: Issues and Applications**.

Budapest, Hungary, 2016. Disponível em: <<https://erranet.org/wp->

[content/uploads/2016/09/Research Paper Pumped Storage HPPs final 2016 eng.pdf](#)>.

Acesso em: 2 nov. 2017.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Wind And Water Power Technologies Office. **2014 Hydropower Market Report**. 2015. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/2014%20Hydropower%20Market%20Report_20150424.pdf. Acesso em: 19 nov. 2017.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. rev. e atual. São Paulo: Érica-Saraiva, 2015.

WHITE, F. M. **Mecânica dos fluidos**. Tradução Mario Moro Fecchio. Revisão técnica José Carlos Cesar Amorim. 6. ed. Porto Alegre: AMGH, 2011.

WHITTINGHAM, M. S. **History, Evolution, and Future Status of Energy Storage**. Proc. IEEE, v. 100, n. Special Centennial Issue, 2012. p. 1518–1534. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6184265>>. Acesso em: 19 nov. 2017.

WEC – WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Resources - E-Storage**. 2016. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-resources-2016/>>. Acesso em: 2 nov. 2017.

ZILLES, R. M. et. al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo. Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICES

Apêndice A – Formulário demanda energética e dados socioeconômicos aldeia Teko-Haw

20/11/2017

Dados Socioeconômicos - Cenário atual

Dados Socioeconômicos - Cenário atual

O presente formulário tem como função obter dados da aldeia de forma a ajudar, com mais precisão, na realização do dimensionamento do gerador híbrido que tem sido meu projeto de conclusão de curso em Engenharia Elétrica. O objetivo do projeto é torná-lo o mais viável possível para que aldeias e comunidades isoladas possam ter energia elétrica para ajudar e auxiliar a vida da população.

Qualquer dúvida estou a disposição.

Isabel Araújo
isabel.santara@gmail.com
(81) 9.9623-3332

***Obrigatório**

1. Qual o nome da aldeia e o nome do povo pertencente?

2. Localização geográfica da aldeia: (Latitude e Longitude)

3. Quantidade de pessoas na aldeia:

4. Quantidade de casas na aldeia:

5. Faixa etária média da comunidade

Marcar apenas uma oval.

- 10 - 20 anos
- 21 - 30 anos
- 31 - 40 anos
- 41 - 50 anos
- 50 - 60 anos
- mais de 60 anos
- Outro: _____

6. Renda média da comunidade

20/11/2017

Dados Socioeconômicos - Cenário atual

7. Quantidade de homens na comunidade

8. Quantidade de mulheres na comunidade

9. Quantidade de crianças na comunidade

10. Qual o percentual aproximado de pessoas que sabem ler e escrever na comunidade?

11. O telhado das casas é feito de qual material?

12. Área aproximada da aldeia

13. Distância aproximada entre o vilarejo e o lago/rio mais próximo (metros)

Ir para a pergunta 14.

Levantamento de Cargas - Aldeia

20/11/2017

Dados Socioeconómicos - Cenário atual

14. Quais e quantos equipamentos elétricos os moradores possuem em suas casas? (valor médio)

Marcar apenas uma oval por linha.

	0	1	2	3	4	Entre 5 e 10	Entre 10 e 15	Acima de 15 equipamentos	Um equipamento por casa	Dois equipamentos por casa	Três equipamentos por casa
Iluminação interna às casas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Postes na aldeia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sistema de comunicação (rádio, etc)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Geladeira	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Freezer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fogão	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Forno	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ventilador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sistema de bombeamento de água	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Aquecimento de Água	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

15. Indique a quantidade de horas por dia que os equipamentos permanecem ligados e o (s) período(s):

Marque todas que se aplicam.

	Manhã	Tarde	Noite	Madrugada	0 a 30 min	31 a 60 min	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12 a 15	16 a 24
Iluminação interna às casas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Postes na aldeia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sistema de comunicação (rádio, etc)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Geladeira	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Freezer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fogão	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Forno	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ventilador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sistema de bombeamento de água	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Aquecimento de Água	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>


16. Existe algum outro equipamento que os moradores possuem em suas casas que não esteja citado acima? Cite o equipamento e a quantidade.

17. Existe a necessidade de se utilizar outro equipamento que demande energia elétrica na comunidade? Cite o equipamento e a quantidade

20/11/2017

Dados Socioeconómicos - Cenário atual

18. Quando, aproximadamente, houve a interligação com a rede elétrica

Powered by
 Google Forms

Apêndice B – Programação VBA – Método Liu-Jordan

```

1 Sub rad_Liu_Jor()
2
3 Pi = WorksheetFunction.Pi ' valor de pi
4 TZ = -3 ' time zone
5 LOD = Range("J181")
6 LAT = Range("J182")
7 n = Range("J183") 'célula dias
8 t_ns = Range("G181")
9 t_ps = Range("G182")
10 k = 0
11
12 For i = 0 To 96
13
14 voltar:
15
16 k = k + 1
17
18 LST = Cells(185 + k, 8)
19
20 If LST < t_ns Then
21     GoTo Comando
22
23 ElseIf LST > t_ps And LST < 24 Then
24     GoTo Comando
25
26 ElseIf LST >= 24 Then
27     GoTo Fim
28
29 Else:
30     ' delta e fi
31     Delta = 23.45 * Sin(WorksheetFunction.Radians((360 * (284 + n) / 365))) 'graus
32     delta_rad = WorksheetFunction.Radians(Delta) ' rad
33     LAT_rad = WorksheetFunction.Radians(LAT) ' rad
34
35     'ws
36     ws_rad = WorksheetFunction.Acos(-Tan(LAT_rad) * Tan(delta_rad)) 'rad
37     ws_dg = WorksheetFunction.Degrees(w_rad) 'graus
38
39     'cts
40     B = 360 / 365 * (n - 81)
41     B_rad = WorksheetFunction.Radians(B)
42
43     EoT = 9.87 * Sin(2 * B_rad) - 7.53 * Cos(B_rad) - 1.5 * Sin(B_rad) ' em graus
44     LSMT = 15 * TZ
45     AST = LST + EoT + 4 * (LSMT - LOD) ' em graus
46
47     'w
48     w = 15 * (AST - 12)
49     w_rad = WorksheetFunction.Radians(w)
50
51     'Gh
52     Gh = Pi / 24 * (Cos(w_rad) - Cos(ws_rad)) / (Sin(ws_rad) - (2 * Pi * ws_rad / 360) * Cos(ws_rad))
53
54     Cells(185 + k, 9) = Gh
55
56 End If
57
58 Next i
59
60 Comando:
61 Gh = 0
62 Cells(185 + k, 9) = Gh
63 i = i + 1
64
65 GoTo voltar
66
67 Fim:
68 End Sub
69

```