

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM RECURSOS HÍDRICOS E
SANEAMENTO AMBIENTAL

JANAÍNA TERHORST PIZUTTI

GERAÇÃO DE ENERGIA EM BARRAGENS EXISTENTES DE BAIXA
QUEDA COM USINA SIFÃO

Porto Alegre

2024

JANAÍNA TERHORST PIZUTTI

GERAÇÃO DE ENERGIA EM BARRAGENS EXISTENTES DE BAIXA
QUEDA COM USINA SIFÃO

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do título de doutora.

Orientador: Alexandre Beluco

Porto Alegre

2024

CIP - Catalogação na Publicação

TERHORST PIZUTTI, JANAÍNA
GERAÇÃO DE ENERGIA EM BARRAGENS EXISTENTES DE BAIXA
QUEDA COM USINAS SIFÃO / JANAÍNA TERHORST PIZUTTI. --
2024.
88 f.
Orientador: ALEXANDRE BELUCO.

Tese (Doutorado) -- Universidade Federal do Rio
Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas,
Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e
Saneamento Ambiental, Porto Alegre, BR-RS, 2024.

1. Energias renováveis. 2. Pequenas usinas
hidrelétricas tipo sifão. 3. Barragens de baixa queda
polivalentes . 4. Sistemas híbridos
hidro-fotovoltaicos . 5. Módulos fotovoltaicos
flutuantes. I. BELUCO, ALEXANDRE, orient. II. Título.

JANAÍNA TERHORST PIZUTTI

GERAÇÃO DE ENERGIA EM BARRAGENS EXISTENTES DE BAIXA
QUEDA COM USINAS SIFÃO

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do título de doutora.

Aprovada em: Porto Alegre, 25 de janeiro de 2024.

Prof. Dr. Alexandre Beluco – IPH UFRGS
Orientador

Prof. Dr. Alfonso Risso – UFRGS
Examinador

Prof. Dra. Edith Beatriz Camano Schettini – IPH UFRGS
Examinadora

Prof. Dr. Elton Gimenez Rossini – UERGS
Examinador

Prof. Dr. José de Souza – Fundação Liberato
Examinador

“...que la reseca muerte no me encuentre
vacía y sola, sin haber hecho lo suficiente”
León Gieco

AGRADECIMENTOS

À família, que Deus me privilegiou ter, especialmente aos meus pais, Ligia e Renê, que sempre apoiaram e priorizaram minha formação educacional.

Ao meu orientador, Dr. Alexandre Beluco, como profissional e ser humano, pelas diretrizes para desenvolvimento deste trabalho e receptividade desde o início da caminhada do doutorado.

Ao Luan, pela compreensão e companheirismo durante o decorrer deste processo.

Aos meus colegas, Lúcia, Carlos Henrique e Roberta que contribuíram de forma direta com este estudo, e, também aqueles que o Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH) me permitiu conhecer e tornaram o processo mais leve.

À UFRGS e ao IPH pela oportunidade de cursar o doutorado.

À Coordenação de aperfeiçoamento pessoal de nível superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Aos membros da banca de qualificação e defesa de tese pelas considerações para o aperfeiçoamento deste trabalho.

Aos professores, do IPH e também a todos aqueles que ao longo da caminhada educacional contribuíram com minha formação.

Finalmente, a todos que de alguma forma contribuíram para realização de mais esta etapa acadêmica.

RESUMO

A disponibilidade hídrica favoreceu historicamente a implantação de usinas hidrelétricas que condicionaram um sistema elétrico predominantemente renovável no Brasil. Apesar de economicamente competitivas e de propiciarem flexibilidade operativa em resposta às flutuações de demanda energética, atualmente as grandes centrais tem esbarrado em uma estreita faixa remanescente de locais com potencial para instalação de novas usinas. O elevado investimento em obras civis, a distância entre os aproveitamentos hidrelétricos e os grandes centros de consumo, além dos impactos ambientais e sociais, têm sido taxativos. Por outro lado, a exploração de potenciais hídricos menores é uma tendência emergente que pode ser concretizada em barragens com baixa queda de água estimulando a descentralização energética e encurtando as extensas redes de distribuição. O desafio desse tipo de usina está condicionado a sua menor atratividade econômica que muitas vezes, acaba implicando em custos de capital desproporcionalmente mais altos por unidade de energia instalada. Nesse sentido usufruir de estruturas existentes concebidas sem a finalidade de gerar energia, como aquelas de abastecimento de água e de irrigação, foi uma das estratégias abarcadas como potencial de expansão neste estudo. Essa medida torna a operação de barragens existentes polivalente e sustentável, dispensando a construção e reduzindo custos civis relacionados a novas estruturas. Para isso, uma usina sifão foi proposta dada sua adaptabilidade ao maciço da barragem existente, não sendo necessário rompê-lo. Considerando a dificuldade de viabilização de pequenas usinas, mesmo em barragens que já existem, à intermitência do recurso renovável hídrico e a ausência de reservatórios, este estudo objetivou determinar soluções otimizadas para geração de energia renovável em barragens existentes de baixa queda (< 8 m) e facilitar sua viabilização através de sistemas híbridos hidrelétricos-fotovoltaicos.

Dois estudos de caso reais, para aproveitamento do potencial energético de barragens existentes de baixa queda, foram avaliados com auxílio do software *HOMER Energy*. Foram determinados em nível de pré-viabilidade, configurações otimizadas que incluíram sistemas complementares com turbinas hidráulicas e módulos fotovoltaicos flutuantes a fim de atenuar a intermitência de vazões. Os resultados foram promissores ao demonstrarem competitividade econômica relacionada ao custo nivelado de energia com soluções ótimas que variaram de 0.069 a 0.164 US\$/ kWh, frações renováveis de 69 a 83 %, para demandas de cargas primária de 2600 a 3400 kWh/dia e geração hídrica de até 271 kW para sistemas que incluíram Hidro-Diesel-Bateria-PV. Os sistemas 100 % renováveis, que incluíram Hidro-Bateria-PV, atenderam demandas de 2000 a 3400kW a um COE de 0.006 a 0.291 US\$ com geração hídrica de até 139 kW.

Palavras-chave: Usinas sifão. Barragens de baixa queda. Energias renováveis. Software HOMER. Sistemas híbridos. Módulos fotovoltaicos flutuantes. Hidrelétricas.

ABSTRACT

Water availability has historically favored the implementation of hydroelectric plants, which conditioned a predominantly renewable electrical system in Brazil. Despite being economically competitive and providing operational flexibility in response to fluctuations in energy demand, large plants are currently limited to a narrow remaining range of locations with potential for installing new plants. The high investment in civil works, the distance between hydroelectric plants and large consumption centers, in addition to the environmental and social impacts, have been taxing. On the other hand, the exploration of smaller water potentials is an emerging trend that can be implemented in dams with low water head, stimulating energy decentralization and shortening extensive distribution networks. The challenge of this type of plant is due to its lower economic attractiveness, which often ends up resulting in disproportionately higher capital costs per unit of installed energy. In this sense, taking advantage of existing structures designed without the purpose of generating energy, such as those for water supply and irrigation, was one of the strategies covered as potential for expansion in this study. This measure makes the operation of existing dams multipurpose and sustainable, eliminating construction and reducing civil costs related to new structures. For this, a siphon plant was proposed given its adaptability to the existing dam mass, meaning it would not be necessary to break it. Considering the difficulty of making small plants viable, even in dams that already exist, the intermittency of the renewable water resource and the absence of reservoirs, this study aimed to determine optimized solutions for generating renewable energy in existing low-head dams (< 8 m) and facilitate its viability through hybrid hydroelectric-photovoltaic systems.

Two real case studies, to harness the energy potential of existing low-head dams, were evaluated with the help of the HOMER Energy software. At a pre-feasibility level, optimized configurations were determined that included complementary systems with hydraulic turbines and floating photovoltaic modules in order to mitigate flow intermittency. The results were promising in demonstrating economic competitiveness related to the levelized cost of energy with optimal solutions that ranged from 0.069 to 0.164 US\$/kWh, renewable fractions from 69 to 83%, for primary load demands from 2600 to 3400 kWh/day and generation hydro power of up to 271 kW for systems that included Hydro-Diesel-Battery-PV. The 100% renewable systems, which included Hydro-Battery-PV, met demands of 2000 to 3400kW at a COE of 0.006 to 0.291 US\$ with hydro generation of up to 139 kW.

Keywords: Siphon plants. Low head dams. Renewable energy. HOMER Software. Hybrid systems. Floating photovoltaic modules. Hydroelectric plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Componentes de uma usina sifão.	20
Figura 2. Elementos constituintes de uma usina hidrelétrica sifão	31
Figura 3. Plantas de sifões operando em Idaho (a), Kyoto (b), Olawa (c) e Nera (d).	35
Figura 4. Localização da barragem Santa Rosa no rio Santo Cristo.....	36
Figura 5. Barragem de abastecimento existente no rio Santo Cristo.	37
Figura 6. Vazões médias mensais.	39
Figura 7. Radiação global no plano horizontal para cidade de Santa Rosa/RS	40
Figura 8. Diagrama esquemático para o sistema incluindo gerador a diesel.	41
Figura 9. Diagrama esquemático para o sistema sem gerador a diesel.....	41
Figura 10. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual 2570 L.s^{-1} , com custo de energia indicado nos valores dos valores das variáveis de sensibilidade.....	43
Figura 11. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,8 e vazão de projeto igual 2570 L.s^{-1} , com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.....	44
Figura 12. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,6 e vazão de projeto igual 2570 L.s^{-1} , com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.....	44
Figura 13. Espaço de otimização com as frações renováveis considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1 e vazão de projeto igual 2570 L.s^{-1} , com percentual energético renovável indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.....	46
Figura 14. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 9, com vazão de projeto igual a 2570 L.s^{-1} e 0 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indica.	47
Figura 15. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 9, com vazão de projeto igual a 2570 L.s^{-1} e 3 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indica.	47
Figura 16. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 9, com vazão de projeto igual a 2570 L.s^{-1} e 10 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indica.	48
Figura 17. Localização da barragem Santa Rita, estado do RS, Brasil.....	61

Figura 18. Vazões médias mensais	63
Figura 19. Média mensal diária de radiação solar incidente e índice de clareza.	64
Figura 20. Diagrama esquemático incluindo gerador a diesel.	65
Figura 21. Diagrama esquemático sem gerador a diesel.....	65
Figura 22. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.	67
Figura 23. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.	67
Figura 24. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,8 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valor das variáveis de sensibilidade.	68
Figura 25. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,6 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valor das variáveis de sensibilidade.	68
Figura 26. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual a 710 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.	69
Figura 27. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,8 e vazão de projeto igual a 710 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.	69
Figura 28. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,6 e vazão de projeto igual a 710 L.s ⁻¹ , com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.	70
Figura 29. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5.012 L/s e 0 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.....	71
Figura 30. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5.012 L/s e 3 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.....	71

Figura 31. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5.012 L/s e 10 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.....	72
Figura 32. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 L/s e 0 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.....	72
Figura 33. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 L/s e 3 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.....	73
Figura 34. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 L/s e 10 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores do variáveis de sensibilidade.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação de simulações de usinas de sifão.....	34
Tabela 2. Algumas informações técnicas sobre plantas do tipo sifão atualmente em operação no mundo	35
Tabela 3. Custos relativos dos componentes para avaliação econômica.	42
Tabela 4. Custos dos componentes para avaliação econômica.	66
Tabela 5. Soluções otimizadas e variáveis assumidas para os estudos de caso 1 e 2 com gerador a diesel.	79
Tabela 6. Soluções otimizadas e variáveis assumidas para os estudos de caso para geração 100 % renovável.....	80

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Custo presente líquido em função da carga primária e custos variáveis do diesel considerando	45
Gráfico 2. Custo nivelado de energia em função da carga primária e custos variáveis do diesel.	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Corrente elétrica alternada
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COE	Custo Nivelado de Energia
CC	Corrente elétrica contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
h	Hora
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
L	Litro
m	Metro
NPC	Custo presente líquido
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PV	Módulo fotovoltaico
R\$	Real
s	Segundo
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNISB	Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens
UHE	Usina hidroelétrica
US\$	Dólar
W	Watt

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	17
1.1 Energia hidroelétrica e barragens existentes como perspectivas de expansão.....	17
1.2 Geração de energia em barragens existentes de baixa queda com usina sifão	18
1.3 Objetivos	21
1.4 Desafios e limitações.....	21
1.5 Estrutura da tese	22
1.6 Referências bibliográficas.....	23
CAPÍTULO 2: UMA REVISÃO SOBRE USINAS HIDRELÉTRICAS DO TIPO SIFÃO E APLICAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA BARRAGEM DE ABASTECIMENTO DE BAIXA QUEDA.	26
Resumo	26
Abstract.....	26
2.1 Introdução.....	27
2.2 Revisão da literatura.....	29
2.2.1 A evolução de estruturas do tipo sifão	29
2.2.2 Usinas sifão para geração de energia em estruturas de baixa queda.....	30
2.2.3 Plantas do tipo sifão em operação	32
2.3 Estudo de caso	35
2.3.1 A Barragem no rio Santo Cristo, no sul do Brasil.....	35
2.3.2 Simulações com <i>HOMER Legacy</i>	37
2.3.3 Recursos energéticos locais disponíveis	38
2.3.4 O sistema híbrido proposto	40
2.4 Resultados e discussões	42
2.5 Considerações Finais.....	48
Agradecimentos	49
Referências bibliográficas.....	49
CAPÍTULO 3: USINAS HIDRELÉTRICAS DO TIPO SIFÃO: APLICAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA BARRAGEM DE BAIXA QUEDA NO SUL DO BRASIL	54
Resumo	54
Abstract.....	55
3.1 Introdução.....	56

3.2 Geração de energia hidrelétrica em barragens de baixa queda.....	57
3.3 Estudo de caso – Barragem Santa Rita, ao sul do Brasil.....	60
3.3.1 A Barragem de Santa Rita, no município de Estrela, no sul do Brasil	60
3.3.2 Simulações com o <i>HOMER Legacy</i>	61
3.3.3 Recursos energéticos disponíveis.....	62
3.3.4 Descrição do sistema e componentes para simulações	64
3.4 Resultados	66
3.5 Considerações finais.....	74
Referências bibliográficas.....	74
CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÕES GERAIS	78
CAPÍTULO 5: CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	82
5.1 Sugestões para trabalhos futuros.....	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

O capítulo inicial desta tese compreende uma contextualização geral abordando o período hidroenergético atual e uma perspectiva expansão de geração de energia a partir de barragens existentes de baixas quedas com usinas tipo sifão. Os objetivos gerais e específicos, as limitações e a estruturação do trabalho complementam este tópico.

1.1 Energia hidroelétrica e barragens existentes como perspectivas de expansão

As energias renováveis deverão se tornar o principal recurso para as novas formas de geração de energia até 2040 (AHMAD; ZHANG, 2020). Somente no último ano, a adição renovável foi equivalente a 83 % de toda a capacidade de energia acrescentada ao sistema (IRENA, 2023). A atratividade dessas fontes, muito além de questões de interesse ambiental, está atrelada a políticas públicas incentivadas pelo crescimento econômico assegurado pela segurança energética. Fatores como a dependência de importadores, instabilidade política, os preços elevados dos combustíveis fósseis e da eletricidade, são hoje um gargalo que ameaça o desenvolvimento das principais economias mundiais (ACHEAMPONG et al., 2021; IEA, 2022).

As taxas de expansão das fontes de energias renováveis, equivalente a 85 % nos últimos anos, não foi territorialmente homogênea (IEA, 2022). Diferentemente da realidade mundial, a geração de energia elétrica no Brasil é historicamente baseada nessas fontes (DANTAS et al., 2017; PEREIRA et al., 2013) que sustentam um sistema de energia substancialmente descarbonizado, condicionado pela energia proveniente de usinas hidrelétricas (UHE) (WEC, 2021).

O domínio do setor hidrelétrico é acentuado diante do regime de chuvas favoráveis, somente no ano de 2022 a oferta representou um total 61,90 %, aumentando 17,7 % a geração elétrica (EPE, 2023). Mesmo que o percentual de contribuição hidroenergética total está-se reduzindo em função do crescimento de outras matrizes, especialmente a eólica e a solar, a potência disponibilizada tende a continuar crescendo nos próximos anos (ONS, 2023).

As UHEs são uma tecnologia consolidada de geração de energia elétrica renovável a partir de fontes hídricas. Apesar disso, atualmente existem grandes desafios relacionados a sua capacidade de expansão. As fragilidades sociais e ambientais, como desmatamentos e perda de biodiversidades, têm sido categóricas (CATOLICO et al., 2021; FORTES WESTIN; SANTOS; DURAN MARTINS, 2014). Além disso, os locais com potencial inexplorado para instalação de novas usinas estão se tornando escassos e na sua maior parte situam-se na região Norte do país, uma área ocupada pela floresta Amazônia e suas unidades de conservação (ATHAYDE et al., 2019).

Baseado nesse panorama, algumas concepções referentes à energia hidrelétrica têm mudado, especialmente no tocante à descentralização energética. Uma solução já amplamente implementada foram as centrais geradoras hidrelétricas de menor porte que aproveitam quedas d'água mais baixas. Essa alternativa favorece o desenvolvimento de áreas rurais e remotas fornecendo eletricidade, transporte, ligações de comunicação e a economia local (AZIMOV; AVEZOVA, 2022; FERREIRA et al., 2016).

A energia hidroelétrica gera atualmente mais eletricidade do que todas as outras tecnologias renováveis combinadas (IEA, 2023) e mesmo que a ocupação de áreas de maior potencial para instalação de novas usinas tenham sido explorados, ainda existem estratégias que de forma eficaz e sustentável, podem agregar ao montante injetado no sistema e contribuir para o atendimento da demanda crescente. Uma tendência dos últimos anos é explorar barragens existentes ou restaurar as desativadas e utilizá-las para gerar eletricidade através de minicentrais. Os rios e riachos urbanos que fluem naturalmente em direção a essas barragens existentes propiciam locais adequados para a geração de energia hidroelétrica (COMINO et al., 2020; HANSEN et al., 2021; HATATA; EL-SAADAWI; SAAD, 2019; OKOT, 2013).

O uso de barragens existentes, assim como as pequenas centrais, desconsidera a necessidade de reservatórios para armazenamento de água e conserva fluxo natural do rio (FERREIRA et al., 2016). Com o aproveitamento dessas estruturas, os impactos relativos ao ambiente são amortizados pela dispensabilidade de novas obras civis, assim como custos e desafios de implementação para instalações de novas usinas relacionados ao licenciamento, expansão de infraestruturas e ainda as incertezas políticas e regulamentares (FERREIRA et al., 2016; FILHO; SANTOS; BARROS, 2017).

Estruturas fluviais existentes, que não foram construídas com a finalidade de gerar energia e/ou aquelas que estejam desativadas, como as de abastecimento ou irrigação, são capazes de atuar de forma polivalente, conforme tem sido proposto por alguns estudos (AK; KENTEL; KUCUKALI, 2017; BERRADA; BOUHSSINE; ARECHKIK, 2019; LOOTS et al., 2015; ZHOU; DENG, 2017). Desse modo, o desígnio secundário, de gerar energia renovável, não anula a função primária da barragem, e ambos os usos atuam de maneira simultânea aproveitando os recursos naturais de forma integral e sustentável.

1.2 Geração de energia em barragens existentes de baixa queda com usina sifão

Pequenos potenciais para geração hidroelétrica estão emergindo como um importante recurso energético renovável. Algumas soluções têm sido implementadas para aumentar a geração descentralizada como o aproveitamento de saídas de estações de tratamento de águas residuais (AK;

KENTEL; KUCUKALI, 2017), as redes de distribuição de água (BERRADA; BOUHSSINE; ARECHKIK, 2019) e as estruturas existentes de barragens de baixa queda (LOOTS et al., 2015; ZHOU; DENG, 2017). Todas essas tecnologias têm em comum o uso de estruturas hídricas que já existem e são usadas paralelamente como geradoras de energia.

A tendência atual de aproveitar barragens existentes para gerar energia (COMINO et al., 2020; HANSEN et al., 2021) alicerça-se na quantidade de estruturas com esse potencial que foram concebidas e distribuídas em diversas partes do mundo. Estima-se que apenas 17,7 % das barragens construídas operam de forma plurivalente e 17 % como geradoras hidrelétricas (INTERNATIONAL COMMISSION ON LARGE DAMS, 2023). A parcela remanescente delas pode representar um potencial de desenvolvimento para o setor, posto que o atual cenário energético de demanda cresce e a sustentabilidade ambiental requer novas percepções que propiciem o aproveitamento dos recursos naturais de maneira mais eficiente.

De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens (SNISB), mais da metade das barragens brasileiras destinam-se para fins de abastecimento humano e irrigação, não operando como geradoras de energia. Além disso, 29 % das barragens possui altura inferior a 7,50 m e 25 % tem entre 7,50 e 15 m, características ideais para pequenos aproveitamentos hidrelétricos (ANA, 2022; HANSEN et al., 2021). É nessa entrelinha que se identifica um potencial tangível a ser explorado para geração de energia renovável, em que impactos socioambientais e econômicos relativos à edificação de novas estruturas são minimizados (HANSEN et al., 2021).

Uma tecnologia que é particularmente vantajosa para modernizar infraestruturas existentes são as usinas tipo sifão (MARTINEZ et al., 2019). Estas se distinguem principalmente por sua versatilidade, sendo adaptáveis a estruturas que compreendem desde estações de tratamento de água (LOOTS et al., 2015) até barragens (ZHOU et al., 2019). As usinas localizadas em Idaho nos EUA (SARI et al., 2018), Olawa na Polônia (MAVEL, 2006), Togetsukyo em Quioto e no rio Nera na Itália (MAVEL, 2015) são alguns exemplos operantes que aproveitaram estruturas existentes para gerar energia.

Diferentemente de uma usina tradicional, em que a estrutura da barragem teria que ser rompida, uma usina sifão transporta água de um reservatório superior para um reservatório inferior através do uso de um tubo de aspiração que passa por cima da barragem (LOOTS et al., 2015; MARTINEZ et al., 2019). Essa configuração lhe confere notoriedade pela reduzida complexidade de obras civis, as quais representam os custos de capital mais elevados de uma nova usina (STARK; ANDÒ; HARTLEY, 2011).

Uma usina sifão compreende um conjunto de uma turbina, um gerador, um tubo de sucção e uma casa de força de tamanho reduzido (Figura 1). As turbinas usadas são compactas e modulares, sendo essencialmente variações de turbinas de reação convencionais (SARI et al., 2018). O sistema

funciona basicamente com o sifão inicialmente preenchido com água (por uma bomba de vácuo, operando a turbina como uma bomba) e uma vez cheia a estrutura, a água será transferida através dela utilizando o princípio de um sifão (MARTINEZ et al., 2019).

As usinas sifão são indicadas para quedas d'água baixas, que compreendem intervalos de 1,5 até 8,0 m de altura (MAVEL, 2015). No rol limitado de bibliografias que abarcaram as usinas do tipo sifão, verificou-se variações de alturas disponíveis variando até 10 m e de vazões de até 6,8 m³/s (ALIDAI; POTHOF, 2015; BISHT et al., 2019; LIU; ZHOU; ZHOU, 2017; MARTINEZ et al., 2019; PARYGIN; VOLKOV; RYZHENKOV, 2015; ZHOU; DENG, 2017), sendo ambos parâmetros determinantes para geração final.

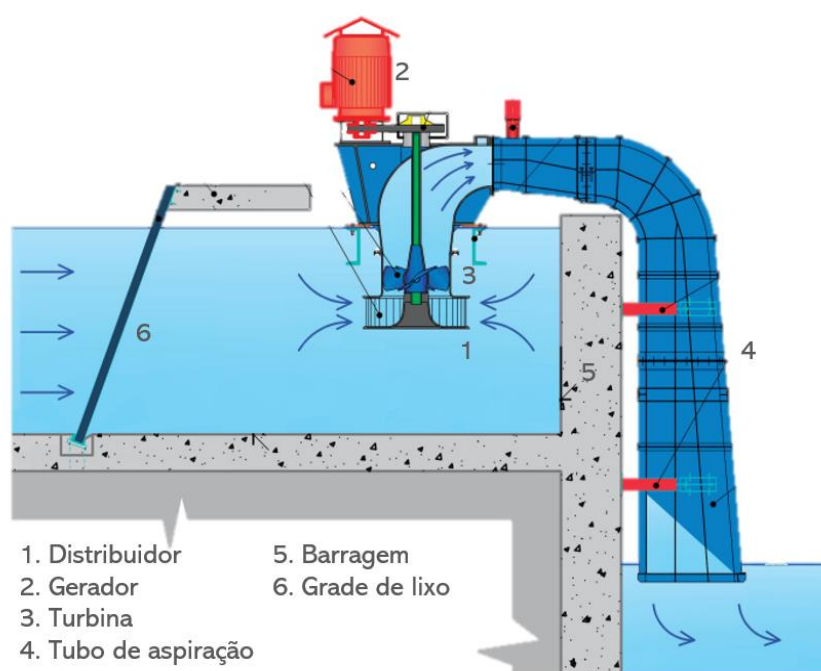


Figura 1. Componentes de uma usina sifão.

A tecnologia oferecida pelas usinas sifão é uma tendência recente, dadas as mudanças e necessidades atuais do contexto energético, fazendo parte de um nicho em evolução e expansão para geração de energia renovável. Neste estudo, a opção por essa tecnologia se deu pela redução de impactos econômicos e ambientais ao serem aproveitadas estruturas já que existem e instaladas sobre elas.

A lacuna que instigou o desenvolvimento do trabalho foi a facilitação da viabilização dessas pequenas usinas através da complementariedade da geração hídrica (a partir de usinas sifão adaptáveis as estruturas existentes) com fonte solar. A complementariedade do recurso solar foi embasada no histórico de dificuldade de viabilização de geração de energia em barragens de baixa queda e pelo fato dessas barragens sem reservatório, dependerem das variações pluviométricas que afetam a vazão dos

rios e conseqüentemente a geração de energia. A hibridização de duas ou mais fontes de energia é uma solução que tem sido usada, baseando-se na complementariedade das fontes renováveis e operando de forma sinérgica como a hidro solar, minimizando também o descompasso entre a demanda e a oferta proporcionadas pelas fontes de geração renovável (JURASZ et al., 2020; SHAN et al., 2020). A concretização dessa proposta se deu através estudos de pré-viabilidade com suporte do *software HOMER Energy*, no qual os sistemas híbridos que compreenderam usinas do tipo sifão e módulos fotovoltaicos flutuantes, foram simulados e avaliados.

1.3 Objetivos

De acordo com o cenário exposto nos tópicos anteriores, referentes ao aproveitamento hídrico em barragens de baixa queda d'água e os desafios encontrados para viabilização desses investimentos energéticos de pequena escala, esta tese teve como objetivo determinar soluções otimizadas para geração de energia renovável em barragens existentes de baixa queda d'água a fim de facilitar sua viabilização através de sistemas híbridos hidrelétricos-fotovoltaicos.

Especificadamente, objetivou-se:

- i. Desenvolver através de estudos científicos publicados, uma revisão bibliográfica inédita sobre usinas sifão para aproveitamento energético em barragens de baixa queda.
- ii. Avaliar arranjos energéticos renováveis em nível de pré viabilidade com suporte do *software HOMER*, em termos de custo presente líquido e do custo de energia.
- iii. Compreender com os estudos de casos reais testados como os sistemas respondem as variações (especialmente de vazão, altura de queda d'água, preço do dólar, demanda e admissão de falhas) e comparar cenários em que a hibridização com módulos fotovoltaicos flutuantes atua de forma a facilitar a viabilização de usinas sifão.

1.4 Desafios e limitações

A carência de dados relacionada a um sistema de cadastro de barragens consiste em uma possível limitação para potenciais aplicações da metodologia proposta nesta pesquisa. A divulgação das informações e dados sobre barragens é incipiente no país, não havendo ainda um banco de dados consolidado. Para sequência desta proposta, identificou-se, até o presente momento, o Sistema Informatizado do Cadastro Nacional de Barragens (CNB) do Comitê Brasileiro de Barragens. Porém, destaca-se que existem obstáculos desta plataforma no que tange à atualização dos dados e ao acesso ao sistema do CNB exclusivo aos sócios do Comitê Brasileiro de Barragens (BDB).

Tratando-se de uma temática ainda em progressão, outro fator taxativo evidenciado foi a limitação na bibliografia científica que faz referência às usinas sifão, em que algumas analogias de cunho comparativo acabam sendo limitadas. Nesse sentido, este trabalho buscou contribuir também elaborando uma revisão bibliografia inédita.

1.5 Estrutura da tese

Para que os objetivos estabelecidos sejam alcançados, esta tese estrutura-se de acordo com os seguintes capítulos:

Capítulo 1

O primeiro capítulo compreende o contexto geral da proposta desta tese. Apresenta-se nele uma abordagem do período hidroenergético atual e uma perspectiva expansão de geração de energia a partir de barragens existentes de baixas quedas com usinas tipo sifão. A hipótese, os objetivos gerais e específicos, as limitações, a estruturação do trabalho e por fim as referências bibliográficas complementam este tópico.

Capítulo 2

O segundo capítulo compreende uma revisão bibliográfica inédita acerca das usinas sifão, apresenta estudos de caso realizados com a tecnologia e instalações operantes identificadas pelo mundo. Em seguida, a proposta metodológica inclui um estudo de caso real, a apresentação do software utilizado para as simulações, os sistemas, custos e os recursos energéticos considerados. Os resultados incluindo variáveis e soluções otimizadas, as considerações finais e referências bibliográficas encerram este capítulo.

Capítulo 3

O terceiro capítulo desta tese, subdivide-se inicialmente a introdução geral e revisão bibliográfica contextualizam de forma geral a geração hidrelétrica em barragens de baixa queda e as usinas sifão. Assim como no capítulo anterior, o mesmo padrão de apresentação para metodologia, resultados, considerações finais e referências bibliográficas são apresentados. Nesse capítulo o estudo de caso real compreendeu uma barragem de abastecimento de água.

Capítulo 4

O quarto capítulo explana os resultados e conclusões gerais para os estudos de caso apresentados nos capítulos anteriores. Uma síntese comparativa das variáveis consideradas nas simulações complementa este tópico.

Capítulo 5

O último capítulo traz considerações finais acerca do estudo e sugestões de continuidade que possam ser uteis para trabalhos futuros.

1.6 Referências bibliográficas

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Relatório de segurança de barragens, 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana/pt-br>>. Acesso em 02 dez. 2022.

AK, M.; KENTEL, E.; KUCUKALI, S. A fuzzy logic tool to evaluate low-head hydropower technologies at the outlet of wastewater treatment plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 727–737, 2017.

ALIDAI, A.; POTHOF, I. W. M. Hydraulic performance of siphonic turbine in low head sites. **Renewable Energy**, v. 75, p. 505–511, 2015.

AZIMOV, U.; AVEZOVA, N. Sustainable small-scale hydropower solutions in Central Asian countries for local and cross-border energy/water supply. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 167, p. 112726, 2022.

BERRADA, A.; BOUHSSINE, Z.; ARECHKIK, A. Optimization and economic modeling of micro hydropower plant integrated in water distribution system. **Journal of Cleaner Production**, v. 232, p. 877–887, 2019.

BISHT, Y. et al. Design Analysis of Siphon and Centrifugal Pump for Low Head Hydro-Electric Power Plant. **Social Science Research Network**, p. 1–6, 2019.

COMINO, E. et al. Mini-hydro power plant for the improvement of urban water-energy nexus toward sustainability - A case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 249, p. 119416, 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional: Relatório Síntese, 2023**.

FERREIRA, J. H. I. et al. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 380–387, 2016.

FILHO, G. L. T.; SANTOS, I. F. S. DOS; BARROS, R. M. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 229–238, 2017.

HANSEN, C. et al. Hydropower development potential at non-powered dams: Data needs and research gaps. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 145, p. 111058, 2021.

HATATA, A. Y.; EL-SAADAWI, M. M.; SAAD, S. A feasibility study of small hydro power for selected locations in Egypt. **Energy Strategy Reviews**, v. 24, p. 300–313, 2019.

ICOLD – INTERNATIONAL COMMISSION ON LARGE DAMS. **World Register of Dams - General Synthesis**. Disponível em: <https://www.icold-cigb.org/GB/world_register/general_synthesis.asp>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Hydroelectricity**. Disponível em: <<https://www.iea.org/energy-system/renewables/hydroelectricity>>. Acesso em: 29 out. 2023.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Record Growth in Renewables Achieved Despite Energy Crisis, 2020**. Disponível em: <<https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Mar/Record-Growth-in-Renewables-Achieved-Despite-Energy-Crisis-PT#:~:text=Os dados da IRENA revelam,de capacidade renovável até 2022.>>. Acesso em: 08 ago. 2023.

JURASZ, Jakub et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, p. 703-724, 2020.

LIU, Y.; ZHOU, J.; ZHOU, D. Transient flow analysis in axial-flow pump system during stoppage. **Advances in Mechanical Engineering**, v. 9, n. 9, p. 1–8, 2017.

LOOTS, I. et al. A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, n. 2015, p. 1254–1268, 2015.

MARTINEZ, J. J. et al. Characterization of a siphon turbine to accelerate low-head hydropower deployment. **Journal of Cleaner Production**, v. 210, p. 35–42, 2019.

MAVEL. **Mavel**. 2006. Successful Commissioning of Three New Mt10 Siphon Micro Turbines in Poland. 2006. Disponível em: <https://mavel.cz/wp-content/uploads/2016/03/FINAL_MT10-Olawa-Press-Release-April-2006.pdf>. Acesso em: 11 de out. de 2021.

MAVEL. **Mavel**. 2015. First installation of Mavel modular micro turbines completed at Head of the u hydroelectric project tm modular micro turbine. < https://mavel.cz/wp-content/uploads/2015/12/2015_Head-of-the-U-Press-Release_FINAL.pdf. > Acesso em: 11 de out. de 2021.

OKOT, D. K. Review of small hydropower technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 26, p. 515–520, 2013.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O sistema em números, 2023**. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/>>. Acesso em 02 fev. 2023.

PARYGIN, A. G.; VOLKOV, A. V.; RYZHENKOV, A. V. Commentary on the Efficiency of Selected Structural Designs of Low Head Micro Hydraulic Power Plants. **Modern Applied Science**, v. 9, n. 4, p. 116–125, 2015.

SARI, M. A. et al. Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems. **Journal of Environmental Management**, v. 228, p. 416–428, 2018.

SHAN, R. et al. Complementary relationship between small-hydropower and increasing penetration of solar photovoltaics: Evidence from CAISO. **Renewable Energy**, v. 155, p. 1139–1146, 2020.

STARK, B. H.; ANDÒ, E.; HARTLEY, G. Modelling and performance of a small siphonic hydropower system. **Renewable Energy**, v. 36, n. 9, p. 2451–2464, 2011.

ZHOU, D. et al. Development of an ultra-low head siphon hydro turbine using computational fluid dynamics. **Energy**, v. 181, p. 43–50, 2019.

WEC - WORLD ENERGY COUNCIL. **Trilemma Index, 2021**. World Energy Trilemma Index. London, 2021.

ZHOU, D. et al. Development of an ultra-low head siphon hydro turbine using computational fluid dynamics. **Energy**, v. 181, p. 43–50, 2019.

ZHOU, D.; DENG, Z. (DANIEL). Ultra-low-head hydroelectric technology: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 23–30, 2017.

CAPÍTULO 2: Uma revisão sobre usinas hidrelétricas do tipo sifão e aplicação para geração de energia em uma barragem de abastecimento de baixa queda.

Este capítulo é baseado no seguinte artigo enviado para publicação na *Renewable and Sustainable Reviews*:

Pizutti, Janaina T. Galdino, Carlos Henrique P.A. and Alexandre Beluco^a. A review of siphon-type hydroelectric plants and application for power generation in a low-head supply dam. *Renewable and Sustainable Reviews*, 2023.

Resumo

A crescente demanda energética tem exigido cada mais a penetração de fontes renováveis de energia no sistema. A predominância na representatividade global dessas fontes é proveniente da matriz hídrica, no entanto, esta requer atualmente uma concepção singular para continuidade de expansão, uma vez que, os locais com maior potencial de geração já foram explorados. Uma das soluções para esse desafio é geração de energia hídrica a partir de pequenas barragens existentes e que já operam com outra finalidade. Essa estratégia, em que as barragens atuam de forma multifuncional, integraliza acréscimos de energia renovável na rede e contribui com a geração energética descentralizada. As usinas do tipo sifão atendem esses requisitos, ao mesmo tempo que, em uma perspectiva sustentável minimizam impactos pela dispensabilidade da edificação de uma nova barragem e por sua adaptabilidade sobre o maciço existente. Considerando a importância de tais estratégias para o cenário hidroenergético este artigo apresenta uma revisão bibliográfica inédita de estudos que investigaram a geração e o comportamento de usinas tipo sifão trazendo uma aplicação real. O estudo de caso contou com simulações híbridas, de uma usina sifão de baixa queda com módulos fotovoltaicos de estruturas flutuantes, de forma que se complementassem temporalmente. Os sistemas alternaram configurações entre aquelas que empregavam geradores a diesel e aquelas que admitiram falhas de até 10 % anualmente. Os resultados foram promissores e indicaram, a partir do estudo de pré viabilidade, sistemas com geração até 92 % renovável com custo de energia competitivo equivalente a 0,072\$/ kWh.

Palavras-chave: Usina sifão. Barragens hidrelétricas. Energias renováveis. Sistemas híbridos. Módulos fotovoltaicos flutuantes.

Abstract

The growing energy demand has increasingly required the penetration of renewable energy sources into the system. The predominance in the global representation of these sources comes from the water

matrix, however, this currently requires a unique conception for continued expansion, since the locations with the greatest generation potential have already been explored. One of the solutions to this challenge is the generation of hydropower from small existing dams that already operate for another purpose. This strategy, in which dams act in a multifunctional way, integrates increases in renewable energy into the network and contributes to decentralized energy generation. Siphon-type plants meet these requirements, at the same time that, from a sustainable perspective, they minimize impacts due to the need to build a new dam and their adaptability to the existing dam. Considering the importance of such strategies for the hydro energy scenario, this article presents an unprecedented bibliographic review of studies that investigated the generation and behavior of siphon plants, bringing a real application. The case study included hybrid simulations of a low-head siphon plant with photovoltaic modules of floating structures, so that they complement each other temporally. The systems alternated configurations between those that employed diesel generators and those that admitted failures of up to 10 % annually. The results were promising and indicated, from the pre-feasibility study, systems with generation up to 92 % renewable with a competitive energy cost equivalent to 0.072\$/ kWh.

Keywords: Siphon plant. Hydroelectric dams. Renewable energy. Hybrid systems. Floating photovoltaic modules.

2.1 Introdução

Protagonista no cenário econômico (SOLARIN; OZTURK, 2015) e sustentável, o setor hidroenergético requer atualmente estratégias particulares para sua expansão. A indisponibilidade de locais acessíveis e viáveis para a construção de novas barragens, os impactos ambientais e o retorno financeiro dos investimentos (ANDRADE; DOS SANTOS, 2015; KOUGIAS et al., 2019) têm imposto restrições.

A atual concepção hidrelétrica tem direcionado esforços em duas áreas principais de caráter descentralizador (COMINO et al., 2020): a exploração de potenciais de menor escala com baixa queda (DIJK; LOOTS; BARTA, 2016; QUARANTA et al., 2022) e a multifuncionalidade das estruturas hídricas (AK; KENTEL; KUCUKALI, 2017; ALIDAI; POTHOF, 2015; LOOTS et al., 2015; ZHOU et al., 2019). Essa proposta energética descentralizadora é positiva, ao passo que, aumenta a segurança energética, reduz as perdas em linhas de transmissão pela distância menor e os riscos operacionais do sistema (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2017).

Usinas hidrelétricas geradoras de menor porte estão intimamente condicionadas à menor atratividade econômica (CIRIC, 2019; FILHO; SANTOS; BARROS, 2017). Muitas vezes, as estruturas

implicam custos de capital desproporcionalmente mais elevados por unidade de potência instalada (STARK; ANDÒ; HARTLEY, 2011), quando comparados com projetos maiores. Nesse sentido, a geração de energia em pequenas estruturas hidráulicas existentes de baixa queda e/ou naquelas utilizadas para fins não energéticos (AK; KENTEL; KUCUKALI, 2017; COMINO et al., 2020) apresentam-se como uma alternativa para viabilizar estas instalações, principalmente no quesito construtivo. Na distribuição dos investimentos em uma usina hidrelétrica, os custos relacionados à construção civil, que incluem qualquer desenvolvimento de infraestrutura necessária para acesso ao local, representam em média 40 % do valor total (IRENA, 2020; OGAYAR; VIDAL, 2009).

Muitas estruturas existentes foram projetadas em décadas anteriores, quando não se carecia do aproveitamento integral dos recursos. A escassez e políticas de sustentabilidade atualmente cederam espaço para aproveitamentos de rios com barragens, reservatórios, válvulas de alívio de pressão de água, comportas, estações de tratamento de água e sistemas de abastecimento de água podem ser fontes potenciais de energia (OGAYAR; VIDAL, 2009), conforme mostrado por (BERRADA; BOUHSSINE; ARECHKIK, 2019; COMINO et al., 2020; LOOTS et al., 2015; TITUS; AYALUR, 2019).

O aproveitamento da energia proporcionada por essas estruturas hidráulicas pode ser possível com a utilização de conjuntos de sifões. Basicamente, eles transportam água de um reservatório superior para um inferior, podendo, portanto, serem instalados em estruturas hidráulicas existentes, como as barragens (LOOTS et al., 2015; MARDIANI-EUERS, 2021). Conseqüentemente, não há necessidade de intervenções extremas, reduzindo os impactos socioambientais relacionados à construção de uma nova planta, flexibilizando as exigências de manutenção e reduzindo os custos civis.

A instalação de sifões já demonstrou seu potencial em barragens com baixa altura disponível e operando com vazões razoáveis. Os casos de uma estrutura de desvio acoplada a um sistema de irrigação em Idaho nos EUA (MARTINEZ et al., 2019), o vertedouro de uma estação de tratamento de águas residuais (AK; KENTEL; KUCUKALI, 2017) na África e a central hidroelétrica chinesa em Gaoliangjian (ZHOU et al., 2019), são alguns exemplos.

O futuro da energia hidrelétrica, especialmente em pequena escala, depende não apenas de projetos inovadores e avanços tecnológicos, mas também foca em melhorias e adaptações em tecnologias já existentes e que ainda podem ter maior viabilidade e eficiência (KOUGIAS et al., 2019). Muitas das usinas com menor potencial gerador foram desativadas há algumas décadas e naquele período, o movimento foi fortemente influenciado por custos relacionados à ausência de automação e ao menor custo do petróleo. Por outro lado, o cenário atual é controverso, a alta do preço do petróleo tende a persistir (AHMAD; ZHANG, 2020), a automação é uma realidade tecnológica e as metas ambientais, principalmente alusivas às energias renováveis, estão envolvidas nas políticas públicas.

Esta inferência norteou o presente estudo, realizado em duas etapas: inicialmente dedicada à

revisão inédita da literatura sobre geração hidrelétrica com sifões, e posteriormente à simulação desta tecnologia com um estudo de caso real com contribuições inovadoras do ponto de vista energético.

O artigo é composto por quatro seções, além da Introdução. A seção a seguir apresenta uma revisão da literatura inédita sobre o tema, a seção subsequente apresenta a metodologia e sua aplicação para um estudo de caso de uma barragem no sul do Brasil. A penúltima e a última seção apresenta respectivamente os resultados e conclusões do estudo.

2.2 Revisão da literatura

Esta seção possui três subseções, primeiramente é abordada a geração de energia a partir de sifões, posteriormente as usinas hidrelétricas do tipo sifão e, por fim, são apresentadas algumas usinas atualmente em operação no mundo.

2.2.1 A evolução de estruturas do tipo sifão

Entre o fim do século XX e início do século XXI, Bellamy (1995), French e Widden (2001) e Howey e Pullen (2009) introduziram uma abordagem energética acerca de sifões em locais onde turbinas hidrelétricas para geração de energia não eram consideradas viáveis devido as baixas alturas de quedas água, como passagens de rios e estuário de marés.

Para o ideal funcionamento de um sifão, um vácuo (pressão menor que a atmosférica) deve ser criado para sugar a água no reservatório superior, para que ela escoe pelo sifão, acione a turbina e chegue até o reservatório inferior. Esses estudos, propuseram adicionar um estágio intermediário, no qual ar pressurizado seria inserido para aumentar a eficiência de operação da turbina. Porém, durante esse processo gera-se também instabilidades de formação de fluxo (podendo quebrar o sifão há determinadas pressões e interromper o funcionamento da usina) e essa condição deixa a operação instável e pouco confiável.

Os estudos obtiveram desempenho mais fraco com eficiências inferiores aos normalmente encontrados em usinas hidrelétricas. Howey e Pullen (2009) sugerem que com um sifão mais alto, eficiências maiores poderiam ser alcançadas sob certas condições operacionais, como indicado na análise do modelo teórico desenvolvido por French e Widden, (2001).

Alidai e Pothof (2015) atrelaram sua menor eficiência em relação a Mardiani-Euers (2021), pela altura de cabeceira menor. Com altura disponível maior, números maiores de fluxo de ar podem ser alcançados com a mesma vazão. Isso porque, uma força motriz maior está disponível para superar as perdas de carga. Essa altura de cabeceira disponível maior, também resulta em uma proporção maior de

ar-água, sendo uma quantidade muito maior de ar transportada. Logo, a eficiência do sistema pode ser maior em locais com maior carga disponível e a usabilidade da turbina sifônica em locais de baixa queda dependerá fortemente da pressão disponível (ALIDAI; POTHOF, 2015).

Apesar da evolução com métodos de modelagem, como em Musavi-Jahromi, (2011), Stark, Andò e Hartley (2011) a projeção de um sistema de sifão com o fluxo ideal de ar produzindo potência máxima com alta eficiência, minimizando as perdas no sistema, mantendo a continuidade e a estabilidade do fluxo, ainda eram muito desafiadores nesse período (MARDIANI-EUERS, 2021).

Esse tipo de sistema, apresentou vantagens para casos em que uma grande vazão de água disponível fosse disponível, com quedas entre 0,5 até 2 m (TITUS; AYALUR, 2019), no entanto, a potência pode estar condicionada a limitação do aumento de seu custo e também a energia requisitada no processo. Com o passar dos anos, outras abordagens de cunho tecnológico foram sendo incorporadas aos sifões (AHMAD; ZHANG, 2020; AK; KENTEL; KUCUKALI, 2017; ALIDAI; POTHOF, 2015; ZHOU; DENG, 2017a) conforme descritas nos itens seguintes.

2.2.2 Usinas sifão para geração de energia em estruturas de baixa queda

O conjunto turbina sifão fazem parte do grupo de inovações e tendências recentes em tecnologias do setor hidrelétrico. Abrangendo um nicho específico e ainda em evolução, a sua notoriedade deve-se principalmente aos reduzidos requisitos estruturais para geração de energia em cascatas baixas. Economicamente, tem demonstrado potencial (LOOTS et al., 2015; ZHOU; DENG, 2017) quando comparado a outras turbinas ideais para baixa queda, sendo seu custo reduzido duas vezes quando comorado a uma turbina do tipo hélice por exemplo (LOOTS et al., 2015).

São usadas essencialmente variações de turbinas de reação convencionais classificadas como compactas e modulares (SARI et al., 2018). No projeto de usinas do tipo sifão, uma turbina é combinada com um tubo de sucção, um gerador e uma casa de força de tamanho reduzido (Figura 2). Essencialmente, o sistema funciona através de uma estrutura de sifão que é inicialmente preenchida com água por uma bomba de vácuo, operando a turbina como uma bomba. Uma vez cheia a estrutura, a água será transferida através dela utilizando o princípio de um sifão (MARTINEZ et al., 2019).

Como em qualquer sistema hidrelétrico, a energia hídrica é transformada em energia mecânica (pela rotação do eixo) e transmitida da turbina (através de um selo hermético para impedir a passagem de ar) na tubulação para o exterior, onde o gerador a converte em energia elétrica (STARK; ANDÒ; HARTLEY, 2011).

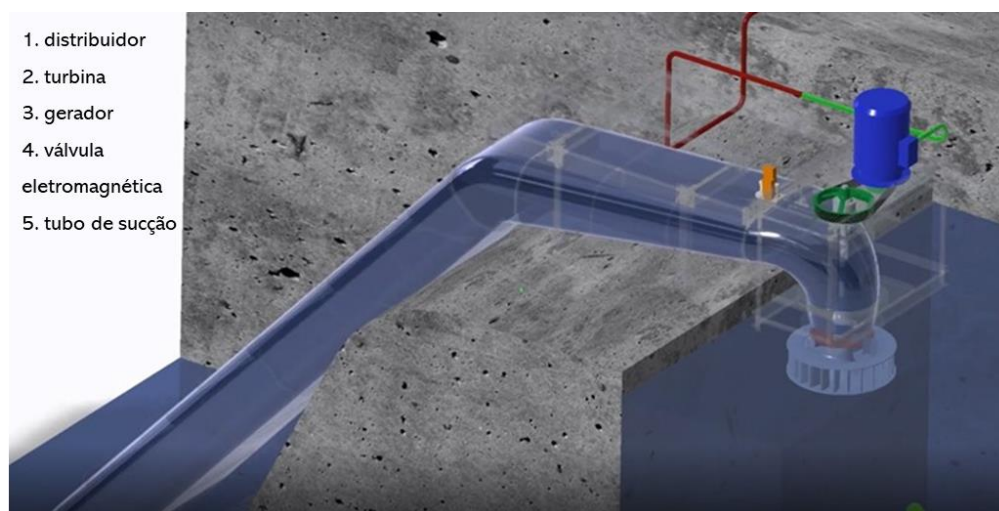


Figura 2. Elementos constituintes de uma usina hidrelétrica sifão

A eficiência da conversão de energia hidráulica em energia mecânica está diretamente relacionada ao projeto da estrutura. Com a localização da turbina na seção vertical e gerador acima do nível da água, ambos a montante da barragem, resulta-se em eficiências maiores (PARYGIN; VOLKOV; RYZHENKOV, 2015). Neste caso, a turbina pode operar tanto como turbina quanto como bomba, sem inverter o sentido de rotação do rotor ou inverter o sentido do fluxo de água através dele. Tal turbina-bomba, quando operando como bomba, pode facilmente encher o sifão com água, portanto não há necessidade de usar nenhuma bomba de vácuo externa para iniciar o efeito sifão (ZHOU et al., 2019).

O desempenho hidráulico da turbina também está relacionado aos parâmetros geométricos. Zhou e Deng (2017) analisaram o efeito dos formatos do distribuidor na saída da turbina sifão e concluíram que o uso de uma pá diferente afetou o desempenho hidráulico tanto do rotor quanto da passagem de saída. O coletor em forma de sino com quatro palhetas guia resultou em maior potência de saída (114,7 kW), maior capacidade de vazão (5,62 m³/s) e eficiência de 81,2 % em comparação com outras configurações.

A entrada de ar no sifão é outro fator interferente no sistema e está relacionada com a eficiência nos canais de fluxo. A cavitação (vaporização da água devido a redução da pressão estática na tubulação ao nível de pressão de vapor, formando bolhas de ar) não é desejável para este fim pois interrompe o fluxo de água no sifão e o torna inoperante, reduzindo a eficiência da planta quase que instantaneamente a zero (PARYGIN; VOLKOV; RYZHENKOV, 2015).

Na esfera ambiental, cuidados especiais em relação à pressão interna do sifão requerem cautela. (MARTINEZ et al., 2019) explica que a turbina pode gerar pressões mínimas, que chegaram a 22,4 kPa durante a passagem pelo tubo, o que pode resultar na morte de peixes suscetíveis a lesões por trauma

por pressão. Neste âmbito, este é um dos únicos pontos que exige cautela, pois, em geral, os sifões não são impactantes por estarem acoplados a barragens existentes.

A Tabela 1 resume alguns dados e proposições de usinas sifão como pequenas centrais hidrelétricas. Foram encontradas variações relacionadas à vazão (de 0,37 m³/s a 6,8 m³/s) e à altura disponível (de 3,87 m a 10 m). Comparando os resultados de Martinez et al., (2019) e Loots et al., (2015), o primeiro obteve uma potência cinco vezes maior ao considerar uma altura de queda menor e uma vazão maior que o segundo. Essas proposições reforçam a lógica da utilização de turbinas em pequenas centrais, nas quais a vazão é tão decisiva quanto a necessidade da altura da queda d'água para obter maior geração de energia. Por outro lado, com vazões disponíveis semelhantes, Zhou et al., (2019) obteve menor potência comparado a Martinez et al., (2019). Neste caso, conclui-se que a altura da cachoeira foi categórica.

Nos projetos-piloto das usinas hidrelétricas Ulhitiya-1 e Elahera (PERERA, 2013) foram obtidos potenciais mais elevados. Nestes casos, seria adequada uma comparação com outros tipos de turbinas, dadas as características apresentadas. Os sifões também foram projetados para áreas com vazão variável, para atender uma determinada demanda com abastecimento constante. A solução de Bisht et al., (2019) foi a combinação de um sifão e uma bomba centrífuga. Neste projeto foi aproveitada a água de descarga da saída da turbina, para que o tubo sifão e a bomba centrífuga suguem essa água para a comporta da barragem, e essa água seja novamente utilizada na turbina para gerar mais energia.

Mesmo com a limitação bibliográfica, dada temática recente e em ascensão, fica evidente a versatilidade da tecnologia de geração de energia com sifões, sendo propostos em diferentes estruturas que vão desde estações de tratamento de água (LOOTS et al., 2015) até pequenas barragens existentes (ZHOU et al., 2019).

2.2.3 Plantas do tipo sifão em operação

O horizonte promissor para a inserção de usinas hidrelétricas sifões está associado ao aproveitamento das estruturas hidráulicas existentes e à revitalização daquelas com vida útil esgotada. Países como o Brasil, que investiram em estruturas hidráulicas nas últimas décadas para diversos fins, tem potencial de viabilizar novos investimentos utilizando essas estruturas para geração de energia. Ao longo do tempo, a disponibilidade hídrica tem norteado as iniciativas brasileiras na construção de grandes hidrelétricas, como Itaipú Binacional e Belo Monte, centralizando a geração da maior parte de sua energia. Mesmo assim, tivemos um crescimento de 57,9 % na capacidade instalada de micro e minigeração hidrelétrica distribuída nos últimos anos (EPE, 2019).

Embora já tenham sido instaladas 65 plantas do tipo sifão em todo o mundo, até o momento não

foram amplamente divulgadas. A primeira planta nos Estados Unidos só começou a operar em 2015 (SARI et al., 2018) e no Brasil ainda não há registros. A Tabela 2 apresenta informações técnicas de algumas plantas do tipo sifão atualmente em operação no mundo.

Um exemplo de instalação é o caso da fábrica em Idaho, EUA, ao norte de Jerome Butte, uma estrutura de concreto envelhecida precisava ser trocada e em vez de substituir a comporta de desvio, foi instalada uma usina hidrelétrica do tipo sifão, gerando energia elétrica suficiente para cobrir todo o custo do projeto. Esta nova central hidrelétrica possui oito turbinas modulares e o sistema fornece irrigação de água para áreas agrícolas próximas (Figura 3a).

A solução na central hidroelétrica de Olawa (Figura 3c) no rio Odra, localizada no sul da Polônia, foi instalar três microturbinas na barragem existente. Com um diâmetro de rotor de um metro, as novas turbinas adicionaram 300 kW a uma turbina Francis existente que gerava pouco menos de 200 kW (MAVEL, 2006).

Em Quioto, a instalação de uma microturbina junto à histórica Ponte Togetsukyo, além de simbolizar o compromisso da cidade com as energias limpas e renováveis, produz energia suficiente para iluminar a histórica Ponte e a encosta próxima (Figura 3b) (MAVEL, 2015). A mais recente pequena central hidráulica do tipo sifão ligada à rede situava-se no rio Nera. A central aproveita o caudal ecológico de uma barragem existente em Terni, com a instalação de uma turbina sifão que aproveita a altura disponível de aproximadamente 6 m (Figura 3d).

Autor	LOOTS et al. (2015)	ZHOU et al. (2019)	BISHT et al., (2019)	PERERA (2013)	PERERA (2013)	MARTINEZ et al. (2019)	PIZUTTI et al. (2024)
Tipo	Estação de tratamento de esgoto	Usina hidrelétrica	Usina hidrelétrica	Irrigação - Ulhitiya-1	Irrigação - Elahera	Usina hidrelétrica	Barragem hidrelétrica Santa Rita
Local	Zeekoegat, África.	Gaoliangjian, China.		Sry Lanka, Índia.	Sry Lanka, Índia.	Idaho, EUA.	Estrela /RS, Brasil.
Fluxo (m³/s)	0.37	4.52	6.8	5	17	4.5	5.88
Altura de cabeceira (m)	3.6	2.87	10	4.2	7.5	5	5
Número de unidades	3			2	2		
Potência de saída (kW)	6.9	112		155	450	159	160
Geração de energia (kWh/ano)	2.000.000			1.800.000	4.000.000		3.938.784
Eficiência do sistema (%)		87.9		79.0	79.0		
Diâmetro do sifão (m)	0.3	0.68-1.65 (não linear)	0.5				0.8 a 1
Custo estimado (USD)	125.700			83.700.000	224.000.000		

Tabela 1. Comparação de simulações de usinas de sifão

Localização	Idaho, EUA	Olawa II, Polônia	Kyoto, Japão	Nera, Itália
Tipo de turbina	8 x TM10	3 x TM10	1 x TM5	
Altura (m)	5.14	4.00	1.34	6.00
Vazão (m ³ /s)	33.98 - 56.47	11.26	0.53	
Potência (kW)	1,224	300	4	

Tabela 2. Algumas informações técnicas sobre plantas do tipo sifão atualmente em operação no mundo



Figura 3. Plantas de sifões operando em Idaho (a), Kyoto (b), Olawa (c) e Nera (d).

2.3 Estudo de caso

Esta seção fragmenta-se em quatro subseções dedicadas respectivamente: à barragem que é foco deste estudo de caso, ao software *HOMER Legacy* utilizado como meio para o estudo de pré-viabilidade de geração hidrelétrica e a descrição dos sistemas e componentes que foram utilizados.

2.3.1 A Barragem no rio Santo Cristo, no sul do Brasil

A barragem alvo deste estudo de caso, localiza-se no curso d'água do rio Santo Cristo (latitude -27°84'S e longitude -54°55'W) (Figura 4) e pertence à Região Hidrográfica do

Uruguai. Localizada ao sul do Brasil, no município de Santa Rosa/RS, ela distancia-se aproximadamente dez quilômetros da área urbana (GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2012). O rio Santo Cristo tem como principal finalidade o fornecimento de água tratada para abastecimento da cidade de Santa Rosa/RS, sendo até o ano de 2019, foi a responsável por todo abastecimento urbano local.

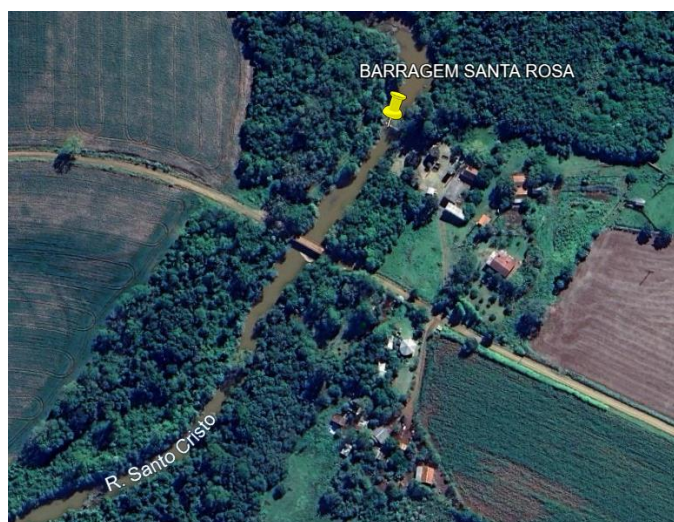


Figura 4. Localização da barragem Santa Rosa no rio Santo Cristo.

De maneira geral, as barragens de abastecimento são concebidas excepcionalmente para reservar água e regularizar a vazão de um rio, suprindo assim os períodos em que os índices pluviométricos são menores. O potencial hidrelétrico em geral pequeno apresentado por elas, dificulta a viabilização de projetos de uma usina geradora hidrelétrica convencional, por outro lado, soluções pontuais baseadas no custo de oportunidade podem transformar o uso dessas barragens em estruturas multifuncionais. O tipo de estrutura, sifão e turbina, para geração de energia proposto neste estudo mostra-se como uma solução ideal nesses casos, operando sem a necessidade reservatórios de acumulação e alterando minimamente o maciço existente e sua funcionalidade de abastecimento.

As usinas tipo sifão caracterizam-se justamente por sua eficiência nessas barragens de baixas quedas. Para tanto, a instalação de uma usina tipo sifão será considerada sob o maciço da barragem que dispõe de uma altura de queda de aproximadamente 2 m (Figura 5). A proposta é então tornar a estrutura síncrona e sustentável, dispondo de água e energia para demanda local.



Figura 5. Barragem de abastecimento existente no rio Santo Cristo.

2.3.2 Simulações com *HOMER Legacy*

O software *HOMER Legacy* foi usado como ferramenta para obtenção de resultados em função de sua capacidade em trabalhar com as variações de disponibilidade de recursos energéticos renováveis. As matrizes energéticas utilizadas neste estudo, solar e hídrica, tem grande variabilidade ao longo das estações do ano, portanto, o suporte oferecido pelo software foi fundamental para assertividade dos sistemas que oferecessem configurações otimizadas e soluções viáveis.

O *HOMER Energy* foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) e atualmente é o software mais utilizado (SINHA; CHANDEL, 2014) para realizar simulações, otimizações e análises de sensibilidade para sistemas híbridos de energéticos. Durante o processo de simulação, diversas configurações de sistemas foram simuladas baseadas no cálculo de balanço de energia para cada hora do ano. Nessa etapa a viabilidade dessas configurações (se atendem à demanda elétrica nas condições especificadas) e o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto (reposição, operação e manutenção, combustíveis e juros) foram estimadas.

Os sistemas com configuração que apresentaram o menor custo presente líquido total (NPC) ou custo do ciclo de vida foram exibidos pelo HOMER na etapa de otimização. Este índice representa o valor presente de todos os custos de instalação e operação do sistema subtraído do valor presente de todas as receitas ao longo de sua vida (HOMER, 2021). As equações (1) e (2) são usadas para calcular o NPC (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

Na etapa de análise de sensibilidade, o processo de otimização foi repetido para cada variável especificada a fim de medir os efeitos, as incertezas ou mudanças, nas entradas do modelo (HOMER, 2021). O custo médio de produção da energia por kWh (COE) também foi estimado para comparar o custo de fornecimento de energia em diferentes sistemas.

$$NPC = \frac{C_{\text{annual}}}{CRF(i, n)} \quad (1)$$

onde C_{annual} é o custo total anual do sistema; $CRF(i, n)$ é o fator de recuperação de capital, definido pela Equação 2 com base em uma taxa de juros real i , em % e uma vida útil estimada do projeto n , em anos.

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

onde:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (3)$$

onde i' é a taxa de juros nominal e f é a taxa de inflação anual.

2.3.3 Recursos energéticos locais disponíveis

Para que as séries de vazões fossem estimadas utilizou-se um modelo hidrológico de transformação chuva-vazão, através de séries históricas de postos de monitoramento da Agência Nacional das Águas (AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS, 2023). A estativa de forma indireta se deu devido à falta de postos de medição para monitoramento local.

As vazões médias mensais referentes ao ano de 2010 estão representadas na Figura 6. A escolha desse período se deu a partir da análise de séries de vazões do ano de 2010 até o ano de 2019, sendo este intervalo uma série intermediária entre vazões críticas e os anos mais chuvosos. A análise desse intervalo foi realizada a partir da comparação de médias mensais e anuais. Os maiores volumes de vazões foram nos meses de inverno e primavera, sendo a vazão média estimada de 11375 L.s⁻¹.

Apesar do potencial para geração de energia a partir da matriz hídrica, as usinas sem reservatório de acumulação podem apresentar variações de vazão ao longo dos meses pois são diretamente influenciadas pelos regimes de chuvas, fazendo com que ocorram períodos que tenham menor geração de energia.

Visando diminuir as possíveis variações de geração energética e facilitar a viabilidade do sistema, um sistema fotovoltaico complementar foi proposto. O intuito é que auxiliem o sistema de geração hídrica, especialmente em períodos em que a média pluviométrica tende a ser menor (HOSEINZADEH; GHASEMI; HEYNS, 2020) assim como em situações de picos de demanda durante o dia (RAUF; GULL; ARSHAD, 2020).

O recurso solar foi então explorado a partir de módulos fotovoltaicos em estruturas flutuantes sobre a superfície d'água, configurando-se assim um sistema complementar (JURASZ et al., 2020). Essa alternativa ainda permite que não sejam ocupadas áreas agricultáveis locais altamente produtivas, podendo ainda contribuir com um acréscimo de geração em função da redução da evaporação de água.

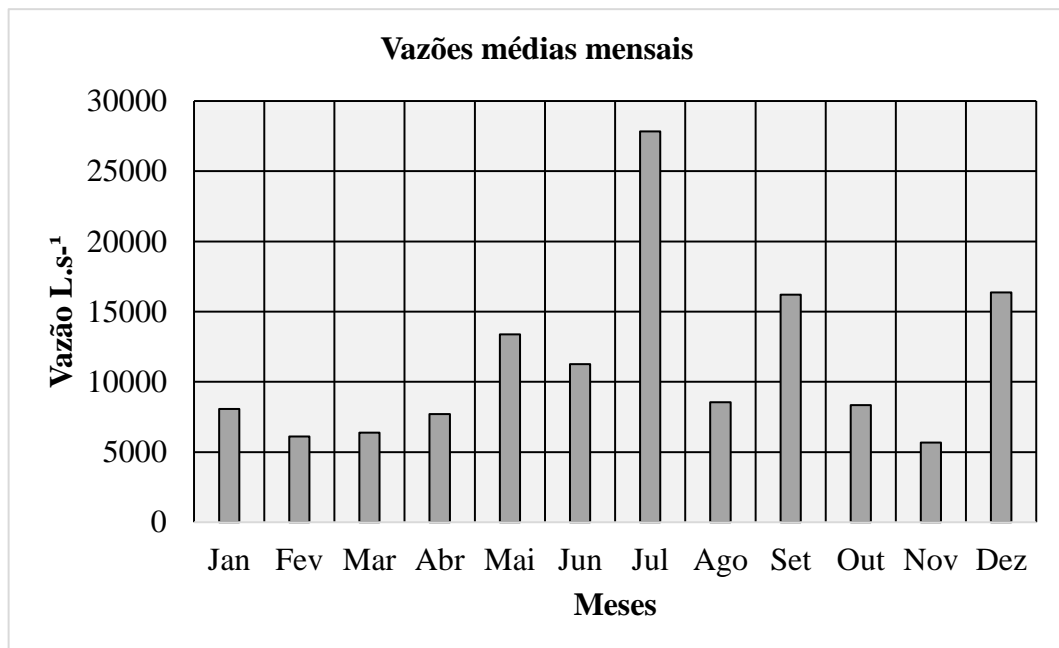


Figura 6. Vazões médias mensais.

A Figura 7 apresenta os valores médios mensais da radiação solar e do índice de clareza (porcentagem de céu claro e a influência das nuvens) para as coordenadas geográficas da barragem (latitude $-27^{\circ}84'S$ e longitude $-54^{\circ}55'W$) no software *HOMER Energy*. O banco de dados da NASA foi utilizado para obtenção dos dados. Conforme pode ser observado nas estações de verão e primavera (meses de setembro, outubro e novembro) e verão (meses de

janeiro, fevereiro e março) a radiação solar tem valores maiores, sendo a radiação solar média global local é de 4,38 kWh.m²/dia.

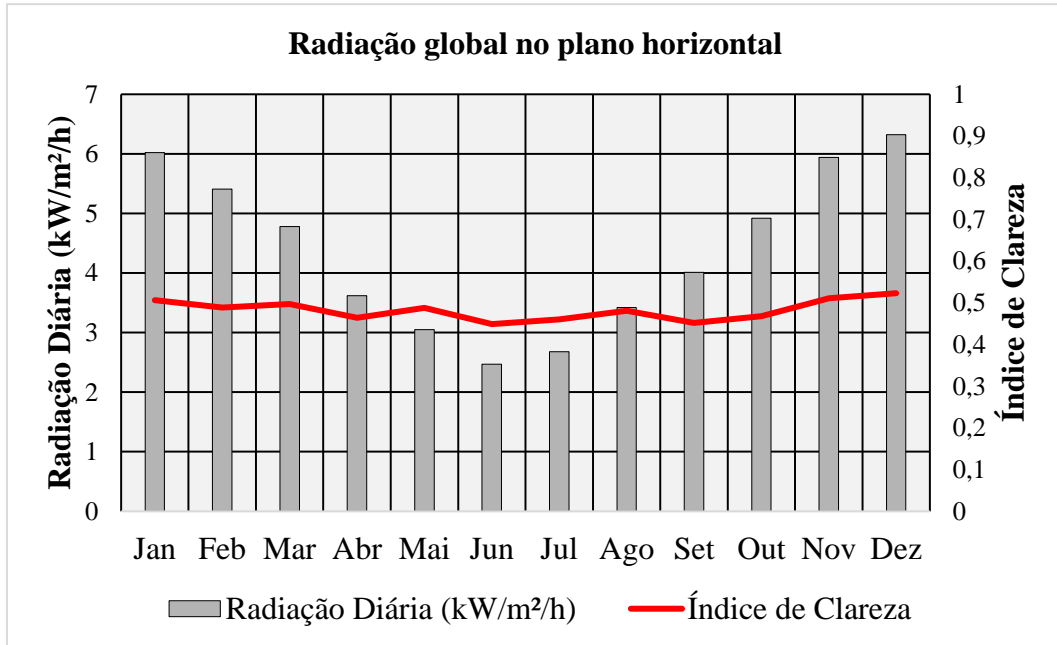


Figura 7. Radiação global no plano horizontal para cidade de Santa Rosa/RS

2.3.4 O sistema híbrido proposto

Para os sistemas simulados foi utilizado um conjunto de componentes para atender a uma carga de corrente alternada (AC). Na Figura 8 estão representados os componentes que integram o diagrama, sendo as fontes geradoras de energia as turbinas hidráulicas e módulos fotovoltaicos flutuantes. Complementam o sistema um gerador a diesel, baterias para armazenamento de energia e um conversor bidirecional AC-CC. O diagrama da Figura 9 foi considerando um sistema 100 % renovável, apresentando os mesmos componentes citados, com exceção do gerador a diesel.

O acervo de componentes do software *HOMER Energy* comporta modelos semelhantes aos existentes no mercado atual, sendo então, na própria plataforma definidas as especificações das unidades de geração, armazenamento (banco de baterias composto por bancos do modelo *Vision 6FM200D*, tensão nominal de 12 V e vida útil mínima de 5 anos) e transformação de energia.

As especificações e custos da turbina hidrelétrica foram determinadas de acordo com o fornecedor Mavel (ZDENEK BOUDNIK, 2020). A partir das especificações da potência de saída turbina a carga para simulação foi determinada em 60kW, para validar o modelo em

diferentes condições de demanda, assim como, as turbinas definiram a potência de saída e a vazão máxima e mínima calculadas em função da vazão de 95 % permanência (Q95).

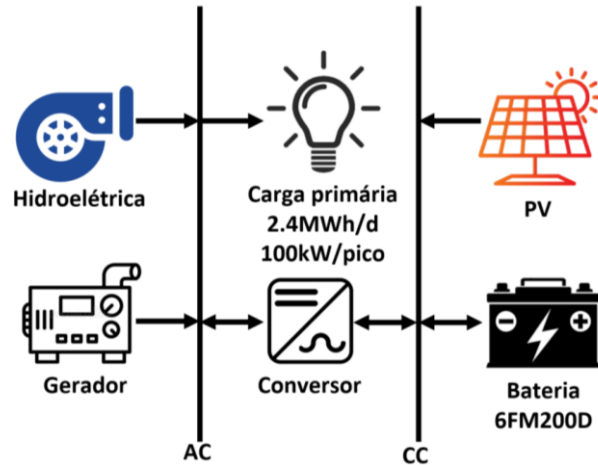


Figura 8. Diagrama esquemático para o sistema incluindo gerador a diesel.

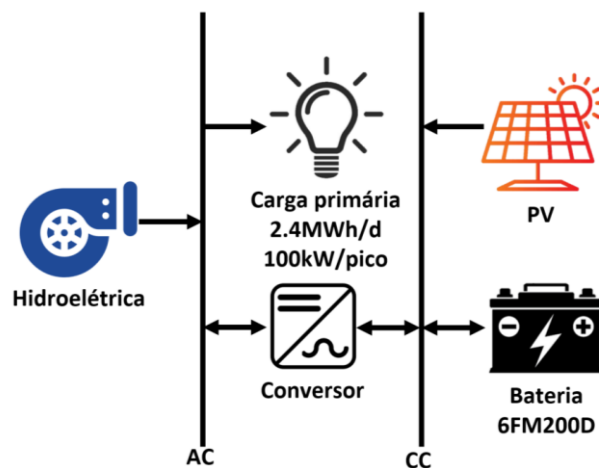


Figura 9. Diagrama esquemático para o sistema sem gerador a diesel.

Na Tabela 3 estão apresentados os custos dos componentes referentes a instalação, substituição, operação e manutenção. A taxa de câmbio considerada para efeito de cálculo foi de US\$1 equivalendo a R\$ 5,00 e a vida útil estimada em 25 anos.

Os custos relativos a turbina hidráulica e do gerador a diesel os custos de operação e manutenção foram considerados igual a 5 % do valor de aquisição e para reposição igual a 80 % do seu valor inicial (ZDENEK BOUDNIK, 2020). Os valores para aquisição de componentes e sua instalação foram obtidos a partir de pesquisas de mercado e de fornecedores nesse dado período para as baterias, conversores e módulos fotovoltaicos (EPE, 2018; IRENA, 2020;

NEOSOLAR, 2021). Os conversores possuem vida útil de 15 anos e eficiência de 90 % para retificação (AC-DC) e 85 % para inversão (DC-AC) (ANSONG; MENSAH; ADARAMOLA, 2017; VIEIRA; CARPIO, 2020) e os módulos fotovoltaicos inseridos tem vida útil de 20 anos.

Componente	Custo de instalação	Custo de reposição	Custo de O&M
Módulos fotovoltaicos	3000 US\$/kW	2700 US\$/kW	30 US\$/kWano
Conversor	800 US\$/kW	720 US\$/kW	40 US\$/kWano
Baterias	220 US\$/kW	196 US\$/un	10 US\$.kWano
Turbina TM 5	57000 US\$	45600 US\$	2850 US\$/ano
Gerador 8 kW	2500 US\$	2000 US\$	125 US\$/ano
Gerador 35 kW	4300 US\$	3440 US\$	215 US\$/ano
Gerador 100 kW	14000 US\$	11200 US\$	700 US\$/ano
Gerador 140 kW	25000 US\$	20000 US\$	1250 US\$/ano

Tabela 3. Custos relativos dos componentes para avaliação econômica.

2.4 Resultados e discussões

O estudo de pré-viabilidade teve como propósito o emprego de turbinas sífão combinadas com recursos energéticos renováveis e não renováveis, visando determinar sistemas que apresentassem as melhores soluções para geração de energia.

Para a obtenção de soluções referentes ao diagrama apresentado na Figura 8, o qual inclui geradores a diesel, foi considerada uma vazão de projeto de 2570 L.s⁻¹ e multiplicadores de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0, 0,8 e 0,6. Os resultados com seus respectivos espaços de otimização, considerando o preço do diesel em função da carga primária, estão representados graficamente nas Figura 10, Figura 11 e Figura 12.

A maior parte do espaço de otimização da Figura 10, corresponde a soluções energéticas que incluem turbinas hidroelétricas, geradores a diesel e baterias. Para cargas primárias muito pequenas desconsiderou-se o uso das baterias, e, apenas para cargas maiores que 3000 kWh foram consideradas as soluções que incluíram módulos fotovoltaicos. O sistema passou a incluir módulos fotovoltaicos com geração de 50kW a partir da demanda de carga de 3000 kWh/dia com 128 bancos baterias.

Para as cargas de 3200 kWh/dia a geração fotovoltaica dobrou, gerando 100kW (condição é válida para fatores multiplicativos de diesel iguais a 1 e 1.2). Para essas demandas,

quando o preço do diesel foi reduzido para o fator 0.8 centavos de dólar, para atender a carga de 3000 kWh/dia não foram incluídos módulos fotovoltaicos e incluiu-se 256 bancos baterias. Já para carga de 3200 kWh/dia são considerados 100 kW de geração a partir de módulos fotovoltaicos e 128 bancos de baterias.

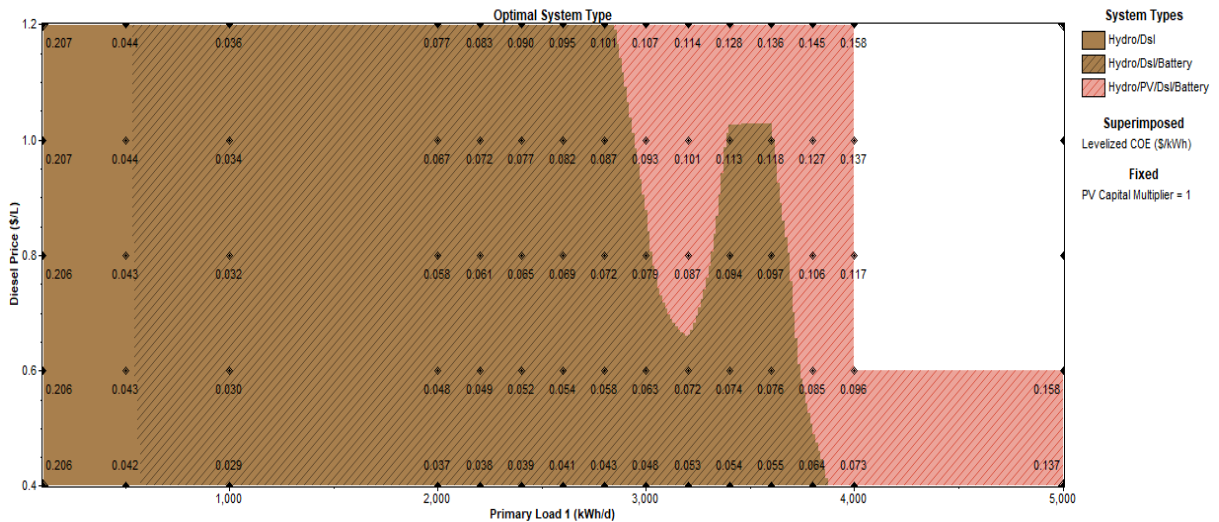


Figura 10. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1.0 e vazão de projeto igual 2570 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores dos valores das variáveis de sensibilidade.

Na Figura 11, observa-se que o horizonte de soluções que os incluem módulos fotovoltaicos foi aumentado, isso se deu em função da redução de 20 % nos custos destes em relação ao valor assumido para os sistemas da Figura 10. Esse aumento se deu especialmente para cargas de 2400 a 4000 kWh/dia. A Figura 12 reflete uma expansão ainda maior de soluções que incluem os módulos fotovoltaicos, nesse caso, seus custos tiveram redução adicional de 40 % em relação a Figura 10, soluções viáveis do recurso solar iniciaram já com cargas primárias de 2000 kWh/dia e o custo de energia também foi menor em relação aos campos de soluções da Figura 10 e Figura 11.

Independente custo do diesel, os custos de energia foram iguais para as áreas hachuradas na cor marrom (soluções que incluam turbinas, baterias e diesel) até que os espaços passaram a incorporar soluções com módulos fotovoltaicos. De maneira geral, os custos de energia mostram tendência de aumento a mediada que as soluções se aproximaram das áreas hachuradas na cor rosa (aquelas que incluem módulos fotovoltaicos), todas as soluções contam com 46,4kW de geração hidrelétrica havendo um limite estabelecido para soluções viáveis para cargas primárias de até 400 kWh/dia.

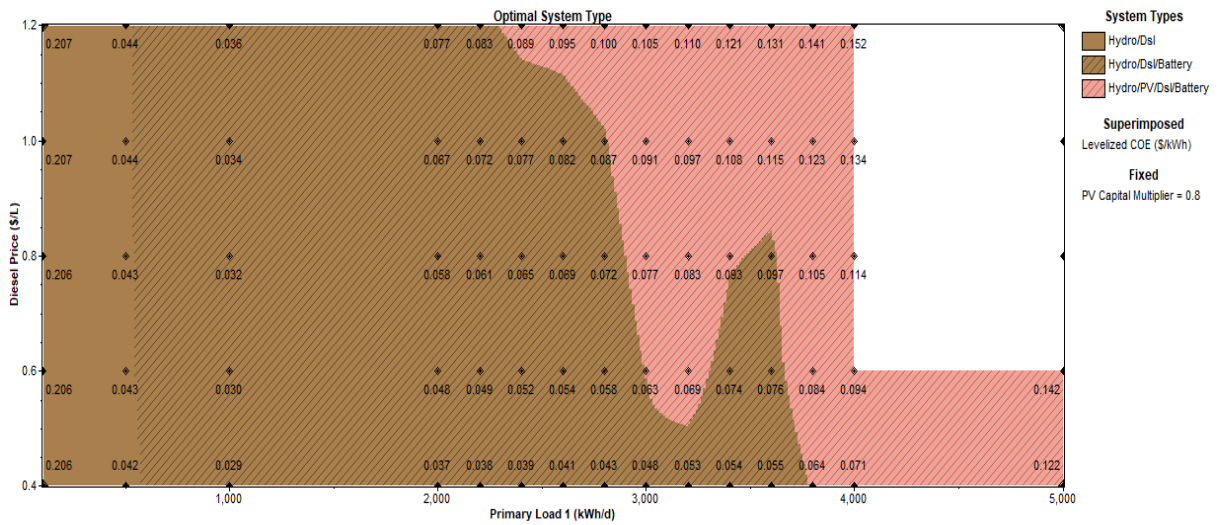


Figura 11. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,8 e vazão de projeto igual 2570 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

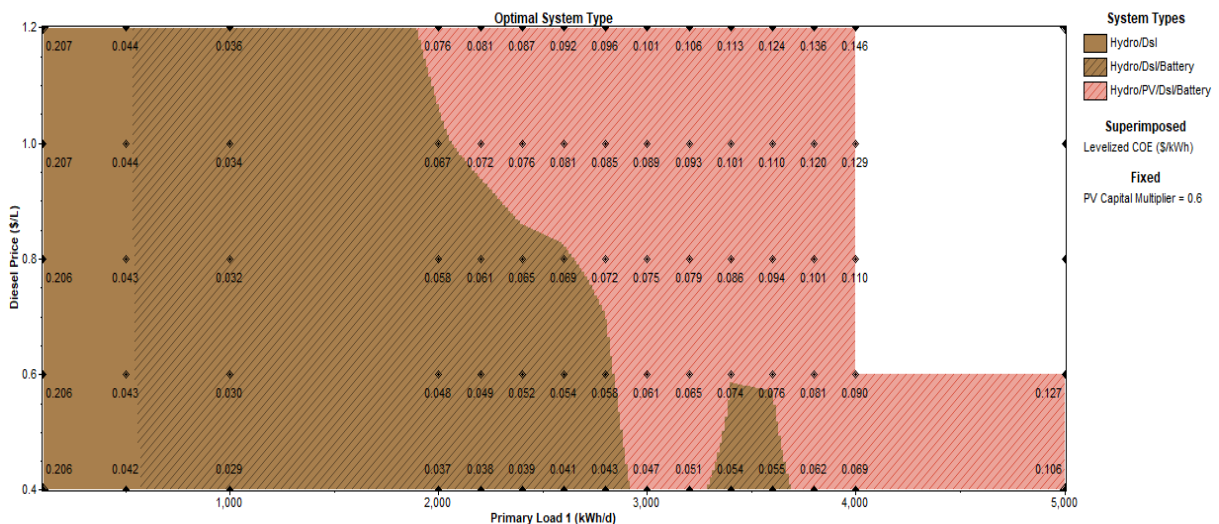


Figura 12. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,6 e vazão de projeto igual 2570 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

Para determinação do intervalo de soluções ótimas, foi estabelecido um limite de carga equivalente a 3200 kWh/dia, justificada no percentual de energia gerada a partir de fontes renováveis. Cargas primárias maiores fizeram com que a geração com o uso de diesel fosse intensificada e consequentemente a fração não renovável.

As curvas representadas no Gráfico 1 indicam os custos nivelados de energia (NPC) e no Gráfico 2 indicam os custos presentes líquidos (COE), ambas em função das cargas primárias. Em todas as condições foram assumidos fatores multiplicativos para o diesel mais próximos da realidade atual de conversão (0.8, 1 e 1.2) e fatores multiplicativos de PV igual a

um. O acréscimo de carga resultou em um aumento progressivo do custo nivelado de energia e do custo presente líquido e a proximidade de valores ficou à mercê da demanda que se deseja atender.

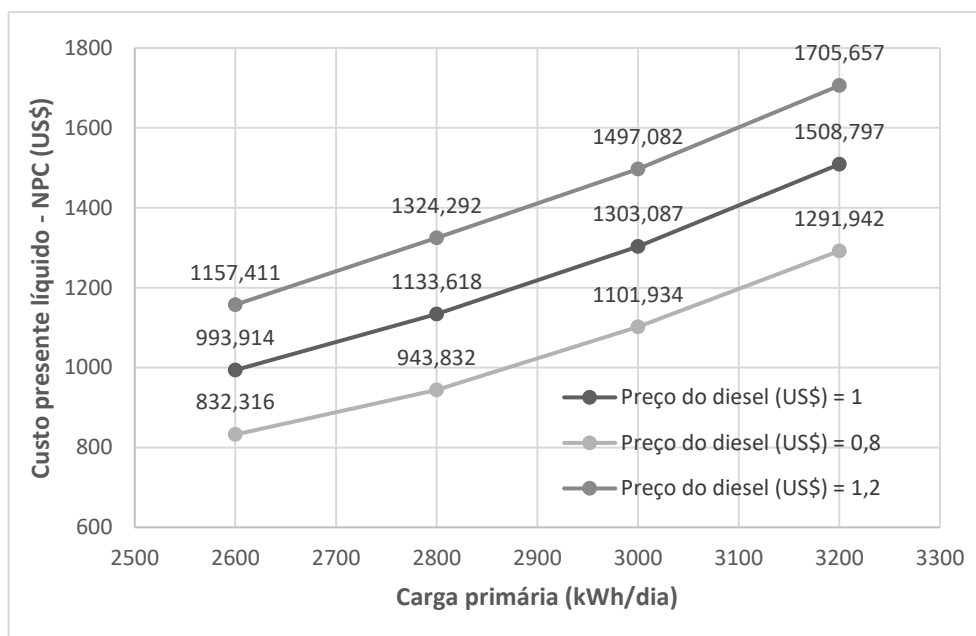


Gráfico 1. Custo presente líquido em função da carga primária e custos variáveis do diesel considerando fator multiplicativo de PV igual a 1.

Para o custo nivelado de energia, as três curvas, no intervalo de carga de 2600 a 3200, apresentaram variações análogas da ordem de 0,019. Quando o diesel foi equivalente a 1,2 US\$.L⁻¹, o aumento do custo de energia foi o mais constante à medida que carga foi sendo aumentada.

A Figura 13 representa as frações renováveis dos sistemas simulados que incluíram geradores a diesel considerando o preço do diesel igual a 1 US\$. O aumento gradual da carga primária, diminuiu a representação renovável gradualmente, situação previsível em função da maior demanda. A representatividade renovável foi maior do que 81 % em todos os sistemas simulados e dentro do intervalo de soluções ótimas alcançou seu limite máximo de 86 %.

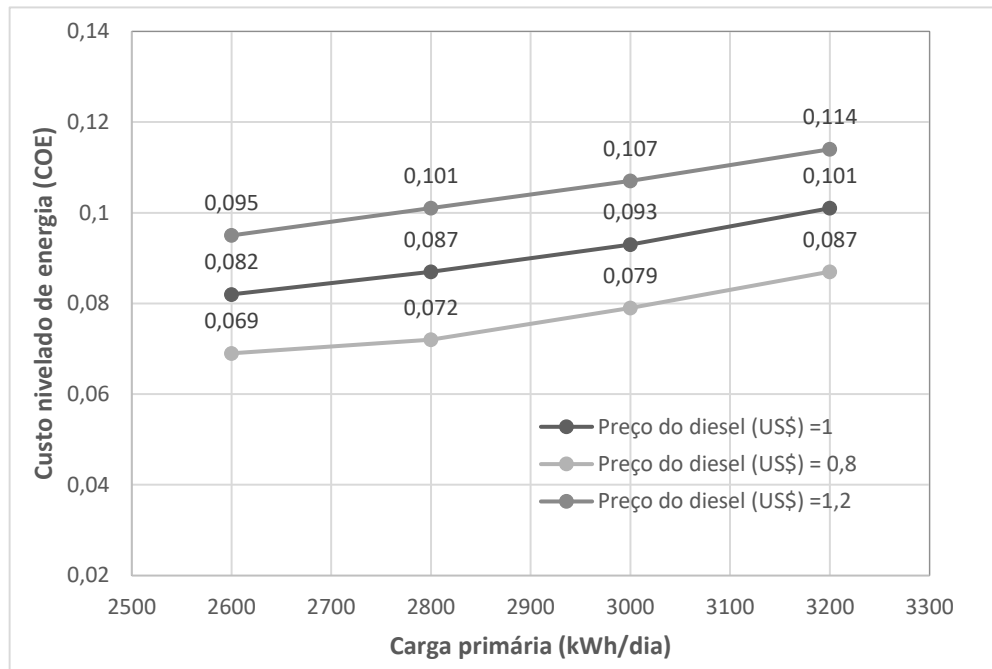


Gráfico 2. Custo nivelado de energia em função da carga primária e custos variáveis do diesel.

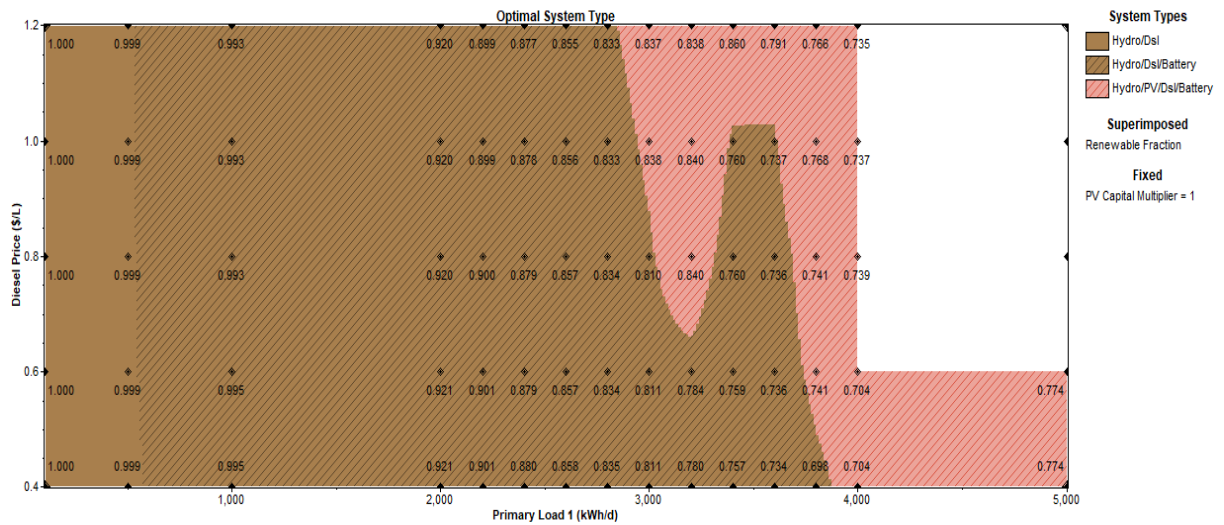


Figura 13. Espaço de otimização com as frações renováveis considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 8, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1 e vazão de projeto igual $2570 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$, com percentual energético renovável indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

Os resultados do diagrama apresentados na Figura 9, estão apresentados nas Figura 14, Figura 15 e Figura 16, as quais apresentam espaços de otimização considerando o multiplicador do custo de capital fotovoltaico em função da carga primária. A vazão de projeto considerada foi de $2570 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$, para uma escassez máxima de capacidade anual igual a 0 %, 3 % e 10 %, respectivamente.

Considerando 0 % de falhas de serviço a maior parte do campo de resultados incluiu o conjunto hidrelétrico, fotovoltaico e baterias para até 3400 kWh de carga. Para cargas até 2300 kWh soluções somente com turbinas e baterias aparecem no campo de otimização, reduzindo seus custos à medida que a carga aumenta até este dado limite de carga.

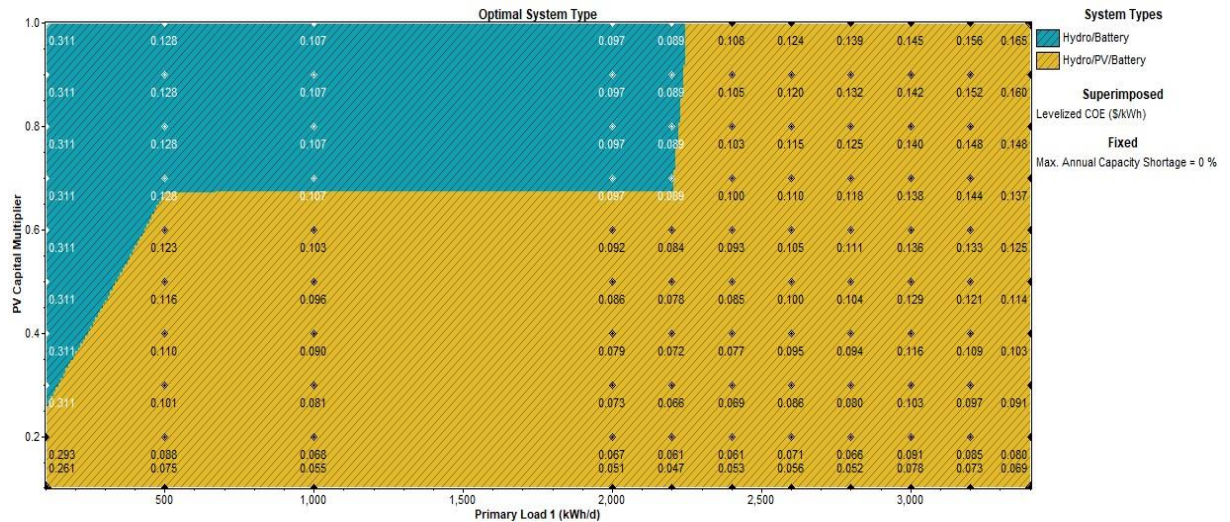


Figura 14. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 9, com vazão de projeto igual a 2570 L.s⁻¹ e 0 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indica.

Admitindo-se taxas de falhas de 3 % apenas uma pequena faixa com cargas maiores que 3200 kWh consideram soluções que não seja turbina hidrelétrica. Para 10 % de taxas, apenas soluções com turbina hidrelétrica apresentam-se viáveis, sendo os custos de energia também apresentam reduções significativas, acima de 60 %.

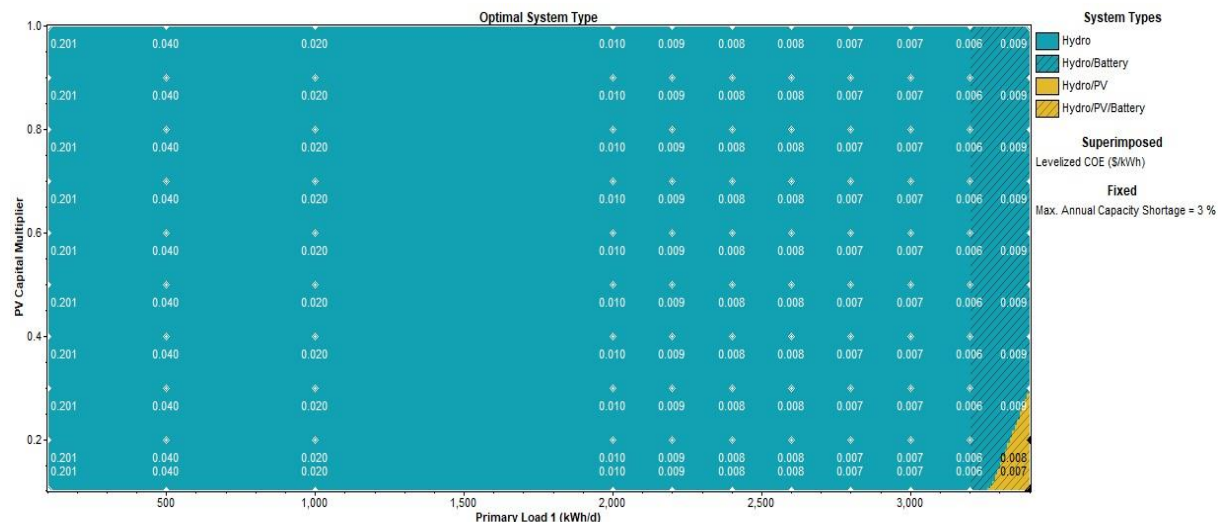


Figura 15. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 9, com vazão de projeto igual a 2570 L.s⁻¹ e 3 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indica.

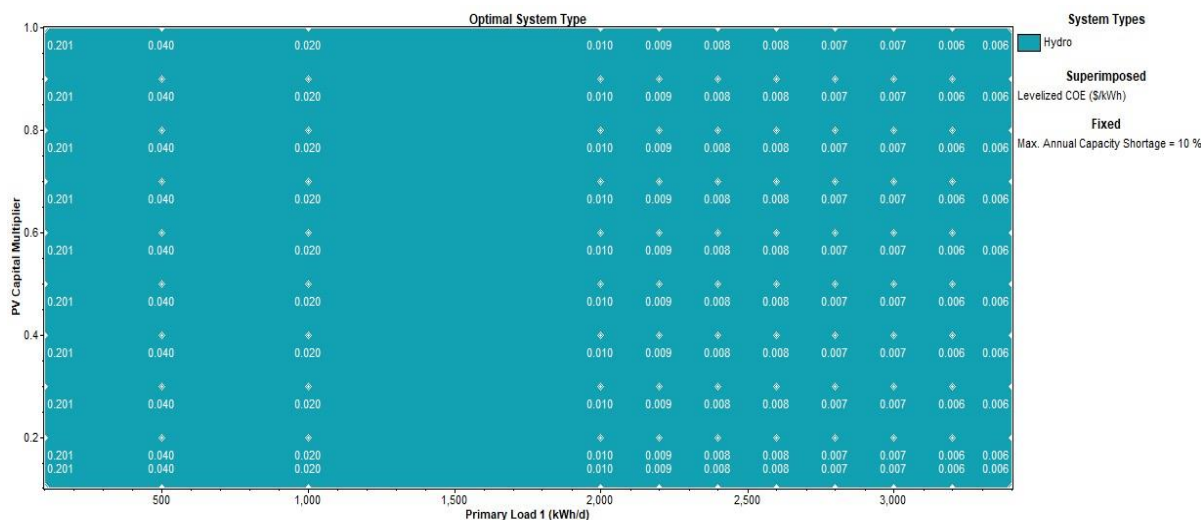


Figura 16. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 9, com vazão de projeto igual a 2570 L.s⁻¹ e 10 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indica.

2.5 Considerações Finais

O aproveitamento de barragens existentes de baixa queda para geração de energia de forma híbrida é um horizonte ainda em desenvolvimento. Este estudo propôs uma revisão bibliográfica inédita sobre usinas sifão, assumindo que, essa tecnologia compreende vantagens do ponto de vista econômico (relativas à construção de uma nova barragem), ambiental (relativas à redução de impactos locais) e sustentável (pelo uso polivalente de uma mesma estrutura). Nesse sentido, foram realizadas análises para uma barragem de abastecimento com sistemas 100 % renováveis e para sistemas que incluíssem geradores a diesel.

Para as simulações realizadas com emprego de geradores a diesel, foram consideradas cargas primárias de até 5000 kWh, vazão de projeto igual 2570 L.s⁻¹, variações de custo do diesel igual (de 0,8, 1 e 1,2) e custo de capital fotovoltaico (igual a 0,6, 0,8 e 1). O limite estabelecido para soluções viáveis foi para carga de 4000 kWh/dia e de forma geral, em todos os sistemas até 500 kWh/dia a utilização de baterias não foi necessária.

Módulos fotovoltaicos não foram necessários para atendimento de demandas de até 2000 kWh/dia. À medida que a carga primária foi sendo aumentada o sistema passou a exigir o uso de módulos e conseqüentemente o preço por quilowatt hora de energia também foi tendo acréscimos. A redução do multiplicador de custo de capital fotovoltaico também contribuiu para sua maior inserção nos sistemas.

Foi verificado um COE equivalente a 0.069 US\$/kWh a 0.114 US\$/kWh para o intervalo de sistemas considerados como soluções ótimas. Eles abarcaram configurações

viáveis do tipo Hidro-Diesel-Bateria e Hidro-Diesel-Bateria-PV totalizando a geração de 46.4kW hidrelétrica, 100kW em suporte diesel, 128 e 256 bancos de baterias e 50-100kW solar. A fração de geração renovável foi maior que 81 % em todas as soluções otimizadas.

Para sistemas com suprimento de energia 100 % renovável, foram consideradas as mesmas condições de vazão, variações de carga e de fatores multiplicativos para custo de capital fotovoltaico, mas sem o emprego de geradores a diesel. Foram verificadas soluções viáveis para atendimento de cargas primárias de até 3400 kWh/dia, admitindo-se sistemas sem falhas e com falhas de até 10 % de escassez máxima de capacidade anual. Para os sistemas que admitiam algum percentual de falha, as soluções que envolveram apenas a fonte hídrica foram dominantes. Enquanto, os sistemas que não admitiram falhas, prevaleceram soluções com turbinas hidráulicas, módulos fotovoltaicos e baterias.

A carga primária de 2200 kWh/dia, foi um ponto de divisão para as soluções que não aceitaram falhas, o custo de energia que teve reduções até ela e aumento após esta. Nesse ponto, obteve-se um COE de 0.089 US\$/kWh apenas com emprego de turbina hidráulica e bateria. Para os sistemas que admitiram falhas, à medida que a carga primária aumentou o custo do quilowatt-hora de energia reduziu, obtendo-se a energia mais barata a 0.006 US\$/kWh para uma carga de 3400 kWh suprida apenas com turbina hidráulica.

Apesar de uma bibliografia ainda limitada abordando a temática, diversas possibilidades viáveis foram encontradas para emprego de uma usina sifão, especialmente quando considerada a complementariedade energética com módulos fotovoltaicos renováveis o que facilitou a viabilização. Verificou-se a existência de potencial de competitividade a partir dos valores obtidos do quilowatt-hora de energia gerada, instigando futuros investimentos no setor, os quais podem se tornar ainda mais atrativos à medida que esses pequenos potenciais sejam contabilizados integralmente.

Agradecimentos

Este trabalho foi desenvolvido como parte das atividades de pesquisa em energias renováveis desenvolvidas no Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, em conjunto com o Departamento de Civil. Os autores agradecem o apoio recebido pela instituição. O terceiro autor agradece o apoio financeiro recebido do CNPq para seu trabalho de pesquisa (proc. n. 313046/2020-4).

Referências bibliográficas

AHMAD, T.; ZHANG, D. A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far. **Energy Reports**, v. 6, p. 1973–1991, 2020.

AK, M.; KENTEL, E.; KUCUKALI, S. A fuzzy logic tool to evaluate low-head hydropower technologies at the outlet of wastewater treatment plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 727–737, 2017.

ALIDAI, A.; POTHOF, I. W. M. Hydraulic performance of siphonic turbine in low head sites. **Renewable Energy**, v. 75, p. 505–511, 2015.

ANDRADE, A. D. L.; DOS SANTOS, M. A. Hydroelectric plants environmental viability: Strategic environmental assessment application in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1413–1423, 2015.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS. **Hidroweb**. Disponível em: <<https://www.snirh.gov.br/hidroweb/mapa>>. Acesso em: 4 jan. 2023.

ANSONG, M.; MENSAH, L. D.; ADARAMOLA, M. S. Techno-economic analysis of a hybrid system to power a mine in an off-grid area in Ghana. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 23, p. 48–56, 2017.

BELLAMY, N. W. The Syfogen low head pneumatic hydroelectric system. Proc Conf Hydropower into the next century. **Proceedings of the Conference on Hydropower into the Next Century**, p. 563–570, 1995.

BERRADA, A.; BOUHSSINE, Z.; ARECHKIK, A. Optimisation and economic modeling of micro hydropower plant integrated in water distribution system. **Journal of Cleaner Production**, v. 232, p. 877–887, 2019.

BISHT, Y. et al. Design Analysis of Siphon and Centrifugal Pump for Low Head Hydro-Electric Power Plant. **Social Science Research Network**, p. 1–6, 2019.

CIRIC, R. M. Review of techno-economic and environmental aspects of building small hydroelectric plants – A case study in Serbia. **Renewable Energy**, v. 140, p. 715–721, 2019.

COMINO, E. et al. Mini-hydro power plant for the improvement of urban water-energy nexus toward sustainability - A case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 249, p. 119416, 2020.

DIJK, M. VAN; LOOTS, I.; BARTA, B. Energy Generation Using Low Head. **Water Research Commission**, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050**, p. 127, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2019**, p. 67, 2019.

FILHO, G. L. T.; SANTOS, I. F. S. DOS; BARROS, R. M. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 229–238, 2017.

FRENCH, M. J.; WIDDEN, M. B. The exploitation of low-head hydropower by pressure interchange with air, using siphons. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers. **Journal of Power and Energy**, v. 215, n. 2, p. 223–230, 2001.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Elaboração de serviço de consultoria relativo ao Processo de Planejamento dos usos da água Nas Bacias Hidrográficas - Santa Rosa-Santo Cristo - Enquadramento**. p. 127, 2012.

HOMER – Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources. HOMER Pro 3.14. Disponível em: <<https://www.HOMERenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>>. Acesso em: 22 jan. 2021.

HOSEINZADEH, S.; GHASEMI, M. H.; HEYNS, S. Application of hybrid systems in solution of low power generation at hot seasons for micro hydro systems. **Renewable Energy**, v. 160, p. 323–332, 2020.

HOWEY, D. A.; PULLEN, K. R. Hydraulic air pumps for low-head hydropower. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineer. **Journal of Power and Energy**, v. 223, n. 2, p. 115–125, 2009.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V. DE; PEREIRA JUNIOR, A. O. A review of seasonal pumped storage combined with dams in cascade in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, n. October 2016, p. 385–398, 2017.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf> Acesso em: 18 nov. 2021.

JURASZ, Jakub et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, p. 703-724, 2020.

KOUGIAS, I. et al. Analysis of emerging technologies in the hydropower sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, 2019.

LAMBERT, Tom; GILMAN, Paul; LILIENTHAL, Peter. Micropower system modeling with HOMER. **Integration of alternative sources of energy**, v. 1, n. 1, p. 379-385, 2006.

LOOTS, I. et al. A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, n. 2015, p. 1254–1268, 2015.

MARDIANI-EUERS, Esti. **A Study of Low head Hydropower using a siphon system and conversion to air pressure**. 2013. 187f. Tese (Doctor Philosophy Engineering Department) - Lancaster University, United Kingdom, 2013.

MARTINEZ, J. J. et al. Characterization of a siphon turbine to accelerate low-head hydropower deployment. **Journal of Cleaner Production**, v. 210, p. 35–42, 2019.

MAVEL. **Mavel**. 2006. Successful Commissioning of Three New Mt10 Siphon Micro Turbines in Poland. 2006. Disponível em: <https://mavel.cz/wp-content/uploads/2016/03/FINAL_MT10-Olawa-Press-Release-April-2006.pdf>. Acesso em: 11 de out. de 2021.

MAVEL. **Mavel**. 2015. First installation of Mavel modular micro turbines completed at Head of the u hydroelectric project tm modular micro turbine. < https://mavel.cz/wp-content/uploads/2015/12/2015_Head-of-the-U-Press-Release_FINAL.pdf. > Acesso em: 11 de out. de 2021.

MUSAVI-JAHROMI, S. H. Simulation of pizometric pressure in dam siphon spillways. **World Applied Sciences Journal**, v. 12, n. 7, p. 1074–1083, 2011.

NEOSOLAR ENERGIA. **Neosolar**, 2021. Painéis Solares. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/>>. Acesso em: 10 de out. de 2021.

OGAYAR, B.; VIDAL, P. G. Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 6–13, 2009.

PARYGIN, A. G.; VOLKOV, A. V.; RYZHENKOV, A. V. Commentary on the Efficiency of Selected Structural Designs of Low Head Micro Hydraulic Power Plants. **Modern Applied Science**, v. 9, n. 4, p. 116–125, 2015.

PERERA, M. Elahera Eco Siphon Hydro Power Station. Pilot project. [2013?].

PERERA, M. Ulhitiya 1 Eco Siphon Hydro Power Station. Pilot project. [2013?].

PIZUTTI, J. T.; GALDINO, C. H. P. A.; MEIRELLES, F. S. C.; BELUCO, A. Usinas hidrelétricas do tipo sifão: aplicação para geração de energia em uma barragem de baixa queda no sul do Brasil. **The Journal of Engineering and Exact Sciences**, v. 10, n. 1, p. 16392, 2024. DOI: 10.18540/jcecvl10iss1pp16392. Disponível em: <https://periodicos.ufv.br/jcec/article/view/16392>. Acesso em: 04 jan. 2024.

QUARANTA, E. et al. The Very Low Head Turbine for hydropower generation in existing hydraulic infrastructures: State of the art and future challenges. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 51, p. 101924, 2022.

RAUF, H.; GULL, M. S.; ARSHAD, N. Complementing hydroelectric power with floating solar PV for daytime peak electricity demand. **Renewable Energy**, v. 162, p. 1227–1242, 2020.

SARI, M. A. et al. Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems. **Journal of Environmental Management**, v. 228, p. 416–428, 2018.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 192–205, 2014.

SOLARIN, S. A.; OZTURK, I. On the causal dynamics between hydroelectricity consumption and economic growth in Latin America countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1857–1868, 2015.

STARK, B. H.; ANDÒ, E.; HARTLEY, G. Modelling and performance of a small siphonic hydropower system. *Renewable Energy*, v. 36, n. 9, p. 2451–2464, 2011.

TITUS, J.; AYALUR, B. Design and fabrication of in-line turbine for pico hydro energy recovery in treated sewage water distribution line. *Energy Procedia*, v. 156, p. 133–138, 2019.

VIEIRA, S. J. DE C.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Renewable Energy**, v. 159, p. 1084–1098, 2020.

ZDENEK BOUDNIK. **Informações gerais sobre as turbinas e geradores**, 2020. Disponível em: <boudnik@mavel.com>. Acesso em: 12 ago. 2021.

ZHOU, D. et al. Development of an ultra-low head siphon hydro turbine using computational fluid dynamics. **Energy**, v. 181, p. 43–50, 2019.

ZHOU, D.; DENG, Z. (DANIEL). Ultra-low-head hydroelectric technology: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 23–30, 2017.

CAPÍTULO 3: Usinas hidrelétricas do tipo sifão: aplicação para geração de energia em uma barragem de baixa queda no sul do Brasil

Este capítulo é baseado no seguinte artigo aceito para publicação no periódico *The Journal of Engineering and Exact Sciences*:

Pizutti, Janaina T. Galdino, Carlos Henrique P.A. Mirelles, Fernando and Alexandre Beluco^a. Siphon-type hydroelectric plants: application for power generation in a low head dam in southern Brazil. *Journal of Engineering and Exact Sciences*, 2023. doi: 10.18540/jcecv110iss1pp16392

Resumo

A energia hidrelétrica continua sendo o recurso renovável mais representativa do mundo, respondendo hoje por 40 % da capacidade instalada. A disponibilidade de água, aliada às tecnologias de geração de energia elétrica a um custo razoável, tem sustentado o sucesso desse tipo de geração ao longo dos anos. Continuar a alavancar o setor hidrelétrico é ainda mais desafiador hoje dada demanda energética crescente, ao mesmo tempo em que, os locais mais atrativos do ponto de vista econômico já foram beneficiados. A tendência no contexto atual converge a exploração de potenciais de menor escala aproveitando estruturas hídricas existentes que possam operar de forma multifuncional. Solidificado nesta conjectura, o objetivo deste estudo é contribuir, no sentido de atribuir alternativas, para a geração de energia em barragens de baixa queda existentes através de um estudo de pré-viabilidade de uma usina sifão complementado com módulos fotovoltaicos. Esse tipo de usina faz parte de um nicho específico e ainda em evolução para geração descentralizada de energia. Os requisitos estruturais reduzidos (gerador, turbina e tubo de sucção), bem como a intervenção mínima na estrutura existente da barragem, a cessação de novos impactos socioambientais e econômicos relacionados à construção de uma nova usina são os principais fatores favoráveis características dessas instalações. O estudo de caso de uma planta inoperante e as ferramentas disponíveis no Software HOMER para simulação de dados foram utilizados como recursos metodológicos. Duas configurações básicas foram consideradas: uma com matrizes 100 % renováveis e outra incluindo um gerador a diesel. A partir deles, foram simulados diferentes sistemas híbridos, para determinar uma configuração ótima em termos de custo presente líquido. Dentre as simulações realizadas, a solução ótima mais promissora foi a híbrida, considerando entre seus componentes um conjunto de turbinas sifão totalizando 271 kW, mais 50 kW em módulos fotovoltaicos e 140 kW em sistema de apoio a diesel. Um banco de baterias com 32 baterias de

200 Ah complementava este sistema. O custo de energia para este sistema é de 0,164 US\$/kWh. Para um sistema sem diesel e com 0 % de falhas de serviço, os resultados viáveis aparecem apenas até 2600 kWh de carga.

Palavras-chave: Usinas sifão. Energias renováveis. Software HOMER. Sistemas híbridos. Módulos fotovoltaicos flutuantes

Abstract

Hydroelectric energy continues to be the most representative renewable resource in the world, accounting today for 40 % of installed capacity. The availability of water, combined with the technologies for generating electricity at a reasonable cost, have sustained the success of this type of generation over the years. Continuing to leverage the hydroelectric sector is even more challenging today, because there is a growing world demand for energy, at the same time that the most attractive places from an economic point of view have already been benefited. The current context refers to approaches to water exploitation aimed at exploiting smaller-scale potentials and existing water structures that operate in a multifunctional way. Solidified in this conjecture, the purpose of this study is to contribute, in the sense of attributing alternatives, for the generation of energy in existing low head dams through the pre-dimensioning of a siphon plant. This type of plant is part of a specific and still evolving niche for decentralized power generation. The reduced structural requirements (generator, turbine, and suction tube), as well as the minimal intervention in the existing structure of the dam, the cessation of new socio-environmental and economic impacts related to the construction of a new plant are the main favorable characteristics of these facilities. The case study of an inoperative plant and the tools available in the HOMER Software for data simulation were used as methodological resources. Two base configurations were considered: one with 100 % renewable matrices and another one including a diesel generator. From them, different hybrid systems, to determine an optimal configuration in terms of net present cost, were simulated. Among the simulations performed, the most promising optimal solution was hybrid, considering among its components a set of siphon turbines totaling 271 kW, plus 50 kW in photovoltaic modules and 140 kW in a diesel support system. A battery bank with 32 200 Ah batteries complemented this system. The energy cost for this system is 0.164 US\$/kWh. For a system without diesel and with 0 % service failures, viable results appear only up to 2600 kWh load.

Keywords: Siphon plant. Renewable energy. Software HOMER. Hybrid systems. Floating photovoltaic modules.

3.1 Introdução

As fontes de energia renováveis, apesar de terem sido recentemente impactadas pela pandemia da Covid-19, pela guerra russo-ucraniana e pela consequente crise econômica, foram responsáveis por 90 % da expansão da capacidade global durante os anos de 2020 e 2021 (EPE, 2022; IRENA, 2020). Nesse período, as matrizes hidrelétrica e eólica tiveram destaque, atingindo o maior aumento anual dos últimos vinte anos, equivalente à de 4 %, uma potência de quase 200 GW somente em 2020 (IEA, 2021).

Por outro lado, a participação das fontes renováveis de energia reduziu seu crescimento no Brasil, marcado especialmente pela queda na oferta de energia hidráulica (48,5 % para 44,7 %). A escassez de chuvas causou redução no nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do país, consequentemente houve redução na oferta de hidreletricidade e o acionamento de termelétricas (causando variação no preço dos combustíveis) como medida de compensação (EPE, 2022). Apesar disso, a energia hidrelétrica é responsável por cerca de 53,4 % da energia elétrica ofertada no país (EPE, 2021), correspondendo a uma potência de 1,01 MW dividida em 1.363 usinas hidrelétricas em operação (ANEEL, 2023).

Apenas cerca de 3,70 % do total de barragens cadastradas no Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens (SNISB), inclui usinas hidrelétricas (UHE) e pequenas centrais (PCH e CGH). As demais são dedicadas ao abastecimento de água (7,50 %) e irrigação (40,79 %) (HANSEN et al., 2021; ANA et al., 2022), e proporcionam benefícios econômicos por meio do controle de enchentes, mitigação de secas, navegação ou recreação, mas não tem seu potencial energético explorado.

Com a crescente demanda por energia, o aproveitamento hidrelétrico ainda representa um elemento importante na ampliação da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, a fonte hídrica atua em harmonia com a atual rede substancialmente descarbonizada, o que sustenta seu desempenho satisfatório entre as dez primeiras no ranking de segurança energética da Organização para Cooperação e Desenvolvimento (OCDE) (WEC, 2021).

Os empreendimentos hidrelétricos já se tornaram escassos, mas o potencial proporcionado pelo desenvolvimento de pequenas centrais elétricas (PCH) e Centros Geradores Hidráulicos (CGH) representam apenas 6 % da energia hidrelétrica instalada (ANEEL, 2023),

havendo assim amplo espaço de desenvolvimento. Além do aumento relacionado ao potencial energético, esse tipo de geração traz benefícios de natureza estrutural, como a descentralização energética da matriz elétrica brasileira.

Explorar essa lacuna de potencial hídrico em menor escala também tem se mostrado favorável na atuação sinérgica com outras fontes renováveis como eólica, biomassa e fotovoltaica, garantindo flexibilidade operacional aos sistemas. Neste sentido, este estudo dedica-se à simulação de um estudo de caso real explorando o potencial energético numa barragem de abastecimento de baixa queda com natureza complementar da fonte de água. Este artigo é composto por quatro seções, além desta Introdução. A seguir é apresentada uma revisão da literatura sobre o tema. As seções seguintes apresentam um estudo de caso para uma barragem de baixa queda e um estudo de pré-viabilidade para usina sifão. A última seção conclui o artigo.

3.2 Geração de energia hidrelétrica em barragens de baixa queda

A geração de energia a partir de usinas hidrelétricas partiu naturalmente de locais onde o potencial energético e o retorno financeiro oferecidos seriam maximizados. Essas atmosferas ofereciam alturas de quedas d'água e vazões disponíveis elevadas favorecendo a instalação de estruturas com reservatórios de grandes dimensões.

A exponencial evolução tecnológica das últimas décadas permitiu o desenvolvimento de turbinas hidráulicas que tornaram a água a primeira fonte energética renovável empregada em larga escala. As turbinas mais disseminadas foram as do tipo Pelton, Francis e a Kaplan. A turbina primeira surgiu já em 1903 para atender requisitos de produção onde existiam quedas grandes d'água (de 100 m a 1300 m) e pequenas vazões ($0,005 \text{ m}^3/\text{s}$ a $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$) sendo utilizada em larga escala na parte alta da bacia hidrográfica. Após a Segunda Guerra Mundial, as turbinas axiais (Francis e Kaplan) ganharam notoriedade e com elas o desnível total das barragens passou a ser explorado. A turbina Francis, geralmente acomoda-se na parte central das bacias, onde se disponibilizam quedas inferiores (entre $< 50 \text{ m}$ e 110 m) e vazões maiores (de $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$ a $23 \text{ m}^3/\text{s}$ de vazão) (VOITH, 2021) como nas Usinas Hidrelétricas (UHC) Binacional Itaipu e Xingó/BR.

Ao longo do tempo, a indisponibilidade desses locais mais favoráveis para construção de novas grandes usinas passou a colidir com a crescente demanda de energia em diversos setores. Isso fez com que o setor hidroenergético, necessitasse de estratégias particulares para continuidade de expansão. A mais recente concepção hidrelétrica passou então a direcionar e

acrescentar esforços em vertentes de cunho descentralizador (COMINO et al., 2020) com a exploração de potenciais de menor escala (usinas com barragem de baixa queda) e o emprego de estruturas hídricas com caráter multifuncional (AK; KENTEL; KUCUKALI, 2017; ALIDAI; POTHOF, 2015; LOOTS et al., 2015; ZHOU et al., 2019).

Essas usinas de pequena e microescala tem a vantagem possibilitar o aproveitamento de barragens com quedas muito pequenas e áreas muito menores de inundação. Os impactos negativos do ponto de vista ambiental, social, de flora e fauna também são menores pequenos em relação as grandes usinas. Além de fornecer energia, a hidrelétricas de pequena escala podem ajudar a gerenciar os recursos hídricos para serviços públicos vitais, como irrigação, proteção contra enchentes e distribuição de água. De uma perspectiva social elas impactam o desenvolvimento de áreas remotas, uma vez que, podem ser instaladas em áreas onde o fornecimento centralizado de energia não está disponível (AZIMOV; AVEZOVA, 2022).

Alinhada com essa concepção, no final do século XIX ao início do século XX (SARI et al., 2018), turbinas tipo Kaplan passaram a ser aprimoradas. Ideais em locais com quedas d'água menores (10 m a 50 m) e volume de água superior a 2.8 m³/s a 30 m³/s, essas máquinas axiais possuem pás móveis e encorpam-se, normalmente, no maciço da barragem (VOITH, 2021). Essas características fizeram dela interessante para exploração em regiões potenciais como na Usina Hidrelétrica Passo Real/RS e a Usina Hidrelétrica de Ferreira Gomes, localizada na Região Hidrográfica Amazônica.

O desafio desse tipo de usina, está intimamente condicionado a sua menor atratividade econômica (CIRIC, 2019; FILHO; SANTOS; BARROS, 2017), que muitas vezes, acabam implicando em custos de capital desproporcionalmente mais altos por unidade de energia instalada (STARK; ANDÒ; HARTLEY, 2011) quando comparadas a centrais geradoras como a Itaipú Binacional ou Belo Monte/PA. Em circunstâncias longínquas a crises hídricas, essa condicionante pode ser ainda mais intensificada, uma vez que, mais dispendiosa se torna sua viabilização.

No contexto das barragens com baixas quedas, mesmo com a ampla disseminação das turbinas Kaplan, outras configurações assumiram uma margem particular de contribuição, é o caso das usinas modulares tipo sifão. Essas instalações consistem basicamente em transportar água de um reservatório a montante para outro a jusante, com a particularidade de ser instalada sobre estruturas hídricas (como uma barragem ou represa) (LOOTS et al., 2015; MARDIANI-EUERS, 2021) intervindo minimamente no maciço existente. Assim, também se diferenciam pela ausência de interferências locais bruscas, a manutenção é facilitada e os impactos socioambientais relativos à construção de uma nova usina cessados. As usinas de baixa queda

com turbinas tipo Kaplan, teoricamente tendem a viabilizar mais facilmente uma usina geradora de energia. Porém, sob perspectiva de aproveitamento estrutural existente e impactos de forma generalizada, as usinas sifão são mais vantajosas.

Os sifões já mostraram potencialidade em barragens com baixa altura disponível que não liberem apenas pequenos volumes para fins ambientais. Na estrutura de desvio acoplada a sistema de irrigação em Idaho nos EUA (MARTINEZ et al., 2019), o vertedouro de saída de estação de tratamento de águas residuais (LOOTS et al., 2015) na África e a usina hidrelétrica chinesa em Gaoliangjian (ZHOU et al., 2019) são alguns modelos em operação.

Outro eixo estratégico para aproveitamento energético de baixas quedas com usinas sifão é o incremento de potencial em barragens abandonadas e/ou aquelas sem fins energéticos, como as de abastecimento. Hoje, existem inúmeras infraestruturas (barragens) que já operam com a mais de um propósito, os rios com barragens, reservatórios, válvulas de liberação de pressão de água, comportas, estações de tratamento de água e sistemas de abastecimento de água, também podem ser potenciais fontes geradoras de energia (ZHOU; DENG, 2017), conforme analisadas por Comino et al., (2020), Loots et al., (2015) e Titus e Ayalur (2019).

O reflexo positivo abarca também o custeio da obra, uma vez que, na distribuição dos investimentos em uma usina hidrelétrica, os custos relativos a construção civil (que incluem qualquer desenvolvimento de infraestrutura necessária para acessar o local) representam em média 40 % do montante total (IRENA, 2020; OGAYAR; VIDAL, 2009). Outro fator econômico vantajoso é ausência de linhas de energia longas tendo em vista a descentralização energética.

Muitas das usinas com menor potencial gerador foram desativadas há algumas décadas (SUDESUL, 1980). Naquele período, o movimento foi fortemente influenciado por custos dispendiosos relativos à ausência de automação e ao baixo custo do petróleo, o que as encareciam. Por outro lado, o panorama atual é controverso, o preço crescente do petróleo tende a persistir (AHMAD; ZHANG, 2020), a automação é realidade tecnológica e metas ambientais, especialmente alusivas as energias renováveis, estão engajadas as políticas públicas.

Essa lacuna de potencial hidroenergético orienta a proposta deste estudo de abranger áreas em que existam estruturas de barragens para potencialização e/ou repotencialização com o emprego de usinas sifônicas. Em paralelo será considerada também a complementariedade do sistema com módulos fotovoltaicos sob o espelho d'água, com propósito de amortizar a intermitência característica de fontes renováveis de energia e de otimizar a viabilidade do sistema.

3.3 Estudo de caso – Barragem Santa Rita, ao sul do Brasil

Esta seção possui três subseções, posteriormente dedicadas à barragem que é foco deste estudo de caso, o software *HOMER Legacy*, utilizado para um estudo de pré-viabilidade para geração hidrelétrica nesta barragem, e os resultados obtidos com este estudo.

3.3.1 A Barragem de Santa Rita, no município de Estrela, no sul do Brasil

A área delimitada foi a usina Santa Rita (latitude 29°31'17"S e longitude 51°54'23.8"W) localizada ao sul do Brasil, no estado do Rio Grande do Sul (Figura 17). A antiga usina situava-se no curso d'água Arroio Estrela, sub bacia do Rio Taquari ao sul do Brasil, cerca de 8 quilômetros distante da área urbana.

Inaugurada em 1914 e atualmente inoperante, a usina com 228kW de potência instalada tinha como finalidade abastecer a cidade de Estrela/RS, desempenhando papel de suprimento de energia elétrica local para o desenvolvimento de pequenas indústrias.

Dada sua condição limitada de barramento (pequena acumulação), a utilização para fins de irrigação foi desconsiderada (SUDESUL, 1980). O contexto da época, os custos operacionais elevados, a falta de tecnologia para automação e a disponibilidade de potenciais maiores, fez com que essa fosse uma das pequenas usinas (menor do que 300kW), desativadas a pelo menos 40 anos atrás.

O território atualmente caracteriza-se por uma acentuada representatividade de geração da matriz hidrelétrica, emanando atualmente 51,81 % do total de sua energia desta fonte (EPE, 2021). Face ao potencial energético renovável disponível e na possibilidade de contribuição para o desenvolvimento sustentável regional, propõe-se a reativação da usina hidrelétrica. Para isso, a instalação de uma usina tipo sifão será considerada sob o maciço da antiga barragem que dispõe de uma altura de queda de 8 m.

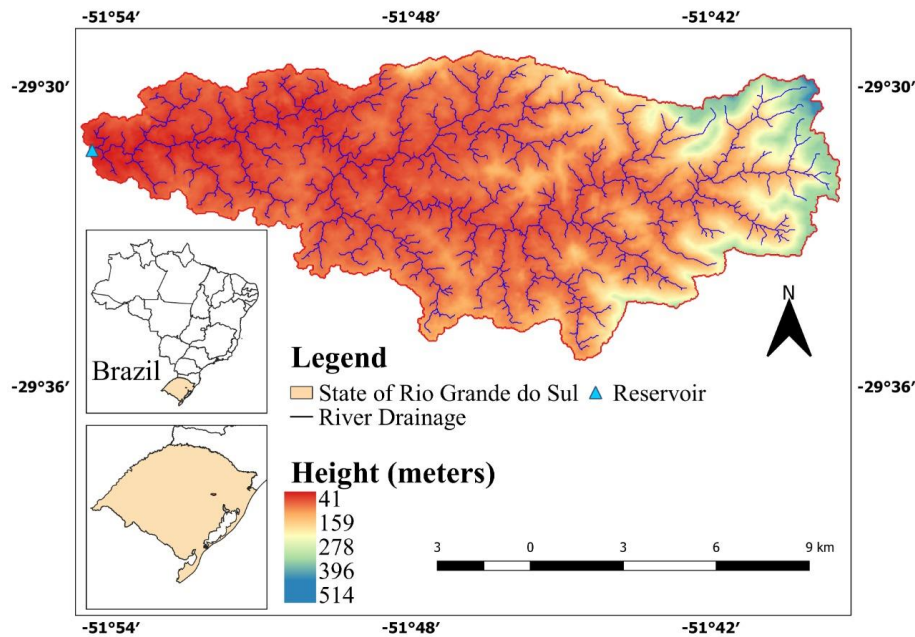


Figura 17. Localização da barragem Santa Rita, estado do RS, Brasil.

3.3.2 Simulações com o *HOMER Legacy*

A assertividade dos sistemas que ofereçam configurações otimizadas e soluções viáveis para este estudo, será atrelada ao software *HOMER Legacy*. A capacidade em trabalhar com variações de disponibilidade de recursos, assim como demandam as energias renováveis, especialmente solar e hídrica que este trabalho compreende, foi determinante na escolha desta ferramenta.

Desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL), atualmente o *HOMER Energy* é o software mais utilizado (SINHA; CHANDEL, 2014) para simular (I), otimizar (II) e realizar análises de sensibilidade (III) de sistemas híbridos.

Na primeira etapa de simulam-se várias configurações de um sistema, baseadas no cálculo de balanço de energia para cada hora do ano. Estima-se a viabilidade dessas configurações (se atendem à demanda elétrica nas condições especificadas) e o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto (reposição, operação e manutenção, combustíveis e juros).

Na etapa de otimização, configurações com o menor custo presente líquido total, ou também conhecido como custo do ciclo de vida (NPC), são exibidas pelo HOMER. O NPC é o valor presente de todos os custos de instalação e operação do sistema menos o valor presente

de todas as receitas ao longo de sua vida (HOMER, 2021). As equações (4) e (5) são usadas para calcular o NPC (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

O custo médio de geração da energia por quilowatt hora (COE) também é estimado e pode ser importante para comparar o custo de fornecimento de energia em diferentes sistemas. Por último, na fase de análise de sensibilidade, repete-se o processo de otimização para cada variável especificada a fim de medir os efeitos, das incertezas ou mudanças, nas entradas do modelo (HOMER, 2021).

$$NPC = \frac{C_{annual}}{CRF(i, n)} \quad (4)$$

onde C_{annual} é o custo total anual do sistema; $CRF(i, n)$ é o fator de recuperação de capital, definido pela Equação 2 com base em uma taxa de juros real i , em % e uma vida útil estimada do projeto n , em anos.

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5)$$

onde:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (6)$$

onde i' é a taxa de juros nominal e f é a taxa de inflação anual.

3.3.3 Recursos energéticos disponíveis

A falta de postos de medição de variáveis hidrológicas locais compromete o monitoramento local. Fez-se necessário a utilização de ferramentas computacionais para estimar a vazão afluente de forma indireta. A metodologia para estimar a vazão consistiu em utilizar um modelo hidrológico concentrado de transformação chuva-vazão utilizando séries históricas dos postos de monitoramento (pluviométrico, fluviométrico e de evaporação) da Agência Nacional das Águas (GALDINO, 2021).

Na Figura 18 estão representadas as vazões médias mensais equivalentes ao ano de 2014, o qual foi escolhido como um ano de vazões médias em relação a um intervalo de dez

anos analisados. A vazão média estimada foi de 5886 L.s^{-1} , sendo os maiores volumes constatados durante as estações de inverno e durante a primavera.

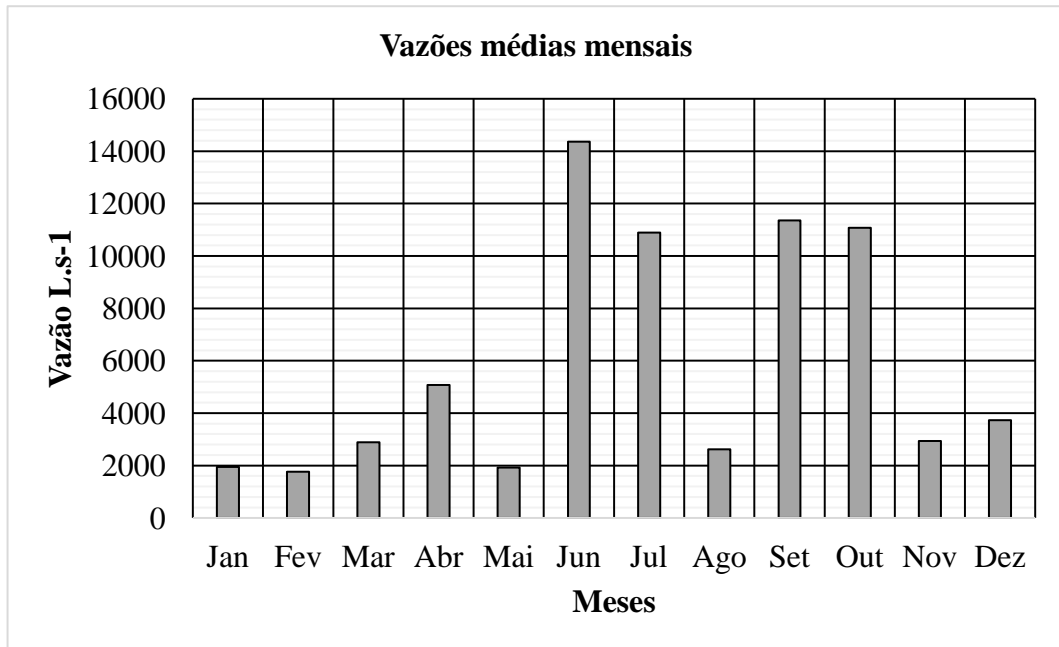


Figura 18. Vazões médias mensais

O perfil anual de radiação solar e o índice de claridade (porcentagem de céu limpo e influência de nuvens) da usina com seus respectivos valores médios mensais estão representados na Figura 19. Os dados representados no gráfico foram obtidos no banco de dados da NASA por meio do coordenadas geográficas locais no software *HOMER Energy*. A radiação solar média global local é de $4,38 \text{ kWh.m}^2/\text{dia}$, com valores mais elevados nas estações de verão e primavera (de setembro a março).

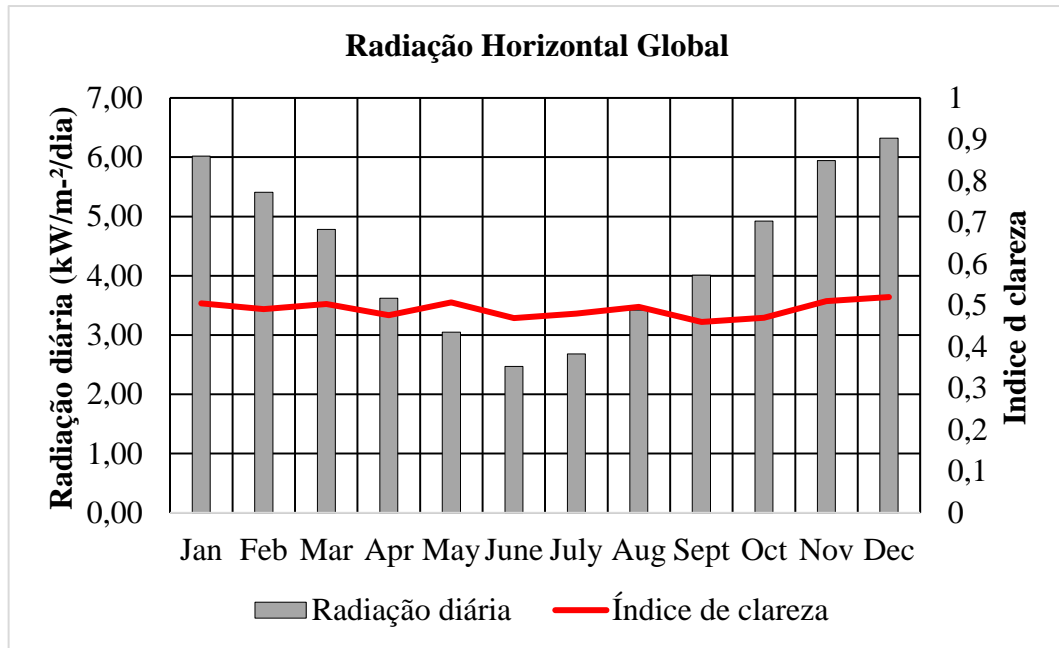


Figura 19. Média mensal diária de radiação solar incidente e índice de clareza.

3.3.4 Descrição do sistema e componentes para simulações

Foram considerados os seguintes componentes para atender a uma carga AC (corrente alternada): gerador a diesel, turbina hidráulica, módulos fotovoltaicos, baterias para armazenamento de energia e um conversor bidirecional AC-DC (corrente contínua). A Figura 20 representa o diagrama esquemático com os componentes do sistema incluindo gerador a diesel e a Figura 21 considera os mesmos componentes sem inclusão do gerador a diesel.

As especificações das unidades foram escolhidas a partir da biblioteca de componentes do próprio software *HOMER Energy*, em modelos semelhantes aos existentes no mercado atual. A carga foi determinada a partir das especificações da potência de saída turbina para 160 kWh para validar o modelo em diferentes condições de demanda.

Os custos dos componentes referentes a instalação, substituição e O&M (operação e manutenção) estão apresentados na Tabela 4. Os custos dos módulos fotovoltaicos, conversores e baterias foram estimados com base nos valores de aquisição dos componentes e sua instalação obtidos a partir de pesquisas para o mercado brasileiro e de fornecedores nesse período (EPE, 2018; IRENA, 2020; NEOSOLAR, 2021).

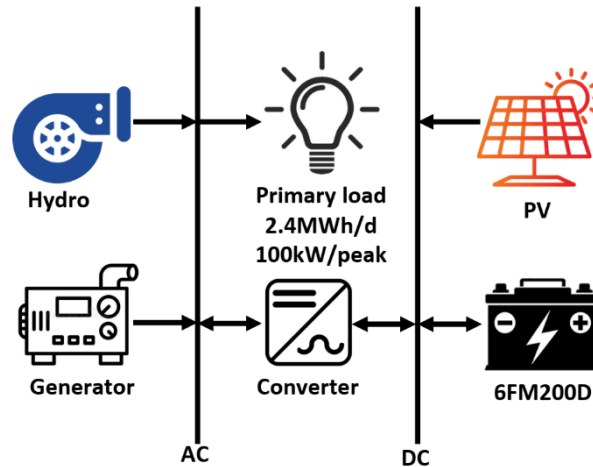


Figura 20. Diagrama esquemático incluindo gerador a diesel.

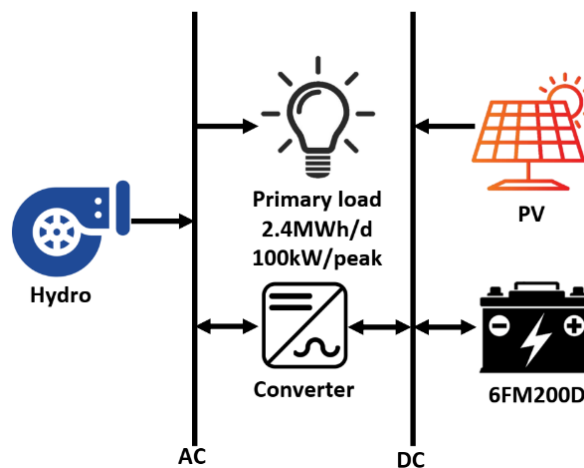


Figura 21. Diagrama esquemático sem gerador a diesel.

O banco de baterias é composto por *strings* do modelo Vision 6FM200D, possuem tensão nominal de 12V e vida útil mínima de 5 anos. Os módulos fotovoltaicos não têm sistema de rastreamento e considerou-se uma vida útil de 20 anos. Os conversores inseridos têm vida útil de 15 anos e eficiência de 90 % para retificação (AC-DC) e 85 % para inversão (DC-AC) (ANSONG; MENSAH; ADARAMOLA, 2017; VIEIRA; CARPIO, 2020).

A taxa de câmbio considerada foi de 1 US\$ igual a R\$ 5,60 e a vida útil estimada em 25 anos. Foram considerados ainda custos de operação de manutenção igual a 5 % do valor de aquisição e igual a 80 % do valor inicial para reposição. As características das turbinas estão apresentadas e dos geradores diesel considerados (ZDENEK BOUDNIK, 2020) estão apresentadas também na Tabela 4.

Componentes	Custo de instalação	Custo de reposição	Custo de O&M
Módulos fotovoltaicos	3000 US\$/kW	2700 US\$/kW	30 US\$/kWano
Conversor	800 US\$/kW	720 US\$/kW	40 US\$/kWano
Baterias	220 US\$/kW	196 US\$/um	10 US\$/kWano
Turbina TM 5	57000 US\$	45600 US\$	2850 US\$/ano
Turbina TM 10	200000 US\$	160000 US\$	10000 US\$/ano
Gerador 8 kW	2500 US\$	2000 US\$	125 US\$/ano
Gerador 35 kW	4300 US\$	3440 US\$	215 US\$/ano
Gerador 100 kW	14000 US\$	11200 US\$	700 US\$/ano
Gerador 140 kW	25000 US\$	20000 US\$	1250 US\$/ano

*Os custos da turbina modular e do gerador a diesel foram obtidos do fornecedor Mavel.

Tabela 4. Custos dos componentes para avaliação econômica.

3.4 Resultados

A Figura 22 até a Figura 34 apresentam os resultados de um estudo de pré-viabilidade, que apenas pretendeu compreender o impacto da utilização das turbinas sifão e a sua utilização combinada com recursos renováveis. Os resultados da Figura 22, Figura 24, Figura 25, Figura 26, Figura 27 e Figura 28 incluem geradores a diesel entre as opções, enquanto os resultados da Figura 29 a Figura 34 não os incluem.

A Figura 22, Figura 24 e Figura 25 mostram os resultados da Figura 20, com vazão de projeto igual a 5012 litros por segundo, respectivamente para multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0, 0,8 e 0,6. Estas três figuras, assim como as três seguintes, apresentam espaços de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária.

A Figura 22 mostra a maior parte do espaço de otimização correspondente a soluções com combinações incluindo geradores a diesel, que aparecem em marrom. Uma parte desta área, com escotilhas, inclui baterias em soluções. A menor parte do espaço de otimização em rosa inclui módulos fotovoltaicos.

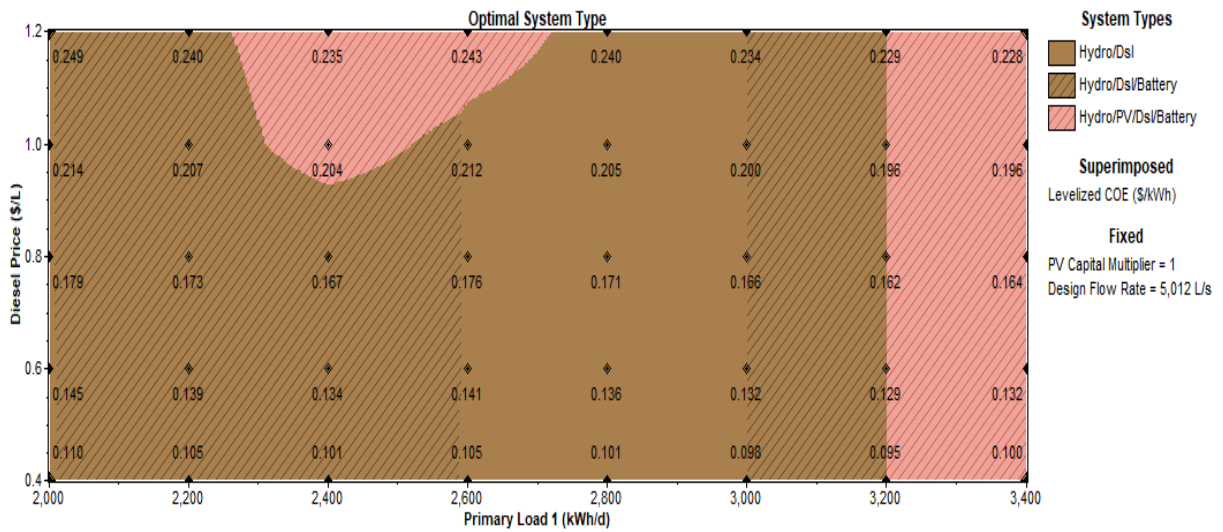


Figura 22. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

Desta figura anterior obtém-se a informação correspondente ao sistema, que pode ser considerada como a solução ótima, tendo em conta que o sistema tem suporte diesel. A Figura 23 mostra um trecho da tela do *HOMER Legacy* indicando a combinação de componentes. Assim, a solução ideal será composta por um conjunto de turbinas sífão totalizando 271 kW, mais 50 kW em módulos fotovoltaicos e 140 kW em sistema de suporte a diesel. Um banco de baterias com 32 baterias de 200 Ah complementa este sistema. O custo da energia para este sistema é de US\$ 0.164 por kWh.

Primary Load 1 (kWh/d)		Diesel Price (\$/L)		PV Capital Multiplier		Design Flow Rate (L/s)		Double click on a system below for simulation results.						
PV (kW)	Hydro (kW)	Dsl (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Dsl (hrs)	Batt. Lf. (yr)		
50	271	140	32	50	\$ 351,468	176,018	\$ 2,601,568	0.164	0.69	196,999	4,401	5.9		

Figura 23. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

Uma redução de 20 % nos custos dos módulos fotovoltaicos, com resultados mostrados na Figura 24, indica uma expansão bastante razoável na parcela de soluções que incluem módulos fotovoltaicos. Uma redução adicional nos custos dos módulos fotovoltaicos, chegando a 40 % em relação aos resultados da Figura 22, com os resultados mostrados na Figura 25, indicam maior expansão na parcela de soluções que incluem módulos fotovoltaicos.

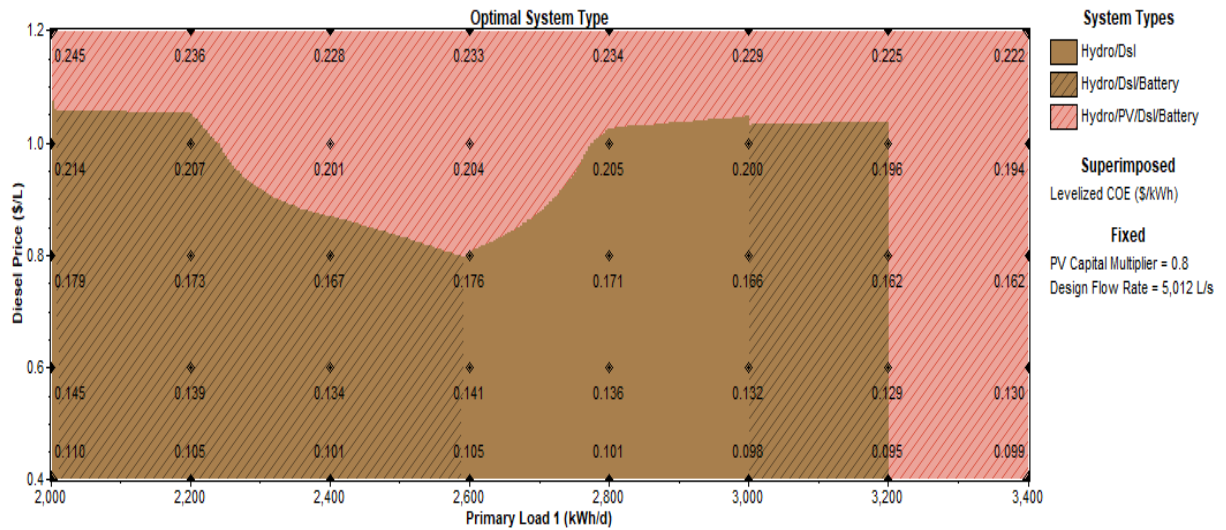


Figura 24. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,8 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valor das variáveis de sensibilidade.

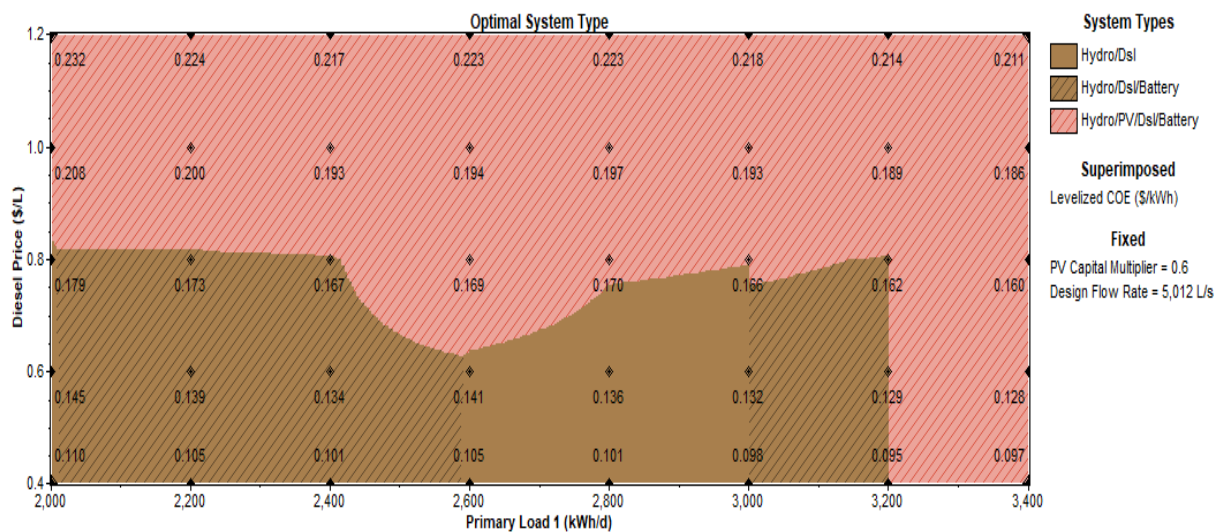


Figura 25. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,6 e vazão de projeto igual a 5.012 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valor das variáveis de sensibilidade.

Obviamente, nessas três figuras acima, os maiores custos de energia aparecem nas áreas em marrom, sempre reduzidos nos pontos que acabam sendo engolidos pelas áreas em rosa. O mesmo comportamento será observado nas próximas três figuras.

A Figura 26, Figura 27 e Figura 28, mostram os resultados da Figura 20, com vazão de projeto igual a 710 litros por segundo, respectivamente para multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0, 0,8 e 0,6. Um fluxo menor em relação aos resultados anteriores já faz com que o espaço de otimização da Figura 27 seja dominado por soluções incluindo módulos

fotovoltaicos. Os resultados dos números a seguir, com custos 20 % e 40 % respectivamente mais baixos de módulos fotovoltaicos, levam à otimização do espaço com todas as soluções incluindo módulos fotovoltaicos no último destes três números.

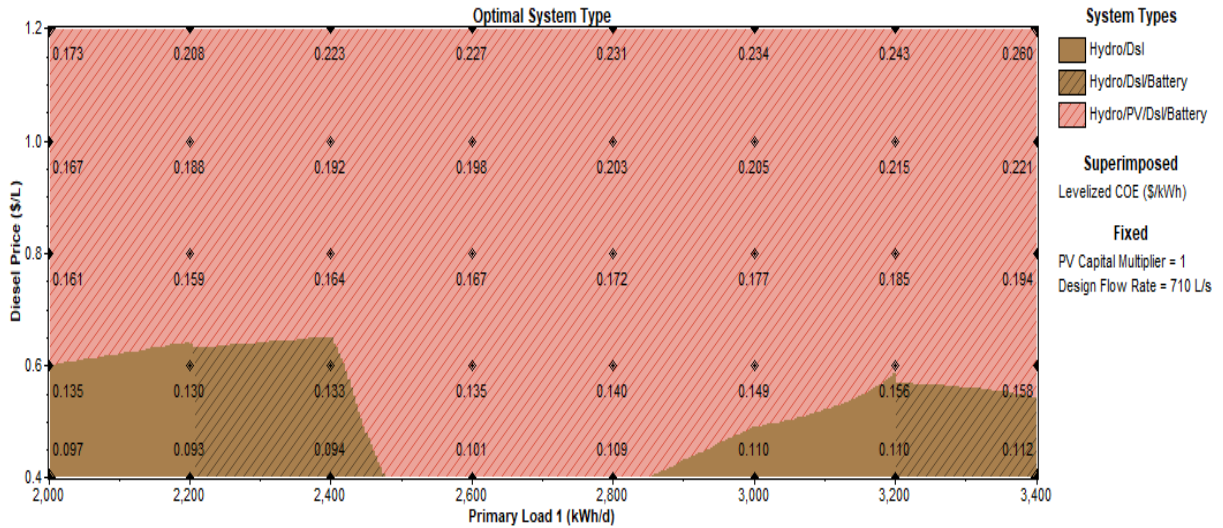


Figura 26. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 1,0 e vazão de projeto igual a 710 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

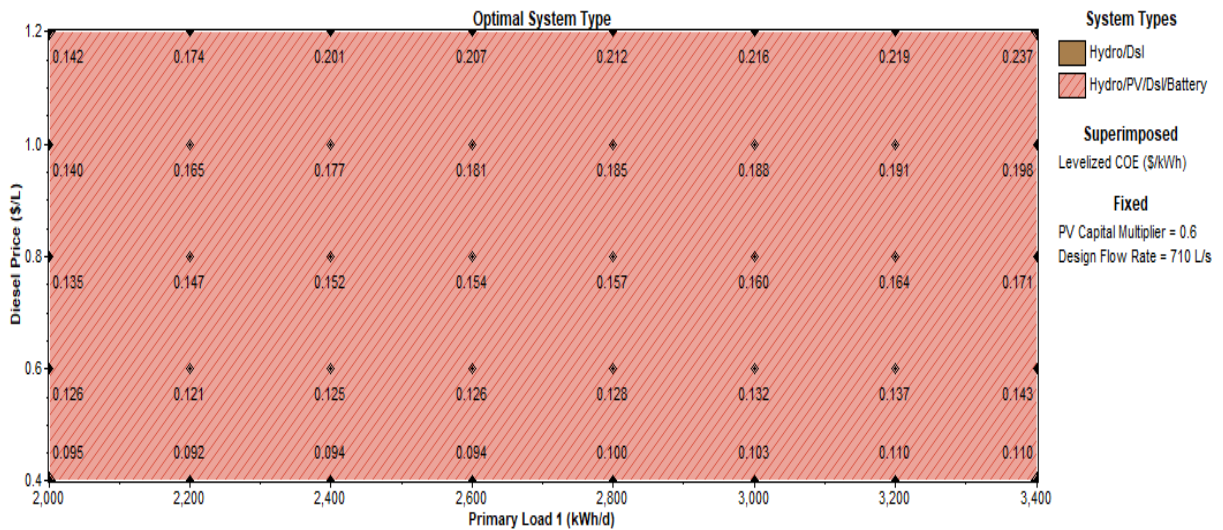


Figura 27. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,8 e vazão de projeto igual a 710 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores das variáveis de sensibilidade.

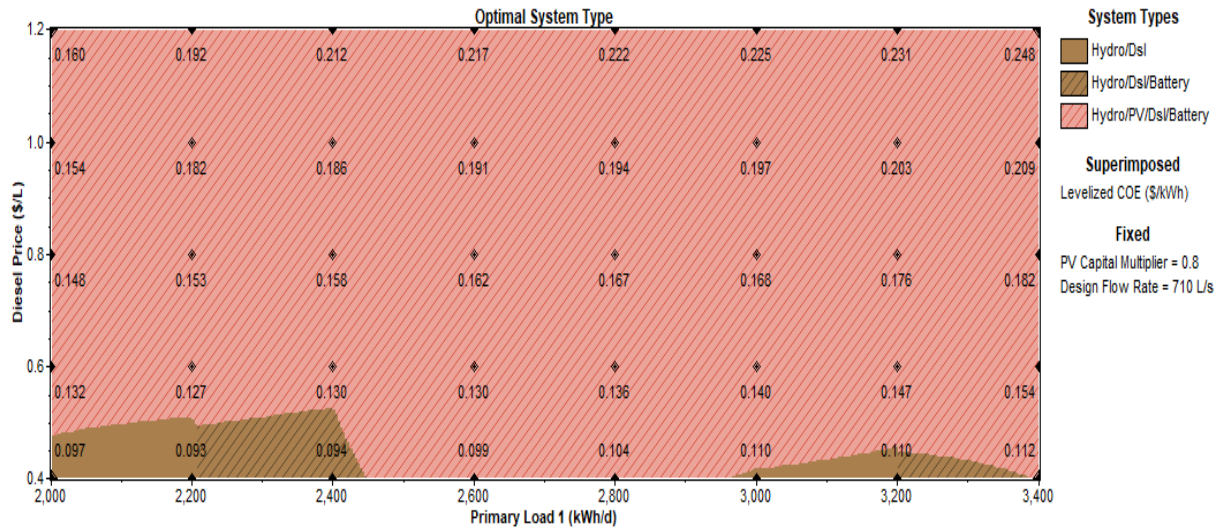


Figura 28. Espaço de otimização considerando o preço do diesel em função da carga primária, para o sistema da Figura 20, com multiplicador de custo de capital fotovoltaico igual a 0,6 e vazão de projeto igual a 710 L.s⁻¹, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

A Figura 29, Figura 30 e Figura 31 mostram os resultados da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5012 litros por segundo, respectivamente para escassez máxima de capacidade anual igual a 0 %, 3 % e 10 %. Estas três figuras, assim como as três seguintes, apresentam espaços de otimização considerando o multiplicador do custo de capital fotovoltaico em função da carga primária.

Para 0 % de falhas de serviço, resultados viáveis aparecem apenas até 2.600 kWh de carga. Ao aceitar taxas de falha mais elevadas, os espaços de otimização voltam a conter soluções viáveis na sua totalidade nas figuras subsequentes. Os custos de energia também apresentam reduções significativas, acima de 50 %.

A Figura 32, Figura 33 e Figura 34 mostram os resultados da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 litros por segundo, respectivamente para escassez máxima de capacidade anual igual a 0 %, 3 % e 10 %. Comparando estas três figuras seguintes com as três figuras anteriores, observa-se que o espaço de otimização da primeira figura está completo, comparando a Figura 29 com a Figura 32, e que as reduções nos custos de energia ao longo das três figuras não são tão intensas.

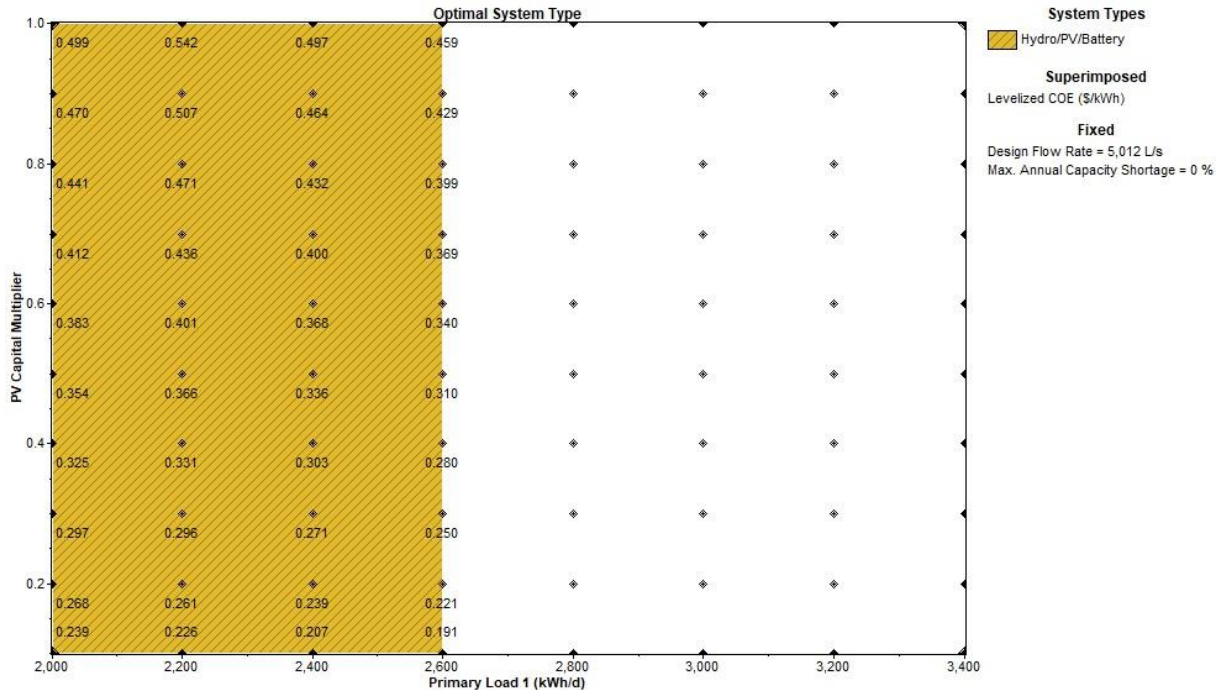


Figura 29. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5.012 L/s e 0 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

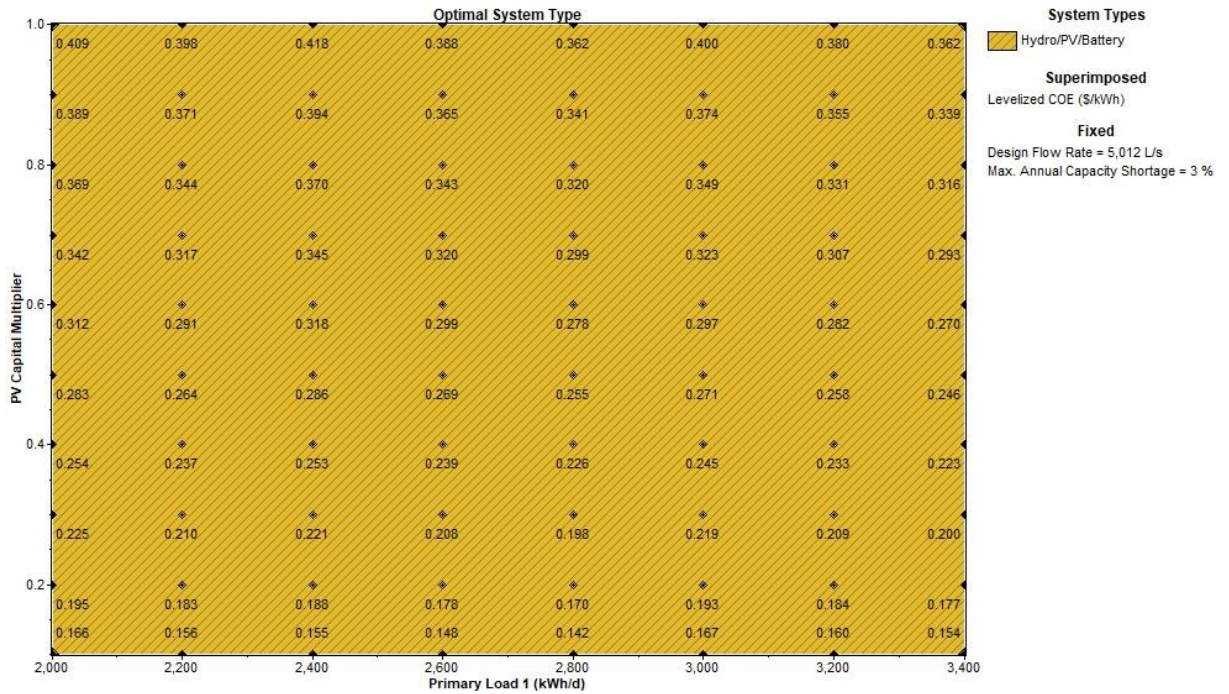


Figura 30. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5.012 L/s e 3 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

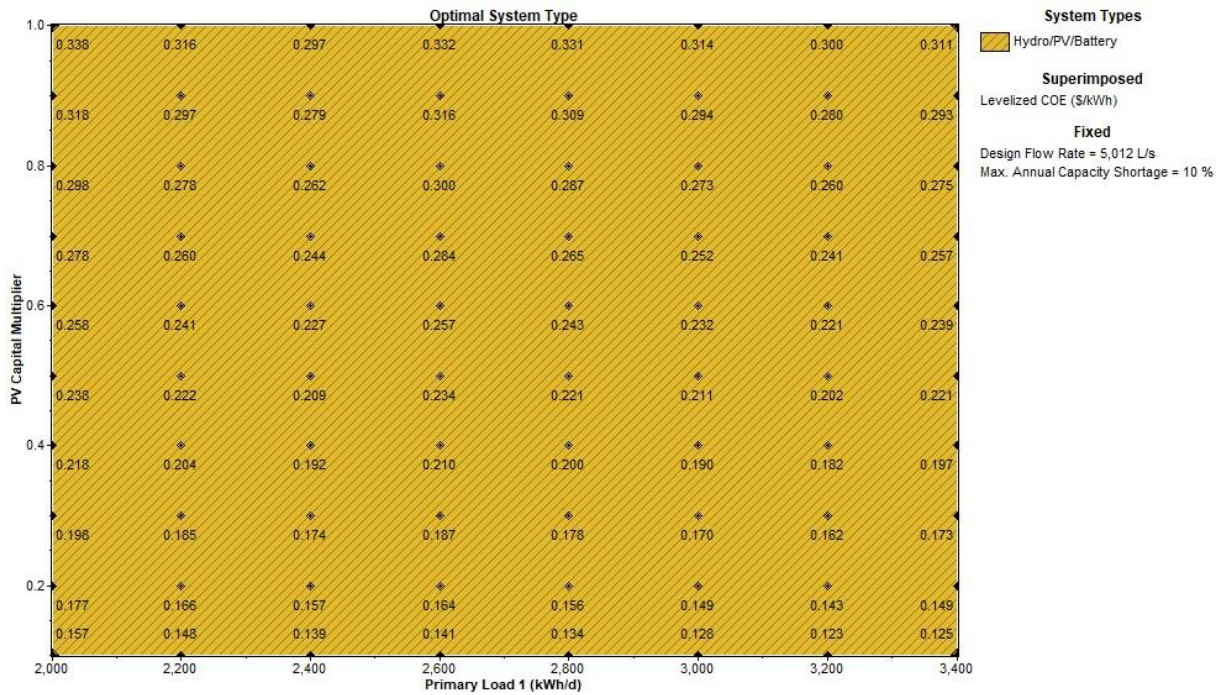


Figura 31. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 5.012 L/s e 10 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

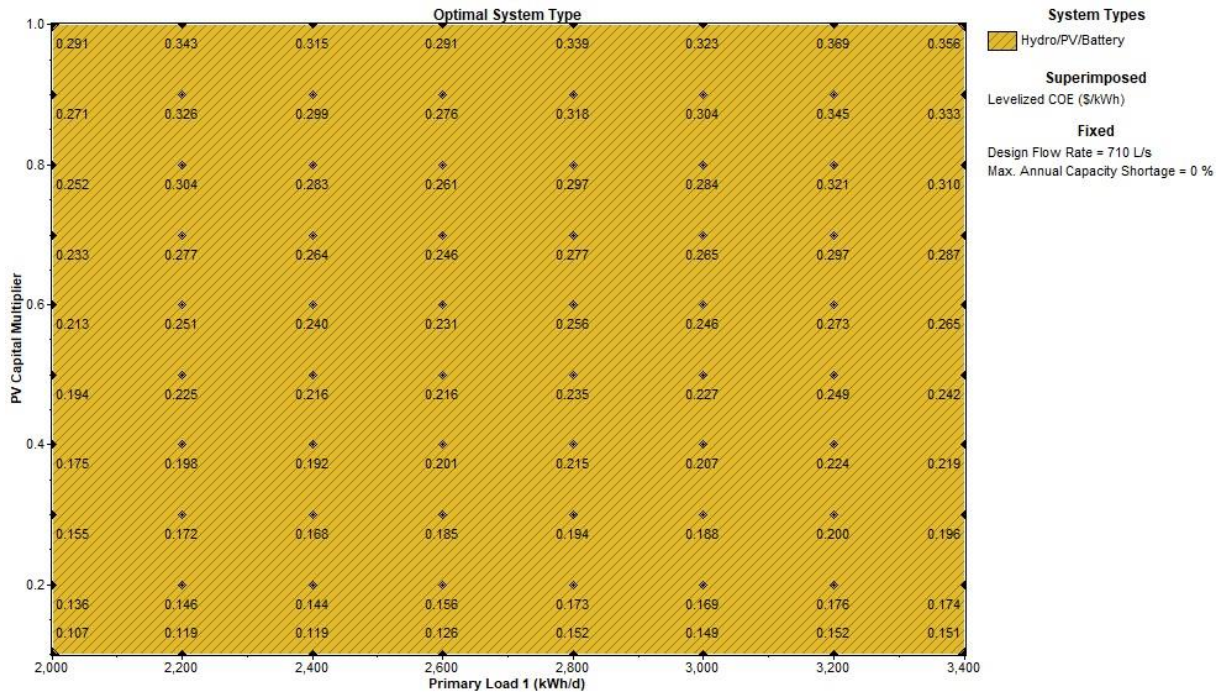


Figura 32. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 L/s e 0 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

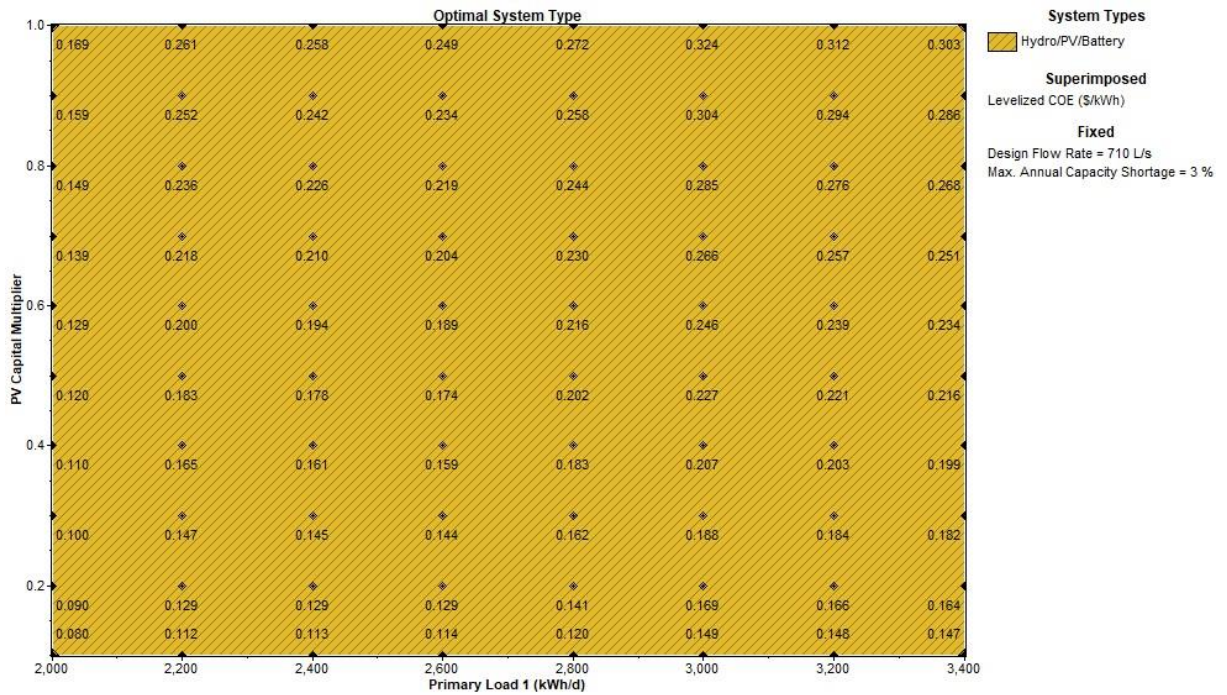


Figura 33. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 L/s e 3 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

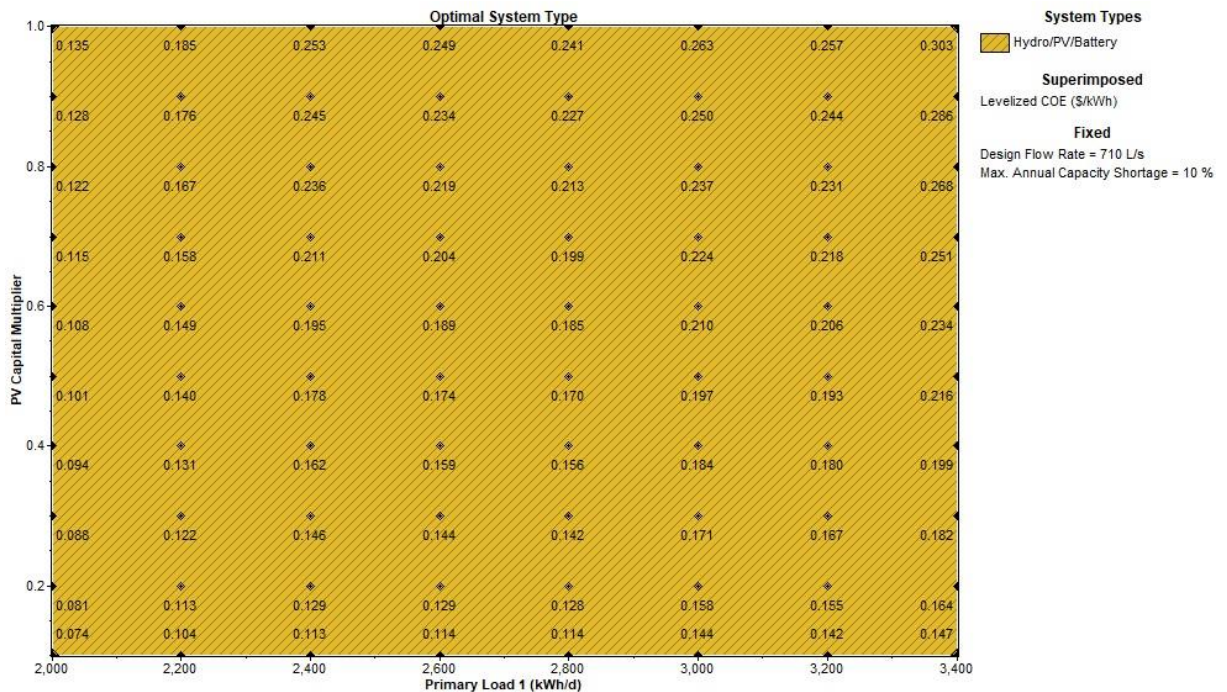


Figura 34. Espaço de otimização considerando o multiplicador de custo de capital fotovoltaico em função da carga primária, para o sistema da Figura 21, com vazão de projeto igual a 710 L/s e 10 % como escassez máxima de capacidade anual, com custo de energia indicado nos valores dos variáveis de sensibilidade.

3.5 Considerações finais

De acordo com as simulações realizadas, foi verificado um custo equivalente a 0,164 US\$. kWh no sistema considerado como solução ótima (composto por uma turbina sifão totalizando 271 kW, sendo 50 kW em módulos fotovoltaicos, 140 kW em suporte diesel e banco de baterias com 32 baterias de 200 Ah). A fração renovável representou 69 % deste sistema. A comparação direta de custos desta condição pareceu mais razoável em períodos de alta demanda de energia na rede (18h30 às 20h). Fatores intervenientes como taxas cobradas pelas concessionárias locais e fatores económicos e sociais também devem ser considerados e avaliados minuciosamente neste contexto.

Acredita-se que a contabilização do potencial total disponível para geração de energia em locais de baixa queda (com características semelhantes ao caso abordado, principalmente vazão e altura) seja um ponto de partida para os países avaliarem futuros investimentos no setor. Além disso, estudos de caso para fins comparativos também seriam cientificamente relevantes dada a escassa bibliografia disponível sobre o tema.

Agradecimentos

Este trabalho foi desenvolvido como parte das atividades de pesquisa em energias renováveis desenvolvidas no Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, em conjunto com o Departamento de Civil. Os autores agradecem o apoio recebido pela instituição. O terceiro autor agradece o apoio financeiro recebido do CNPq para seu trabalho de pesquisa (proc. n. 313046/2020-4).

Referências bibliográficas

AHMAD, T.; ZHANG, D. A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far. **Energy Reports**, v. 6, p. 1973–1991, 2020.

AK, M.; KENTEL, E.; KUCUKALI, S. A fuzzy logic tool to evaluate low-head hydropower technologies at the outlet of wastewater treatment plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 727–737, 2017.

ALIDAI, A.; POTHOF, I. W. M. Hydraulic performance of siphonic turbine in low head sites. **Renewable Energy**, v. 75, p. 505–511, 2015.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Relatório de segurança de barragens, 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana/pt-br>>. Acesso em 02 dez. 2022.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Atlas águas, 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana/pt-br>>. Acesso em 02 dez. 2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEE. Matriz Elétrica Bras 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>> Acesso em 31 jan. 2023.

ANSONG, M.; MENSAH, L. D.; ADARAMOLA, M. S. Techno-economic analysis of a hybrid system to power a mine in an off-grid area in Ghana. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 23, p. 48–56, 2017.

AZIMOV, U.; AVEZOVA, N. Sustainable small-scale hydropower solutions in Central Asian countries for local and cross-border energy/water supply. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 167, p. 112726, 2022.

CIRIC, R. M. Review of techno-economic and environmental aspects of building small hydroelectric plants – A case study in Serbia. **Renewable Energy**, v. 140, p. 715–721, 2019.

COMINO, E. et al. Mini-hydro power plant for the improvement of urban water-energy nexus toward sustainability - A case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 249, p. 119416, 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em 15 ago. 2023.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050**, p. 127, 2018.

FILHO, G. L. T.; SANTOS, I. F. S. DOS; BARROS, R. M. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 229–238, 2017.

GALDINO, C. H. P. A. **Estudo para determinação da série de vazões da bacia afluenta a hidrelétrica Santa Rita**. p. 1-7, 2021.

HANSEN, C. et al. Hydropower development potential at non-powered dams: Data needs and research gaps. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 145, p. 111058, 2021.

HOMER – Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources. **HOMER Pro 3.14**. Disponível em: <<https://www.HOMERenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>>. Acesso em: 22 jan. 2021.

ICOLD – INTERNATIONAL COMMISSION ON LARGE DAMS. **World Register of Dams - General Synthesis**. Disponível em: <https://www.icold-cigb.org/GB/world_register/general_synthesis.asp>.

HOSEINZADEH, S; GHASEMI Mohammad Hadi; HEYNS Stephan. Application of hybrid systems in solution of low power generation at hot seasons for micro hydro systems. **Renew Energy**. v. 160, p. 323-332, 2020.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021. **Global Energy Review 2021**, 2021.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2019**, 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf> Acesso em: 15 mai. 2021.

LAMBERT, Tom; GILMAN, Paul; LILIENTHAL, Peter. Micropower system modeling with HOMER. **Integration of alternative sources of energy**, v. 1, n. 1, p. 379-385, 2006.

LOOTS, I. et al. A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, n. 2015, p. 1254–1268, 2015.

MARDIANI-EUERS, Esti. **A Study of Low head Hydropower using a siphon system and conversion to air pressure**. 2013. 187f. Tese (Doctor Philosophy Engineering Department) - Lancaster University, United Kingdom, 2013.

MARTINEZ, J. J. et al. Characterization of a siphon turbine to accelerate low-head hydropower deployment. **Journal of Cleaner Production**, v. 210, p. 35–42, 2019.

NEOSOLAR ENERGIA. **Neosolar**, 2021. Painéis Solares. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/>>. Acesso em: 10 de out. de 2021.

OGAYAR, B.; VIDAL, P. G. Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 6–13, 2009.

RAUF, Huzaifa; GULL, Muhammad Shuzub; ARSHAD, Naveed. Complementing hydroelectric power with floating solar PV for daytime peak electricity demand. **Renewable Energy**, v. 162, p. 1227-1242, 2020.

SARI, M. A. et al. Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems. **Journal of Environmental Management**, v. 228, p. 416–428, 2018.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 192–205, 2014.

STARK, B. H.; ANDÒ, E.; HARTLEY, G. Modelling and performance of a small siphonic hydropower system. **Renewable Energy**, v. 36, n. 9, p. 2451–2464, 2011.

SUDESUL - SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO SUL. **Plano irrigação**. Porto Alegre, 1980.

TITUS, J.; AYALUR, B. Design and fabrication of in-line turbine for pico hydro energy recovery in treated sewage water distribution line. **Energy Procedia**, v. 156, p. 133–138, 2019.

VIEIRA, S. J. DE C.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Renewable Energy**, v. 159, p. 1084–1098, 2020.

VOITH. **Turbines & Shut-off Valves. 2023**. Disponível em: < <https://voith.com/corp-en/products-services/hydropower-components/turbines.html> >. Acesso em: 12 ago. 2021.

WEC - WORLD ENERGY COUNCIL. **Trilemma Index, 2021**. World Energy Trilemma Index. London, 2021.

ZDENEK BOUDNIK. **Informações gerais sobre as turbinas e geradores**, 2020. Disponível em: <boudnik@mavel.com>. Acesso em: 12 ago. 2021.

ZHOU, D. et al. Development of an ultra-low head siphon hydro turbine using computational fluid dynamics. **Energy**, v. 181, p. 43–50, 2019.

ZHOU, D.; DENG, Z. (DANIEL). Ultra-low-head hydroelectric technology: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 23–30, 2017.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÕES GERAIS

A fim de determinar soluções otimizadas para geração de energia renovável em barragens existentes de baixa queda e facilitar sua viabilização através de sistemas híbridos hidrelétricos-fotovoltaicos, dois estudos de caso embasados em dados reais foram desenvolvidos nesta tese.

O primeiro deles, explorou a funcionalidade da barragem de abastecimento de água Santa Rosa e as soluções otimizadas para sistemas com configurações viváveis abarcaram fontes Hidro-Diesel-Bateria-PV. Enquanto, o segundo estudo que procedeu em uma barragem da antiga usina hidrelétrica de Santa Rita combinou sistemas otimizados complementares do tipo Hidro-Diesel-Bateria-PV e Hidro-Diesel-Bateria.

As simulações envolveram sistemas com variações de carga, vazões e fatores multiplicativos para o preço de diesel e para módulos fotovoltaicos, todos avaliados com suporte do software *HOMER Energy*. Os resultados obtidos, apresentados no Capítulo 2 e Capítulo 3, foram resumidos na Tabela 5. Estes evidenciaram que a configuração otimizada para os sistemas simulados se atrelou a múltiplos fatores, dentre eles:

A demanda a ser atendida: à medida que a carga primária foi sendo aumentada, implicou-se na adição de mais recursos não renováveis e de baterias, diminuindo a representação renovável do sistema até um limite que o descaracterizou como tal. Esta foi uma métrica utilizada para delimitação de soluções ótimas que demandaram mais do que 100kW oriundo de gerador a diesel para o caso da barragem de Santa Rosa.

A vazão disponível e a altura da barragem: Para a barragem de Santa Rosa teve-se disponível 2 m de altura de queda e uma vazão de projeto 2570 L.s^{-1} , no caso de Santa Rita, foram 6 m de altura disponível e uma vazão média de projeto equivalente a 5012 L.s^{-1} . Pode-se aferir que ambos os fatores foram determinantes para o montante de energia hidroelétrica gerada, sendo a geração cinco vezes (271kW) maior com altura de queda três vezes maior para barragem Santa Rita.

As variações no preço do diesel: impactaram diretamente o COE, haja vista que, o gerador serviu como suporte para os sistemas pela segurança e intermitência dos recursos renováveis hidroelétrico e solar. Por tratar-se de empreendimentos com características distintas, para o mesmo custo do diesel, cada circunstância pontual de aproveitamento apresentou um potencial diferente influenciado pela demanda.

O recurso solar: a radiação solar média global local foi de $4,38 \text{ kWh.m}^2/\text{dia}$ com valores mais elevados nas estações de verão e primavera (de setembro a março) e custos dos

componentes para ambos os estudos de caso equivalentes. A redução dos preços relativos aos módulos fotovoltaicos nos últimos anos, fez com que houvesse uma maior inserção destes nas soluções ótimas, desse modo, a viabilização de geração de energia de baixa queda foi facilitada.

	Barragem Santa Rita	Barragem Santa Rosa
Variáveis assumidas		
Preço do diesel - Capital multiplicador	1; 0,8 e 0,6	1,2; 1 e 0,8
PV - Capital multiplicador	1; 0,8 e 0,6	1; 0,8 e 0,6
Carga primária (kWh/dia)	2000 - 3400	0- 4000
Vazão (m ³ /s)	710-5120	2570
Modelo de turbina	TM8 e TM10	TM5
Altura de queda (m)	6	2
Soluções ótimas com diesel		
Hidrelétrica sifão (kW)	271	46.4
Diesel (kW)	140	100
Módulos fotovoltaicos (kW)	50	0-50-100
Banco de baterias	32	128 e 256
Conversor (kW)	50	100 - 150
Fração renovável (%)	69 %	83 %
Carga primária (kWh/dia)	3400	2600 - 3200
COE (US\$/ kWh)	0.164	0.069 - 0.114
Total NPC (US\$)	2.601.158	993.914

Tabela 5. Soluções otimizadas e variáveis assumidas para os estudos de caso 1 e 2 com gerador a diesel.

Foram verificadas soluções viáveis para a barragem de Santa Rosa, até a demanda de 3400 kWh/dia para sistemas 100 % renováveis. Para os sistemas que não admitiram falhas (0 % de escassez máxima), prevaleceram soluções com configuração do tipo Hidro-PV-Baterias. Uma solução otimizada com COE atrativo foi o atendimento da carga primária de 2200 kWh/dia com emprego somente de turbina hidráulica e baterias a um COE de 0.089 US\$/ kWh, dado que, até este ponto a energia teve reduções no custo. Caso seja necessário o atendimento de uma demanda maior, estima-se um limite máximo de 3000 kWh/dia de demanda, pois para demandas maiores a geração hidrelétrica se torna coadjuvante.

À medida que a permissibilidade de falhas no sistema foi sendo aumentada (maior que 4 % de escassez máxima de capacidade anual), o espaço de soluções foi preenchido com sistemas de geração exclusivamente hidrelétrico. À medida que a carga primária aumentou o

custo do quilowatt-hora de energia reduziu, obtendo-se a energia mais barata a 0,006 US\$/ kWh para uma carga de 3400 kWh suprida apenas com turbina hidráulica e 10 % de falhas.

	Barragem Santa Rita		Barragem Santa Rosa	
Variáveis assumidas				
PV - Capital multiplicador	1; 0,8 e 0,6		1; 0,8 e 0,6	
Carga primária (kWh/dia)	2000 - 3400		0- 4000	
Vazão (m ³ /s)	710-5120 (turbinas)		2570	
Modelo de turbina	TM8 e TM10		TM5	
Altura de queda (m)	6		2	
Soluções ótimas sem diesel				
	0 % falhas	10 % de falhas	0 % falhas	10 % de falhas
Hidrelétrica sifão (kW)	38	38	139	139
Módulos fotovoltaicos (kW)	600	200	0	0
Banco de baterias	4096	1024	2048	0
Conversor (kW)	150	100	100	0
Fração renovável (%)	100	100	100	100
Carga primária (kWh/dia)	2600	2000	2200	3400
COE (US\$/ kWh)	0.291	0.135	0.089	0.006
Total NPC (US\$)	3.524.168	1.194.138	907.882	93.433

Tabela 6. Soluções otimizadas e variáveis assumidas para os estudos de caso para geração 100 % renovável.

Por outro lado, para o estudo de caso de Santa Rita, para os sistemas 100 % renováveis todas as soluções incluíram Hidro-PV-Bateria. Nesse caso, a geração a partir de PV foi de duas a três vezes superior à geração hidrelétrica em todos os sistemas simulados que admitiram falhas, fazendo com que o COE assumisse valores mais elevados em relação aos sistemas que incluíram geradores a diesel e ao estudo de caso Santa Rosa. Em função dos COE, esse sistema poderia ser mais competitivo em áreas remotas e em horários de pico de demanda em que o preço da energia aumenta.

Quando a vazão maior foi considerada (5012 L.s⁻¹) e 0 % de falhas de serviço, resultados viáveis apareceram apenas até 2600 kWh de carga primária. Ao aceitar taxas de falha mais elevadas, os espaços de otimização voltam a conter soluções viáveis na sua totalidade. Os custos de energia também apresentam reduções significativas, superiores a 50 %. Para vazão de projeto

menor (igual a $710 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$) e sem admissão de falhas, o espaço de otimização apresentou soluções até 3400 kWh/dia .

CAPÍTULO 5: CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração hidrelétrica é a principal fonte energética renovável brasileira, responsável atualmente por um sistema predominantemente descarbonizado e por dois terços da geração de energia elétrica. Ao mesmo tempo, o cenário atual evidencia uma crescente demanda energética que confronta com fragilidades ambientais e a indisponibilidade de locais potencialmente viáveis para instalação de novas usinas, sendo limitações para expansão do setor.

Considerando o uso eficiente dos recursos naturais, o valor agregado por parte de obras civis para construção de novas usinas e o número expressivo de barragens construídas ao longo dos anos sem finalidade energética, este estudo propôs como alternativa explorar soluções otimizadas em barragens de baixas quedas d'água existentes (sem que estas percam sua função primária, atuando de forma polivalente).

Usinas tipo sifão atuaram como vetores para o aproveitamento hidrelétrico neste estudo, dada sua adaptabilidade e instalação sobre o maciço existente. De forma geral, a geração de energia em usinas que operam sob baixa queda, como é o caso das usinas sifão, possuem um custo específico maior e geram menos energia em relação a grandes centrais, nesse sentido, este estudo propôs como alternativa a complementariedade energética do sistema com a hibridização de módulos fotovoltaicos flutuantes.

Os estudos de pré viabilidade mostraram potencial de competitividade econômica, a partir das avaliações do NPC e do COE, ao extrair energia de barragens existentes de baixa queda. A complementariedade da fonte hídrica com a solar se mostrou decisiva na viabilização da maior parte dos sistemas simulados. Desse modo, a premissa de que a sistemas híbridos hidrelétrico-fotovoltaicos poderiam facilitar a viabilização dessas pequenas usinas foi validada nesta tese.

Em se tratando de recursos naturais intermitentes (vazão e radiação solar), das variáveis consideradas durante as simulações (cargas primárias, modelos de componentes, variações do preço do dólar e conseqüentemente do diesel), a comparação direta entre ambos os estudos de caso avaliados deve ser cautelosa, considerando sempre as características específicas locais e o período de análise.

Infere-se que, outros fatores externos intervenientes como as taxas cobradas pelas concessionárias locais, fatores econômicos e sociais, também devem ser ponderados minuciosamente no contexto. Em um horizonte mais amplo, além desses fatores, a determinação de uma única solução ótima fica à mercê da demanda local, que pode ser fator decisivo junto ao custo nivelado de energia.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

O foco desta tese foi a determinação de soluções otimizadas para aproveitamento energético renovável em barragens existentes de baixa queda com sistemas energéticos híbridos complementares, que compreenderam uma usina sifão e módulos fotovoltaicos flutuantes, atuando como facilitadores na viabilização desses investimentos.

A contabilização do potencial total disponível de geração de energia a partir de barragens de baixa queda, seria fomentativo para investimentos no setor. O uso de ferramentas como por exemplo o sensoriamento remoto e cartografia podem ser incorporados para localização de barragens existentes.

Dada a escassa bibliografia disponível, no âmbito científico o preenchimento de lacunas com estudos que abordem a geração de energia hidrelétrica com usinas sifão em barragens de baixa queda com complementariedade energética de outras fontes renováveis ou que apresentem características diferentes como vazão e altura, podem ser idealizados.

O custo presente líquido e o custo nivelado de energia foram utilizados como principais parâmetros para determinação de soluções ótimas. Outras variáveis econômicas podem ser consideradas para avaliações mais discriminadas, assim como, avaliações de caráter ambiental.

Este trabalho elegeu o uso de sifão para geração hidrelétrica em barragens existentes, no entanto, mas nada impede o seu uso em barragens que venham a ser construídas, podendo ser alvo de estudos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMAD, T.; ZHANG, D. A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far. **Energy Reports**, v. 6, p. 1973–1991, 2020.

AK, M.; KENTEL, E.; KUCUKALI, S. A fuzzy logic tool to evaluate low-head hydropower technologies at the outlet of wastewater treatment plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 727–737, 2017.

ALIDAI, A.; POTHOF, I. W. M. Hydraulic performance of siphonic turbine in low head sites. **Renewable Energy**, v. 75, p. 505–511, 2015.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS. **Hidroweb**. Disponível em: <<https://www.snirh.gov.br/hidroweb/mapa>>. Acesso em: 4 jan. 2023.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Relatório de segurança de barragens, 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana/pt-br>>. Acesso em 02 dez. 2022.

ANDRADE, A. D. L.; DOS SANTOS, M. A. Hydroelectric plants environmental viability: Strategic environmental assessment application in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1413–1423, 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEE. Matriz Elétrica Bras 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>> Acesso em 05 jan. 2023.

ANSONG, M.; MENSAH, L. D.; ADARAMOLA, M. S. Techno-economic analysis of a hybrid system to power a mine in an off-grid area in Ghana. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 23, p. 48–56, 2017.

AZIMOV, U.; AVEZOVA, N. Sustainable small-scale hydropower solutions in Central Asian countries for local and cross-border energy/water supply. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 167, p. 112726, 2022.

BELLAMY, N. W. The Syfogen low head pneumatic hydroelectric system. Proc Conf Hydropower into the next century. **Proceedings of the Conference on Hydropower into the Next Century**, p. 563–570, 1995.

BERRADA, A.; BOUHSSINE, Z.; ARECHKIK, A. Optimisation and economic modeling of micro hydropower plant integrated in water distribution system. **Journal of Cleaner Production**, v. 232, p. 877–887, 2019.

BISHT, Y. et al. Design Analysis of Siphon and Centrifugal Pump for Low Head Hydro-Electric Power Plant. **Social Science Research Network**, p. 1–6, 2019.

CIRIC, R. M. Review of techno-economic and environmental aspects of building small hydroelectric plants – A case study in Serbia. **Renewable Energy**, v. 140, p. 715–721, 2019.

COMINO, E. et al. Mini-hydro power plant for the improvement of urban water-energy nexus toward sustainability - A case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 249, p. 119416, 2020.

DIJK, M. VAN; LOOTS, I.; BARTA, B. Energy Generation Using Low Head. **Water Research Commission**, 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050**, p. 127, 2018.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2019**, p. 67, 2019.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional: Relatório Síntese**, 2023.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050**, p. 127, 2018.

FERREIRA, J. H. I. et al. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 380–387, 2016.

FILHO, G. L. T.; SANTOS, I. F. S. DOS; BARROS, R. M. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 229–238, 2017.

FRENCH, M. J.; WIDDEN, M. B. The exploitation of low-head hydropower by pressure interchange with air, using siphons. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers. **Journal of Power and Energy**, v. 215, n. 2, p. 223–230, 2001.

GALDINO, C. H. P. A. **Estudo para determinação da série de vazões da bacia afluenta a hidrelétrica Santa Rita**. p. 1-7, 2021.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Elaboração de serviço de consultoria relativo ao Processo de Planejamento dos usos da água Nas Bacias Hidrográficas - Santa Rosa-Santo Cristo - Enquadramento**. p. 127, 2012.

HANSEN, C. et al. Hydropower development potential at non-powered dams: Data needs and research gaps. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 145, p. 111058, 2021.

HATATA, A. Y.; EL-SAADAWI, M. M.; SAAD, S. A feasibility study of small hydro power for selected locations in Egypt. **Energy Strategy Reviews**, v. 24, p. 300–313, 2019.

HOMER – Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources. HOMER Pro 3.14. Disponível em: <<https://www.HOMERenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>>. Acesso em: 22 jan. 2021.

HOSEINZADEH, S.; GHASEMI, M. H.; HEYNS, S. Application of hybrid systems in solution

of low power generation at hot seasons for micro hydro systems. **Renewable Energy**, v. 160, p. 323–332, 2020.

HOWEY, D. A.; PULLEN, K. R. Hydraulic air pumps for low-head hydropower. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineer. **Journal of Power and Energy**, v. 223, n. 2, p. 115–125, 2009.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V. DE; PEREIRA JUNIOR, A. O. A review of seasonal pumped storage combined with dams in cascade in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, n. October 2016, p. 385–398, 2017.

ICOLD – INTERNATIONAL COMMISSION ON LARGE DAMS. **World Register of Dams - General Synthesis**. Disponível em: <https://www.icold-cigb.org/GB/world_register/general_synthesis.asp>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Hydroelectricity, 2023**. Disponível em: <<https://www.iea.org/energy-system/renewables/hydroelectricity>>. Acesso em: 29 out. 2023.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Record Growth in Renewables Achieved Despite Energy Crisis, 2020**. Disponível em: <[IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2019, 2020**. Disponível em: <\[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf\]\(https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf\)> Acesso em: 18 nov. 2021.](https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Mar/Record-Growth-in-Renewables-Achieved-Despite-Energy-Crisis-PT#:~:text=Os dados da IRENA revelam,de capacidade renovável até 2022.>>. Acesso em: 08 ago. 2023.</p>
</div>
<div data-bbox=)

JURASZ, Jakub et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, p. 703-724, 2020.

KOUGIAS, I. et al. Analysis of emerging technologies in the hydropower sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, 2019.

LAMBERT, Tom; GILMAN, Paul; LILIENTHAL, Peter. Micropower system modeling with HOMER. **Integration of alternative sources of energy**, v. 1, n. 1, p. 379-385, 2006.

LIU, Y.; ZHOU, J.; ZHOU, D. Transient flow analysis in axial-flow pump system during stoppage. **Advances in Mechanical Engineering**, v. 9, n. 9, p. 1–8, 2017.

LOOTS, I. et al. A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, n. 2015, p. 1254–1268, 2015.

MARDIANI-EUERS, Esti. **A Study of Low head Hydropower using a siphon system and conversion to air pressure**. 2013. 187f. Tese (Doctor Philosophy Engineering Department) - Lancaster University, United Kingdom, 2013.

MARTINEZ, J. J. et al. Characterization of a siphon turbine to accelerate low-head hydropower deployment. **Journal of Cleaner Production**, v. 210, p. 35–42, 2019.

MAVEL. **Mavel**. 2006. Successful Commissioning of Three New Mt10 Siphon Micro Turbines in Poland. 2006. Disponível em: <https://mavel.cz/wp-content/uploads/2016/03/FINAL_MT10-Olawa-Press-Release-April-2006.pdf>. Acesso em: 11 de out. de 2021.

MAVEL. **Mavel**. 2015. First installation of Mavel modular micro turbines completed at Head of the u hydroelectric project tm modular micro turbine. < https://mavel.cz/wp-content/uploads/2015/12/2015_Head-of-the-U-Press-Release_FINAL.pdf. > Acesso em: 11 de out. de 2021.

MUSAVI-JAHROMI, S. H. Simulation of pizometric pressure in dam siphon spillways. **World Applied Sciences Journal**, v. 12, n. 7, p. 1074–1083, 2011.

NEOSOLAR ENERGIA. **Neosolar**, 2021. Painéis Solares. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/>>. Acesso em: 10 de out. de 2021.

NEOSOLAR ENERGIA. **Neosolar**, 2021. Painéis Solares. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/>>. Acesso em: 10 de out. de 2021.

OGAYAR, B.; VIDAL, P. G. Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 6–13, 2009.

OKOT, D. K. Review of small hydropower technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 26, p. 515–520, 2013.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O sistema em números, 2023**. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/>>. Acesso em 02 fev. 2023.

PARYGIN, A. G.; VOLKOV, A. V.; RYZHENKOV, A. V. Commentary on the Efficiency of Selected Structural Designs of Low Head Micro Hydraulic Power Plants. **Modern Applied Science**, v. 9, n. 4, p. 116–125, 2015.

PERERA, M. Elahera Eco Siphon Hydro Power Station. Pilot project. [2013?].

PERERA, M. Ulhitiya 1 Eco Siphon Hydro Power Station. Pilot project. [2013?].

PIZUTTI, J. T.; GALDINO, C. H. P. A.; MEIRELLES, F. S. C.; BELUCO, A. Usinas hidrelétricas do tipo sifão: aplicação para geração de energia em uma barragem de baixa queda no sul do Brasil. **The Journal of Engineering and Exact Sciences**, v. 10, n. 1, p. 16392, 2024. DOI: 10.18540/jcecvl10iss1pp16392. Disponível em: <https://periodicos.ufv.br/jcec/article/view/16392>. Acesso em: 04 jan. 2024.

QUARANTA, E. et al. The Very Low Head Turbine for hydropower generation in existing hydraulic infrastructures: State of the art and future challenges. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 51, p. 101924, 2022.

RAUF, H.; GULL, M. S.; ARSHAD, N. Complementing hydroelectric power with floating solar PV for daytime peak electricity demand. **Renewable Energy**, v. 162, p. 1227–1242, 2020.

SARI, M. A. et al. Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems. **Journal of Environmental Management**, v. 228, p. 416–428, 2018.

SHAN, R. et al. Complementary relationship between small-hydropower and increasing penetration of solar photovoltaics: Evidence from CAISO. **Renewable Energy**, v. 155, p. 1139–1146, 2020.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 192–205, 2014.

SOLARIN, S. A.; OZTURK, I. On the causal dynamics between hydroelectricity consumption and economic growth in Latin America countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1857–1868, 2015.

STARK, B. H.; ANDÒ, E.; HARTLEY, G. Modelling and performance of a small siphonic hydropower system. **Renewable Energy**, v. 36, n. 9, p. 2451–2464, 2011.

SUDESUL - SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO SUL. **Plano irrigação**. Porto Alegre, 1980.

TITUS, J.; AYALUR, B. Design and fabrication of in-line turbine for pico hydro energy recovery in treated sewage water distribution line. **Energy Procedia**, v. 156, p. 133–138, 2019.

VIEIRA, S. J. DE C.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Renewable Energy**, v. 159, p. 1084–1098, 2020.

VOITH. **Turbines & Shut-off Valves. 2023**. Disponível em: < <https://voith.com/corp-en/products-services/hydropower-components/turbines.html> >. Acesso em: 12 ago. 2021.

WEC - WORLD ENERGY COUNCIL. **Trilemma Index, 2021**. World Energy Trilemma Index. London, 2021.

ZDENEK BOUDNIK. **Informações gerais sobre as turbinas e geradores**, 2020. Disponível em: <boudnik@mavel.com>. Acesso em: 12 ago. 2021.

ZHOU, D. et al. Development of an ultra-low head siphon hydro turbine using computational fluid dynamics. **Energy**, v. 181, p. 43–50, 2019.

ZHOU, D.; DENG, Z. (DANIEL). Ultra-low-head hydroelectric technology: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 23–30, 2017.