

CENTRO UNIVERSITÁRIO FEI
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ANTONIO JOSE SANTOS TAVARES
BRUNO AMBIEL LESTINGI
BRUNO ARANTES NOGUEIRA
BRENO HENRIQUE VERONEZE GIORGIANNI
DIEGO GREGORIO DE LAS HERAS MASSUMOTO
GUILHERME GALINDO CISOTTO
HELDER DE OLIVEIRA NASCIMENTO
MATHEUS HIPOLITO DE OLIVEIRA
RODRIGO DE SOUSA PERNA
WILBUR CHEN

ROTATOR

São Bernardo do Campo

2022

ANTONIO JOSE SANTOS TAVARES
BRUNO AMBIEL LESTINGI
BRUNO ARANTES NOGUEIRA
BRENO HENRIQUE VERONEZE GIORGIANNI
DIEGO GREGORIO DE LAS HERAS MASSUMOTO
GUILHERME GALINDO CISOTTO
HELDER DE OLIVEIRA NASCIMENTO
MATHEUS HIPOLITO DE OLIVEIRA
RODRIGO DE SOUSA PERNA
WILBUR CHEN

ROTATOR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Centro Universitário FEI, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica. Orientado pelo Professor Doutor Bruno Galelli Chierigatti.

São Bernardo do Campo

2022

Rotator / Antonio Jose Santos Tavares...[et al.]. São Bernardo do Campo, 2022.

75 p. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso - Centro Universitário FEI.

Orientador: Prof. Dr. Bruno Galelli Chieregatti.

1. Hidrelétrica. 2. Reversível. 3. Armazenamento. 4. Nordeste. I. Tavares, Antonio Jose Santos. II. Lestingi, Bruno Ambiel. III. Nogueira, Bruno Arantes. IV. Giorgianni, Breno Henrique Veroneze. V. Massumoto, Diego Gregorio de Las Heras. VI. Cisotto, Guilherme Galindo. VII. Nascimento, Helder de Oliveira. VIII. Oliveira, Matheus Hipolito de. IX. Perna, Rodrigo de Sousa. X. Chen, Wilbur. XI. Chieregatti, Bruno Galelli, orient. XII. Título.

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

ANTONIO JOSE SANTOS TAVARES
BRUNO AMBIEL LESTINGI
BRUNO ARANTES NOGUEIRA
BRENO HENRIQUE VERONEZE GIORGIANNI
DIEGO GREGORIO DE LAS HERAS MASSUMOTO
GUILHERME GALINDO CISOTTO
HELDER DE OLIVEIRA NASCIMENTO
MATHEUS HIPOLITO DE OLIVEIRA
RODRIGO DE SOUSA PERNA
WILBUR CHEN

ROTATOR

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado
ao Centro Universitário FEI, como parte dos
requisitos necessários para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia mecânica.

Comissão julgadora

Orientador e presidente

Examinador (1)

Examinador (2)

São Bernardo do Campo

20/06/2022

Dedicamos esse trabalho às nossas famílias.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer ao professor orientador Dr. Bruno Galelli Chieregatti por aceitar nosso projeto e por fazer parte desde o início, sempre disposto a colaborar com os desafios desse trabalho. Além dele, nós agradecemos a todos os professores da FEI que de algum modo nos passaram da melhor forma possível os seus conhecimentos.

E não menos importante, agradecemos a nossos pais que sempre nos apoiaram desde o início dessa trajetória, em todos os desafios e dificuldades e não nos deixaram desistir desse importante ciclo de nossas vidas.

“O desenvolvimento sustentável é aquele que atende as necessidades do presente sem comprometer as possibilidades de as gerações futuras atenderem suas próprias necessidades”.

Relatório *Brundtland* (CMMAD,1987)

RESUMO

Diante do cenário de mudanças climáticas, o incentivo na produção de energia oriunda de fontes renováveis está cada vez mais presente nas diretrizes governamentais, evidenciado através do plano de expansão dos parques eólicos no Nordeste do Brasil.

Com o objetivo de disponibilizar para a rede o contínuo abastecimento de energia elétrica em períodos de alta demanda (horário de pico), os sistemas de produção de energia são dimensionados para esse fim, gerando uma energia excedente elevada nos horários de baixa demanda. Esse fenômeno é visto claramente na energia eólica onde aproximadamente 50% da capacidade instalada fica ociosa, sem consumidores.

Logo, como forma de propor o uso dessa energia excedente, armazenando-a de alguma forma, o presente trabalho conceberá caminhos para a implantação da reversibilidade na pequena central hidrelétrica Armando Ribeiro Gonçalves, situada no Rio Grande do Norte (RN). O conceito de reversibilidade se trata de inverter o fluxo da hidrelétrica, transformando-a em uma elevatória, usando a energia proveniente do excedente eólico para encher o seu reservatório superior, guardando essa energia para uso nos horários de pico.

Como premissas de projeto, para o desenvolvimento da primeira PCH reversível no Nordeste, propõe-se um rigoroso estudo físico da PCH em questão, de modo a avaliar a demanda de espaço para construção do reservatório inferior, capacidade hídrica da barragem existente e aplicabilidade operacional das turbinas e geradores atualmente em operação. Por se tratar de um arranjo combinado, e com a proposta idealizada onde, o excedente eólico do Parque Mel II (RN) servirá como abastecimento elétrico ao bombeamento e armazenamento de energia, para assim haver a posterior geração no horário de maior demanda. Neste cenário, conduziremos através dos dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro um rigoroso estudo de caso, para aferir os horários de energia eólica excedente, bem como os horários de maior consumo elétrico da população.

No campo financeiro, apresentaremos cenários para compra de energia elétrica junto ao Mercado Livre de Energia, de modo a averiguarmos os custos do kWh no horário fora de ponta, assim como no horário de ponta. E desta forma, conceber um horizonte de viabilidade econômica para a implantação de outras PCH reversíveis no território nacional.

Palavras-chave: Hidrelétrica, Reversível, Armazenamento e Nordeste.

ABSTRACT

In view of the climate change scenario, the incentive to produce energy from renewable sources is increasingly present in government guidelines, as evidenced by the expansion plan for wind farms in the Northeast of Brazil.

With the objective of making available to the grid the continuous supply of electric energy in periods of high demand (peak hours), the energy production system is dimensioned for this purpose, generating a high surplus energy at low demand times. This phenomenon is clearly seen in wind energy where approximately 50% of the installed capacity is idle, without consumer.

Therefore, as a way of proposing the use of this surplus energy, storing it in some way, the present study will develop ways to implement reversibility in the small hydroelectric power plant Armando Ribeiro Gonçalves, located in Rio Grande do Norte (RN). The concept of reversibility is about reversing the flow of the hydroelectric plant, transforming it into a lift, using the energy from the wind surplus to fill its upper reservoir, saving this energy for use at peak times.

As project premises, for the development of the first reversible SHP in the Northeast, a rigorous physical study of the SHP in question is proposed, to assess the space demand for the construction of the lower reservoir, the water capacity of the existing dam and the operational applicability of the turbines and generators currently in operation. Because it is a combined arrangement, and with the idealized proposal where, the wind surplus of Parque Mel II (RN), will serve as a source of electrical supply for pumping and energy storage, so that there is a subsequent generation at the time of the greatest demand. In this scenario, we will conduct through the data of the National Operator of the Brazilian Electric System a rigorous case study, to assess the times of surplus wind energy, as well as the times of greater electric consumption of the population.

In the financial field, we will present scenarios for the purchase of electricity from the Mercado Livre de Energia, to ascertain the costs of kWh at off-peak hours, as well as at peak hours. This way, design a horizon of economic viability for the implementation of other reversible SHPs in the national territory.

Keywords: Hydroelectric, Reversible, Storage and Northeast.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Ilustração turbina Francis	18
Figura 2 - Pumpspeicherwerk Engewiher - Suíça (vista aérea).....	19
Figura 3 - Usina elevatória de pedreira (vista aérea).....	19
Figura 4 - PCH no território brasileiro	23
Figura 5 - Parques Eólicos no território brasileiro	25
Figura 6 - Velocidade dos ventos no Brasil a 100m de altura.....	26
Figura 7 - Potência instalada de usinas eólicas por estado	27
Figura 8 - Croqui demonstrativo do funcionamento de uma UHR	31
Figura 9 - Desenho esquemático de um SMES seguido de uma imagem real	35
Figura 10 - Consumo de energia elétrica por estado selecionado na matriz de decisão.....	41
Figura 11 - Mapa da região com a localização da PCH Armando Ribeiro Gonçalves e Parque eólico Mel II	49
Figura 12 - Relatório de capacidade hídrica da barragem Armando Ribeiro Gonçalves	50
Figura 13 - Mapa hídrico do reservatório Armando Ribeiro Gonçalves	52
Figura 14 - Desempenho da turbina para a vazão de 9,3 m ³ /s.....	53
Figura 15 - Dinâmica do funcionamento	54
Figura 16 - Circuito de bombeamento entre reservatórios	55
Figura 17 - Curva Característica da Bomba	58
Figura 18 - Corte esquemático da casa de bombas.....	62
Figura 19 - Disposição construtiva de instalação com sucção positiva.....	63
Figura 20 - Dimensional do reservatório inferior	64

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da população brasileira e do número de habitantes por domicílio	20
Gráfico 2 - Consumo final de energia por setor	21
Gráfico 3 - Geração de energia por fonte	21
Gráfico 4 - Capacidade global instalada à rede elétrica	36
Gráfico 5 - Geração eólica no Nordeste brasileiro por horário do dia	46
Gráfico 6 - Consumo de energia elétrica por horário do dia	47
Gráfico 7 - Consumo de energia no Nordeste por hora durante um mês	48
Gráfico 8 - CCI vs. CCB	60
Gráfico 9 - Rendimento da bomba selecionada KSB 800-840 A2.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Usinas em operação com capacidade instalada.....	22
Tabela 2 - Classificação dos sistemas de armazenamento e suas aplicações	37
Tabela 3 - Características das tecnologias de armazenamento.....	38
Tabela 4 - Características das tecnologias de armazenamento.....	38
Tabela 5 - Critérios aplicados na matriz de decisão	40
Tabela 6 - Matriz de decisão em cima do critério consumo.....	41
Tabela 7 - Principais eólicas em operação no Nordeste Neoenergia.....	42
Tabela 8 - Matriz de decisão em cima do critério capacidade.....	42
Tabela 9 - Volumes Hidrográficos do estado da Bahia	43
Tabela 10 - Volumes Hidrográficos da Paraíba.....	43
Tabela 11 - Volumes hidrográficos do Rio Grande do Norte.....	44
Tabela 12 - Resultado da Matriz de decisão.....	44
Tabela 13 - Resultados da matriz de decisão geral.....	45
Tabela 14 - Resumo das perdas de carga para a disposição construtiva proposta.....	57
Tabela 15 - Dados básicos da barragem	66
Tabela 16 - Porcentagem do volume hidrográfico da barragem por mês.....	66
Tabela 17 - Investimento do projeto.....	68
Tabela 18 - Projeção média de geração por consumo	68
Tabela 19 - Projeção de valor total de vendas por mês	69
Tabela 20 - Projeção do valor total de compras por mês.....	70
Tabela 21 - Estimativa de faturamento anual	71
Tabela 22 - Projeção do retorno do investimento inicial.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEELÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABRAPCH	Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Hidrelétricas Geradoras
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	Corrente Contínua
CCB	Curva Característica da Bomba
CCI	Curva Característica da Instalação
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHR	Centrais Hidrelétricas Reversíveis
DENOCs	Departamento Nacional de Obras Contra à Seca
EPE	Empresa de Pesquisas Energética
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
NE	Região Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PBE	Programa de Etiquetagem Brasileira
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
S.I.	Sistema Internacional de Unidades
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
UHE	Usinas Hidrelétricas de Energia
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 HISTÓRIA DAS USINAS HIDRELÉTRICA REVERSÍVEIS	17
2 CRESCIMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA	20
2.1 COMPOSIÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	21
2.2 PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS NO BRASIL	22
2.2.1 Hidrelétricas.....	22
2.2.2 Eólicas.....	24
<i>2.2.2.1 Potencial do Brasil em geração eólica.....</i>	<i>25</i>
3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	28
3.1 DEFINIÇÕES	28
3.2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	30
3.2.1 Sistemas de armazenamento por hidrelétricas reversíveis	30
3.2.2 Sistemas de armazenamento por ar comprimido	31
3.2.3 Volante de inércia (Flywheel)	32
3.2.4 Sistemas de armazenamento por baterias	33
3.2.5 Sistemas de armazenamento por hidrogênio	33
3.2.6 Bobinas supercondutoras (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES) .	34
3.3 APLICAÇÕES DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO	35
3.4 APLICAÇÕES DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO	36
3.5 CONCLUSÃO SOBRE OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	38
4 MATRIZ DE DECISÃO	40
4.1 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO	40
4.2 ESTADOS	41
4.2.1 Consumo	41
4.2.2 Capacidade total instalada – Energia assegurada	42
4.2.3 Volumes hidrográficos datados em dezembro de 2021	42
<i>4.2.3.1 Volumes Hidrográfico da Bahia</i>	<i>43</i>
<i>4.2.3.2 Volumes Hidrográfico da Paraíba</i>	<i>43</i>

4.2.3.3 Volumes Hidrográfico do Rio Grande do Norte.....	44
4.3 RESULTADO DA MATRIZ DE DECISÃO.....	45
5 DETALHAMENTO DO PROJETO	46
5.1 COMPARAÇÃO DO HORÁRIO DE MAIOR CONSUMO VS. GERAÇÃO.....	46
5.2 LOCALIZAÇÃO DA PCH ARMANDO RIBEIRO GONÇALVES E PARQUE EÓLICO MEL II	48
5.3 CAPACIDADE HÍDRICA DA BARRAGEM ARMANDO RIBEIRO GONÇALVES ..	50
5.4 TURBINA E GERADORES EXISTENTE NA BARRAGEM	53
5.5 DINÂMICA DE FUNCIONAMENTO DO PROJETO.....	54
6 DIAGRAMA DA INSTALAÇÃO, PREMISSAS DE FUNCIONAMENTO E EQUAÇÃO DA ENERGIA	55
6.1 CONSTRUÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA DA INSTALAÇÃO.....	58
6.2 PONTO DE FUNCIONAMENTO DA INSTALAÇÃO	59
6.3 RENDIMENTO DO PROCESSO DE BOMBEAMENTO E RENDIMENTO TOTAL DO PROCESSO DE REVERSIBILIDADE	61
6.4 ARRANJO DA CASA DE BOMBAS	62
7 ANÁLISE DOS IMPACTOS AMBIENTAIS.....	64
8 VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO	66
8.1 CUSTOS GERAIS	67
8.2 INTEGRAÇÃO DA PCH AO PARQUE EÓLICO DO MEL II (1º CENÁRIO).....	69
8.2.1 Linhas de transmissão	69
8.3 COMPRA DE ENERGIA JUNTO AO MERCADO LIVRE DE ENERGIA (2º CENÁRIO).....	70
8.4 ESTIMATIVA DE FATURAMENTO E RETORNO DE INVESTIMENTO.....	71
9 CONCLUSÃO.....	72
REFERÊNCIAS	74

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um fator crucial ao desenvolvimento humano visto que sua utilização é ligada à qualidade de vida, progresso científico e tecnológico, além do bem-estar populacional. Portanto, o consumo energético per capita pode ser utilizado como um indicador socioeconômico associado a fatores como taxas de mortalidade infantil, analfabetismo e expectativa de vida (FAUSTINO, 2014, p. 36).

Este indicador de consumo de eletricidade, é contabilizado através da unidade Quilowatt-hora per capita (kWh/capita) utilizada como média anual. A partir desta medida é possível diferenciar conjuntos de países nos quais o consumo está abaixo ou acima de 5.000 kWh/capita (FAUSTINO, 2014, p. 36).

Com o estudo da *International Energy Agency* (IEA), associando indicadores socioeconômicos, como expectativa de vida e PIB per capita, ao presente consumo energético da nação, constatou-se a convergência do indicador consumo de energia per capita aos índices referenciais. Dos países líderes como Canadá e Alemanha, com consumo superior a 5.000 kWh/capita, houve a confluência dos indicadores de PIB/capita de 45,0 e 44,5 milhares de dólares, assim como a expectativa de vida de 82 e 80 anos do nascimento, respectivamente para cada país supracitado.

Do mesmo estudo, evidenciou-se também o afastamento ordinário para países com consumo inferior a 5.000 kWh/capita, como Paquistão e Índia, que convergiram para índices de expectativa de vida de 66 e 68 anos do nascimento, bem como PIB/capita 1,5 e 2,0 milhares de dólares per capita respectivamente.

Particularmente no Brasil, em face da grande disponibilidade dos recursos naturais, com grandes cursos de água distribuídos pelo território, explorou-se com grande êxito o potencial hidrelétrico como, por exemplo, as usinas de Itaipu (fronteira Brasil e Paraguai), Furnas (Minas Gerais), Sobradinho (Bahia) e mais recentemente Santo Antônio, Jirau no Rio Madeira (Rondônia), além de Belo Monte (Pará).

Com os recursos naturais cada vez mais valiosos, a procura pela diversificação da matriz energética, em fontes com potencialidades também renováveis, como a eólica, se apresenta de forma apropriada para um projeto robusto e estruturado de diversificação. De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a energia eólica representa 10,9% da matriz elétrica brasileira, e projeções futuras de 13,6% ao fim de 2025.

Neste contexto de potencialidades e busca por ampliação de fontes limpas, que entreguem energia de forma sustentável, confiável e economicamente viável, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), caracteriza-se como tecnologia para o armazenamento de energia na forma potencial, dado o bombeamento estratégico de água do reservatório inferior para o superior, e assim, posteriormente gerar energia.

Para tanto, o desenvolvimento de viabilidade das UHR no arranjo combinado, entre as fontes eólicas, para oferecer a finalidade de geração e armazenamento de energia, requer a integração com horários de grandes volumes de geração, em consonância com o horário de baixo consumo da população, de modo a se consolidar a disposição construtiva requerida ao projeto, e assim, garantir o caráter de otimização do uso da energia em horários, semanas, meses e trimestres com preços favoráveis, em função da oferta e demanda.

Neste cenário, o presente trabalho buscará de forma minuciosa construir metodologias, para o desenvolvimento das UHR combinada com a geração eólica, contextualizando assim o arranjo técnico, energético existente, legislativo e ambiental brasileiro.

1.1 HISTÓRIA DAS USINAS HIDRELÉTRICA REVERSÍVEIS

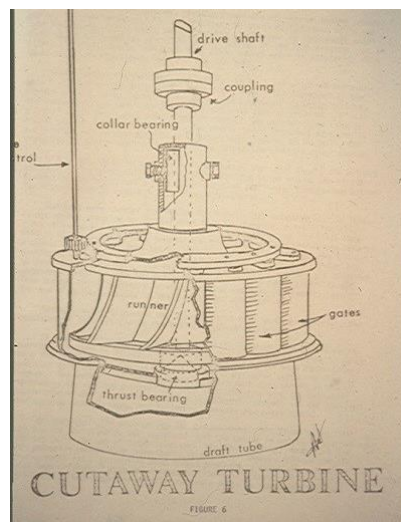
Ao longo da história, sociedades de diferentes partes do mundo usufruíram de cursos de água para diferentes propósitos. Os primeiros registros existentes que indicam o aproveitamento da conversão da energia cinética gerada pelo curso de água em energia mecânica se deram na sociedade grega, com as rodas d'água que eram utilizadas para moer trigo e produzir farinha, posteriormente, também adotada e disseminada pela sociedade romana em 500 A.C., entretanto, devido à alta aplicação de outras formas de trabalho como escravos e animais, sua importância diminuiu até o século XII.

Com o desenvolvimento das cidades e a necessidade do aumento de produtividade, por volta do início século XVII, seu uso foi retomado e os estudos para aumentar sua eficiência ganham força com John Smeaton, um engenheiro civil britânico, que desenvolveu os primeiros métodos para avaliar a eficiência das rodas d'água. Com o aumento dos estudos em relação às rodas d'água, os campos da hidrodinâmica e mecânica dos fluidos avançam, e por volta de 1750, Leonhard Euler estabelece a Equação fundamental das Máquinas de Fluxo.

O engenheiro francês Claude Burdin introduziu a primeira turbina em meados do século XVIII. Em comparação com a roda d'água, sua principal diferença é a parte em forma de vórtice que transfere energia para o rotor giratório, o que torna o volume da turbina muito menor do que uma roda d'água do mesmo poder.

Em 1838, um engenheiro estado-unidense, Samuel B. Howd recebeu a patente por uma turbina de fluxo interno, ao mesmo que também obteve a patente pelo conceito de fluxo interno em turbinas. O processo de aprimoramento da turbina proposta por Howd iniciou em 1844, quando a primeira turbina de fluxo externo desenvolvida por Uriah A. Boyden foi instalada em Lowell, Massachusetts, para o processamento de algodão. Nos três anos seguintes, James B. Francis, então engenheiro-chefe da companhia de canais de Lowell, desenvolveu métodos de padronização de avaliação de eficiência de turbinas, analisando o caminho das partículas de água em diferentes velocidades relativas. Em 1847, após adquirir os direitos de patente de Howd, James Francis construiu o primeiro modelo de turbina de fluxo interno, sendo ela uma adaptação dos modelos anteriormente propostos por Howd e Poncelet que ficou conhecida como turbina Francis.

Figura 1 - Ilustração turbina Francis



Fonte: National Park Service

A primeira UHR do mundo (*Pumpspeicherwerk Engeweiher*) foi construída em 1909 próximo à cidade de *Schaffhausen*, Suíça. Inicialmente, ela possuía uma capacidade de 1,5 MW, usava uma turbina do tipo Francis e seu reservatório superior contava com um volume de 90.000 m³, contava ainda com um sistema de geração e bombeamento em separado, o que para a tecnologia da época resultava em um sistema relativamente grande e pouco econômico. Na década de 1930, conforme Mirsaeidi *et al.* (2012), as UHR estavam amplamente disseminadas ao redor do mundo e atingiu seu maior momento construtivo entre as décadas de 1960 e 1980.

Figura 2 - Pumpspeicherwerk Engewiher - Suíça (vista aérea)



Fonte: SH Power (Schaffhausen, Suíça)

No Brasil, a Usina Elevatória de Pedreira, inaugurada em 1939 e situada no Estado de São Paulo, detém o marco histórico de ser a primeira usina a receber um sistema de reversibilidade único, ou seja, a primeira a receber uma unidade de turbina reversível e foi a primeira a estar em operação comercial com esse formato, sua função, entretanto, é de reverter o curso das águas do Rio Pinheiros para o abastecimento da Represa Billings. Atualmente, a matriz elétrica brasileira conta com outras duas UHR, ambas com a mesma finalidade da Usina Elevatória de Pedreira, são elas, Usina Elevatória de Traição e Usina Elevatória de Vigário, situadas, respectivamente, nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, esta última que transpõe as águas do Rio Paraíba do Sul e abastece a bacia do Rio Guandu.

Figura 3 - Usina elevatória de pedreira (vista aérea)



Fonte: Plano decenal de energia 2029, 2019

2 CRESCIMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA

Em um país como o Brasil, que conta com uma população estimada de 213 milhões de habitantes (IBGE, 2021) e que apresenta um crescimento estimado na faixa dos 0,6% a.a. com uma tendência à descentralização das residências no horizonte decenal (Gráfico 1), a demanda energética se torna crescente, visto que o desenvolvimento tecnológico acentuado atinge patamares cada vez maiores e cada vez mais dependentes da energia elétrica, segundo Ibrahim (2008), a energia elétrica representa cerca de 12% do total de energia processada pela humanidade e esse número pode subir para 34% para o ano de 2025.

Gráfico 1 - Evolução da população brasileira e do número de habitantes por domicílio

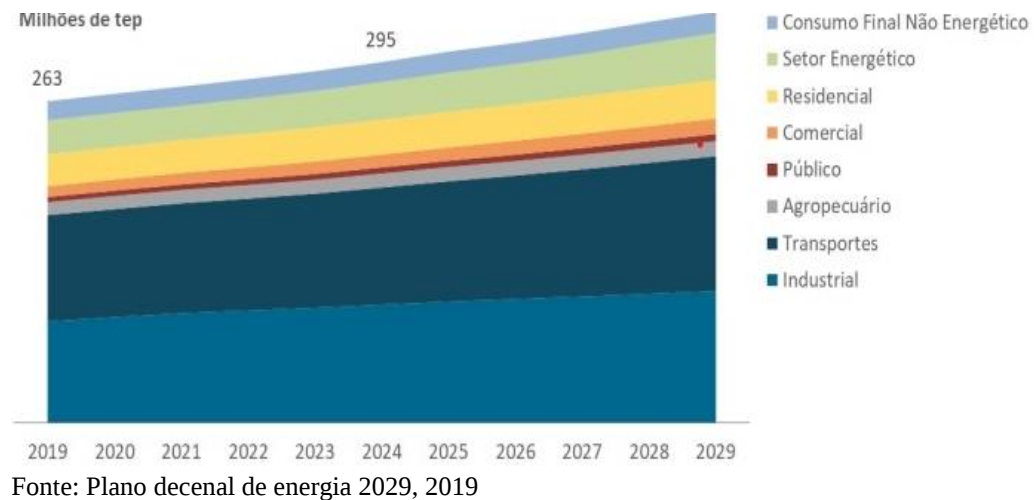


Fonte: Plano decenal de energia 2029, 2019

Segundo dados do Plano Decenal de Energia (2029), o consumo residencial deve crescer a uma taxa de 3,9% a.a. até o ano de 2029, resultado de um aumento da posse de eletrodomésticos, entretanto vale ressaltar que as políticas do Programa de Etiquetagem Brasileira (PBE) podem induzir a uma redução do consumo de eletricidade dos eletrodomésticos.

No âmbito do setor industrial, ainda que detenha uma grande parcela do consumo final de energia por setor, segundo dados do PDE 2019, a expectativa é de um crescimento moderado, muito em função do seu alto nível de ociosidade, porém esse crescimento pode ser alterado a partir da melhora de indicadores econômicos nacionais. Em termos de aumento de consumo, a expectativa é que o crescimento ocorra a uma taxa de 2,6% a.a., chegando em uma quantidade de 108 milhões de tep (tonelada equivalente de petróleo) o que na conversão para GW, equivale a um montante cerca de, 1,25 GW (Gráfico 2).

Gráfico 2 - Consumo final de energia por setor



2.1 COMPOSIÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Atualmente o Brasil apresenta sua matriz elétrica predominantemente de fontes renováveis, 83% de toda a geração em operação. A participação é liderada pela hidrelétrica (59%), seguida de eólica (9%) e solar centralizada (2%) (Gráfico 3).

A capacidade atual, conforme o Plano Decenal de Energia, corresponde a um potencial em plena carga de 186 GW, com projeções para 2030 de 236 GW. No cenário das fontes intermitentes e renováveis a geração eólica dispõe de uma perspectiva para 2024 de atingir 24 GW. O gráfico abaixo apresenta a evolução da capacidade instalada, considerando todas as fontes de geração:

Gráfico 3 - Geração de energia por fonte



De acordo com esse resultado, no mesmo ano, o Brasil ocupava a oitava posição entre os países com mais geração eólica, a quarta posição entre os que mais investiam nesse tipo de energia e figurava entre os 10 países com maiores novas instalações eólicas e capacidade eólica instalada (ABEEÓLICA, 2015).

Além disso, ao registrar de forma acumulativa uma capacidade acumulada de 8,72 GW, tornou-se o décimo país com maior capacidade instalada de geração eólica do mundo; mantém uma classificação bem esperada, pois a previsão é de que até 2024 a capacidade alcance 24 GW, levando a fontes eólicas. A resposta representou 11,4% da matriz elétrica total do país (ABEEÓLICA, 2015).

Tabela 1 - Usinas em operação com capacidade instalada

	Usinas em operação	Capacidade Instalada (GW)
CGHs + PCHs	1.164	6,3
UHEs	219	103
Total	1.383	109,3

	Usinas em operação	Capacidade Instalada (GW)
EOL	695	18

Fonte: Adaptado ABEEólica, 2021

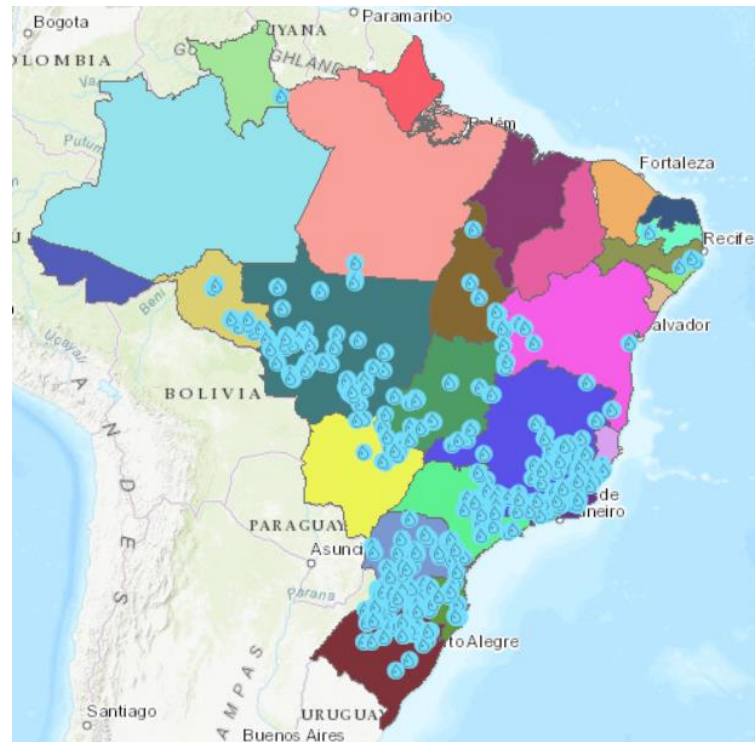
2.2 PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA RENOVAVEIS NO BRASIL

2.2.1 Hidrelétricas

No Brasil existem 3 classificações para as Usinas Hidrelétricas, Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE), Pequenas Centrais Geradoras (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH). As UHE, são as usinas de grandes quedas e grande geração de energia, listadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com mais de 30 MW de potência. As PCH são listadas na ANEEL com um potencial entre 5 a 30 MW, delas também é necessário ter limitação de tamanho de 13 km² de área de reservatório, existem hoje 425 PCH (ABRAPCH, 2021) no Sistema Interligado Nacional (SIN), representando 3,5% de toda capacidade instalada no sistema, esse potencial energético começou a ser explorado em 1997, quando o monopólio que o Estado exercia sobre a energia acabou, foram recebidos até os dias atuais um total de investimento de R\$ 1 bilhão por investidores privados, esse investimento atinge hoje cerca de 1000 projetos de PCH totalizando um total de 9.000 MW, porém, 7.000 MW em projetos ainda

continuam em processo de análise ao órgão regulador. Há também as CGH, ainda menores que as PCH em relação ao tamanho do reservatório e da geração de energia que podem chegar até 5 MW, um total de 704 unidades instaladas fornecem 720.211 kW de potência.

Figura 4 - PCH no território brasileiro



Fonte: WEBMAP (EPE – Empresa de Pesquisa Energética)

Evidencia-se uma certa carência de PCH no Nordeste em relação ao resto do território nacional, onde muitas delas estão presentes no estado da Bahia. Como base de estudo, as PCH serão utilizadas, pois as UHE, geralmente são usinas não utilizadas 100% do tempo, com uma certa sazonalidade no seu período de funcionamento, também não seria possível aplicar grandes quedas de água por conta da situação do Nordeste que não apresenta bons volumes hidrográficos.

2.2.2 Eólicas

Com a crescente demanda energética mundial, eminente em todos os setores econômicos, o uso de energia elétrica vai desde a irrigações de grandes plantações, referente ao setor primário da economia, a grandes indústrias, *Data Centers*, carros elétricos; produtos tecnológicos constituintes do setor secundário, e até mesmo o consumo residencial da população mundial aumentando anualmente, atenua-se então a necessidade de produção energética.

Dentro dessa ascensão do uso da eletricidade destaca-se a crescente procura por fontes renováveis de produção energética pela sua disponibilidade de exploração ilimitada e pelo seu impacto ecológico menor relativo ao uso de fontes não renováveis como o uso de petróleo em termoelétricas e combustível veicular.

No Brasil, segundo um artigo publicado na Folha de São Paulo, em setembro de 2021, o Brasil de 2009 até o presente momento passou de 0,5% da sua capacidade geração elétrica na modal eólica para 10,7% segundo a ONS (Organização Nacional de Sistema Elétrico); com um investimento no setor de US\$ 35,8 bilhões entre 2011 a 2019, correspondente a R\$ 187,1 bilhões em valores atuais, com dados oriundos da *Bloomberg New Energy Finance*.

O mercado é crescente e promissor para a exploração das usinas eólicas, com destaque ao Nordeste brasileiro devido a sua geomorfologia e características climáticas favoráveis a produção de correntes de ar, o que impulsionou investimentos, como no estado do Rio Grande do Norte que recebeu um investimento de R\$ 15 bilhões em parques eólicos, totalizando mais de 180 parques ativos, com uma capacidade de produção em 5.266 MW.

Contudo, as energias renováveis provenientes de fenômenos da natureza estão sujeitas às intempéries, como estiagens e excedentes de produção. No inverno a região Nordeste registra uma maior intensidade de ventos, entre julho e outubro, o que leva as usinas a distribuírem o seu excedente a outros estados.

Figura 5 - Parques eólicos no território brasileiro



Fonte: WEBMAP (EPE – Empresa de Pesquisa Energética)

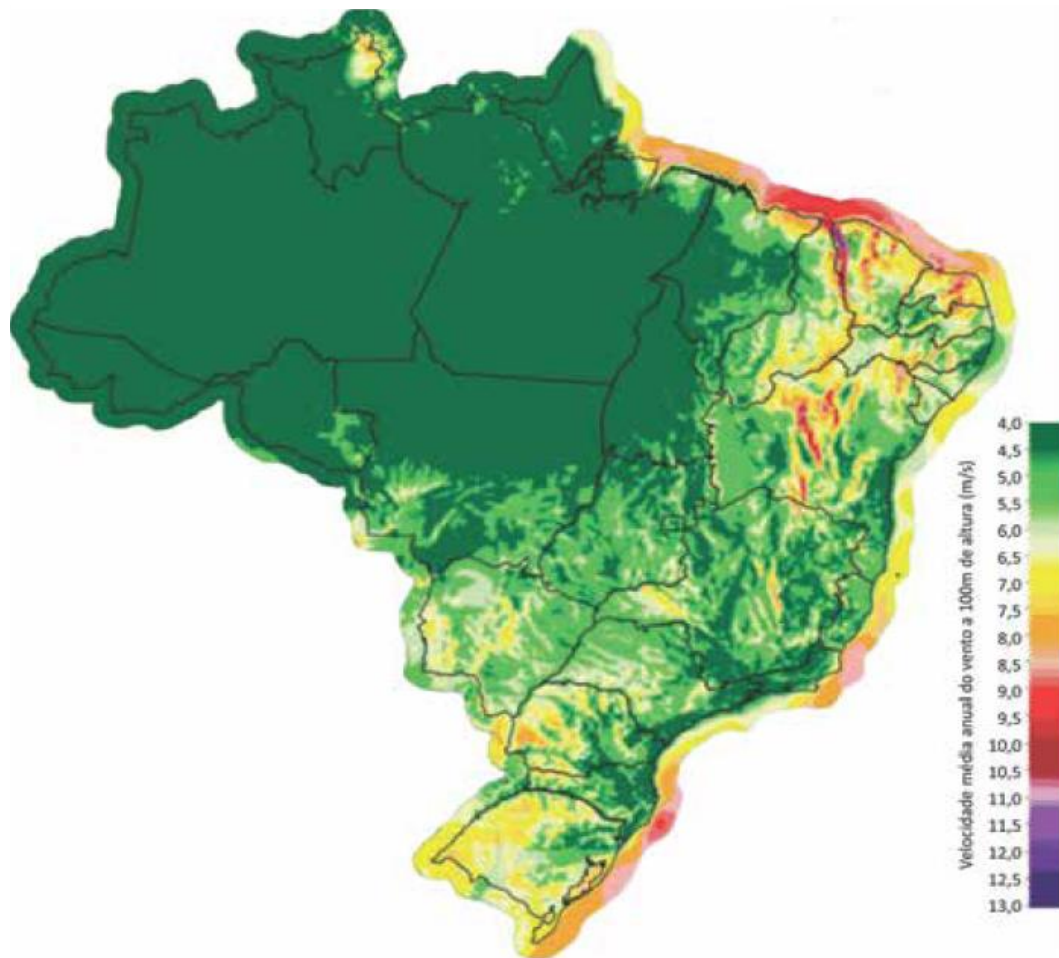
No Brasil existem duas grandes regiões que se destacam pela produção de energia eólica, a região Sul que vem recebendo fortes investimentos nos últimos anos, e o Nordeste brasileiro já mencionado anteriormente.

2.2.2.1 Potencial do Brasil em geração eólica

Pelas estimativas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), considerando a atual tecnologia de produção de energia eólica, que utiliza principalmente aerogeradores localizados a 100 metros de altura, o potencial eólico brasileiro pode chegar a 880 GW, sendo considerados 520 GW tecnicamente viável (Figura 3). O potencial eólico *off-shore* (no mar) do Brasil também é muito grande, estimado em 1,3 TW, dos quais a área costeira do Nordeste é a área mais favorável. Para a região Nordeste, estima-se que o potencial *on-shore* (em terra) seja de 309 GW (PEREIRA, 2016, p. 18).

No Brasil, a maioria dos projetos de energia eólica está localizada no Nordeste. Isso porque o “reservatório” de vento que oferece as melhores condições de geração de energia está localizado no Nordeste (Figura 4).

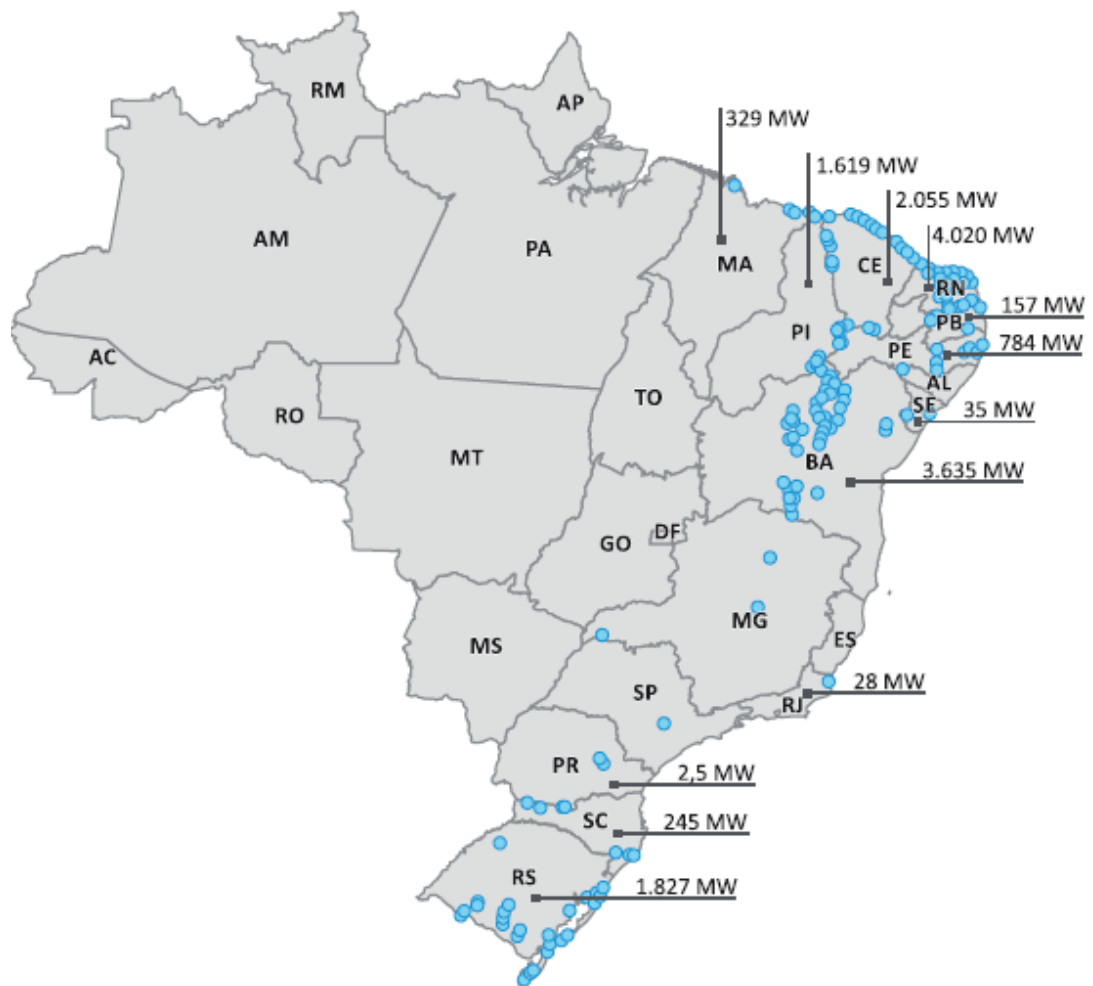
Figura 6 - Velocidade dos ventos no Brasil a 100m de altura



Fonte: Adaptado de Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, 2017 por BNB/ETENE/Célula de gestão de informações econômicas.

Nota: A área de cobertura das simulações extrapola as fronteiras do Brasil, adentrando também no mar (*off-shore*).

Figura 7 - Potência instalada de usinas eólicas por estado



Fonte: ANEEL, 2019

Notas:

1. Elaboração BNB/ETENE/Célula de estudos e pesquisas setoriais.
2. Dados referem-se à potência instalada de usinas eólicas fiscalizadas.
3. Informado apenas valores dos estados com potência superior a 1MW

3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Assim como mencionado anteriormente, os sistemas elétricos estão passando por uma profunda transformação, no Brasil e no mundo, decorrente em parte pelo avanço tecnológico e em parte pela limitada previsibilidade nesse aumento de participação das fontes de geração energética renováveis (eólica e solar). Seguindo esta tendência de crescimento, haverá uma redução na predominância das UHE convencionais. O Sistema Interligado Nacional (SIN) vem exigindo novos serviços com flexibilidade e capacidade de suprimento que possam responder rapidamente às variações instantâneas de carga e demanda de eletricidade.

Diante desse contexto, entra a necessidade de tecnologias de armazenamento em grande escala. Dentre as mais utilizadas, se encontram as UHR, representando 99% da capacidade de armazenamento de energia no mundo.

Este tópico apresenta uma revisão dos principais sistemas de armazenamento de energia. Estes que podem ou não ter aplicações comerciais, dado que, alguns deles ainda demandam de um grau maior de maturidade.

3.1 DEFINIÇÕES

Antes de descrever e caracterizar estes sistemas, se faz necessário detalhar os principais conceitos que serão mencionados nos próximos tópicos.

- a) energia: definida pela física como o “Potencial inato de realizar trabalho”. No S.I. sua unidade é o Joule [J]. Entretanto, para os SAE, sua unidade mais utilizada é o Watt.hora ($W.h = 3.600 \text{ J}$ ou $3,6 \text{ kJ}$). Dado o presente projeto, a capacidade de realizar trabalho é proveniente da conversão da energia primária na forma potencial em energia elétrica;
- b) potência nominal: da física, a potência é descrita como a taxa de transferência de energia ou a quantidade de energia transferida por unidade de tempo. No S.I. sua unidade é o Joule por segundo ($J/s = \text{Watt}$). E para os SAE, devido ao alto volume de energia movimentado, utiliza-se o Watt.hora/hora ($W.h/h = W$) ou seus múltiplos (por exemplo, Megawatt.hora/hora = MW);

c) escala: os SAE são encontrados em uma diversidade de capacidades e escalas de aplicação, são elas: pequena, média e larga (PEREIRA, 2012, p. 21).

De acordo com De Samaniego Steta (2010) os SAE são classificados em função de sua capacidade de armazenamento ou sua potência instalada, definindo assim sua escala;

d) tempo de resposta: tempo que o sistema leva para responder após o estímulo inicial;

e) tempo de vida: é o número de operações de carga e descarga a que um sistema é submetido sem perda de desempenho. Ou seja, é o período máximo em que o sistema permanece em funcionamento sem que ocorra relativa diminuição da capacidade de armazenamento, tempo de retenção de carga ou aumento significativo das perdas. Iniciando quando este é adquirido até a sua substituição;

f) tempo de descarga: define o período que o sistema leva para liberar a energia armazenada. Sua unidade é o “tempo” (t; segundos, dias, horas e etc.);

g) Visto que existe uma vasta gama de aplicações para sistemas de armazenamento de energia, este parâmetro tem uma grande importância, pois algumas tecnologias demandam de uma rápida dinâmica de carga e descarga (por exemplo, veículos elétricos ou híbridos), enquanto outras tecnologias, como UHR, necessitam de um ciclo mais longo de modo a se controlar melhor a energia despejada na rede;

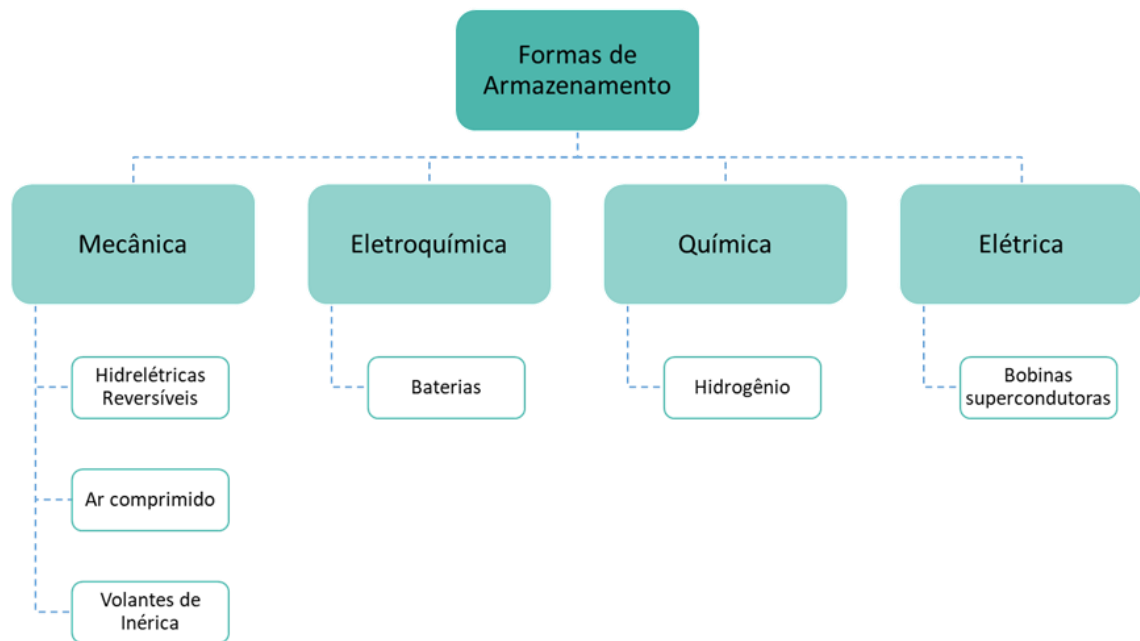
h) capacidade de armazenamento: quantidade máxima de energia que pode ser aproveitada para a descarga;

i) eficiência de ciclo: é o parâmetro que avalia a eficácia da tecnologia, sendo assim, é o quanto de trabalho útil é realizado a partir da energia absorvida pelo sistema. Para os SAE, ele mede a quantidade de energia entregue em relação à quantidade de energia entregue na fase de descarga.

3.2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao redor do mundo, existem diversas tecnologias empregadas para o armazenamento de energia elétrica, em diferentes estágios de desenvolvimento que vão desde pesquisas até aplicações comerciais. O diagrama abaixo resume algumas das principais tecnologias em suas formas de armazenamento.

Diagrama 1 - Tecnologias de armazenamento de energia



Fonte: Autor

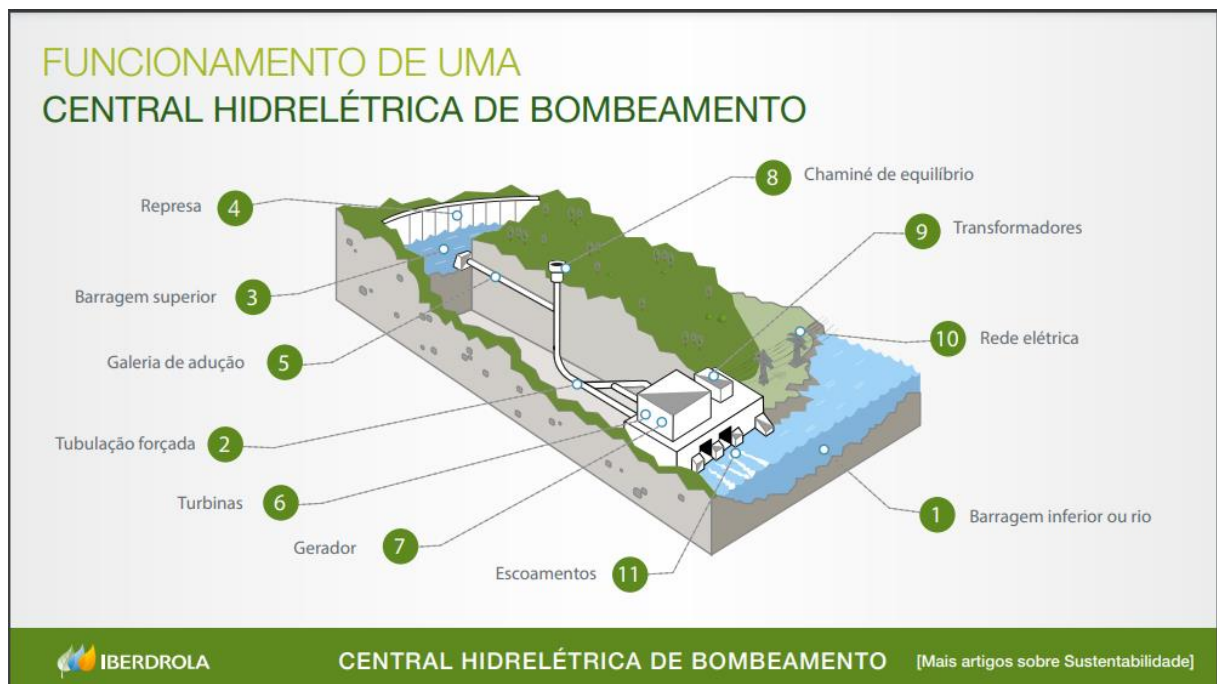
3.2.1 Sistemas de armazenamento por hidrelétricas reversíveis

As UHR assim como as convencionais UHE, se baseiam na geração de energia potencial hidráulica. Ela possui um reservatório a montante e outro a jusante. No entanto, as reversíveis são capazes de, em momentos de baixa demanda (fins de semana e à noite nos dias úteis), armazenar energia ao bombear água para o reservatório superior passando por uma tubulação forçada (2) e através da galeria de adução. Assim como nos períodos de alta demanda, a água armazenada no reservatório (4) pode ser transportada para um nível inferior de água através do canal de adução (5). Nesse salto, a água passa pelo tubo portador de força para obter energia cinética, que é convertida em energia mecânica giratória na turbina hidráulica (6). Esta, por sua vez, é convertida em energia elétrica de média tensão e alta intensidade no gerador (7). Para

ajustar a pressão da água entre as entradas de água anteriores, às vezes é construída uma chaminé de equilíbrio (8).

Pode se dizer então que este sistema é mais rentável e proporciona estabilidade, segurança e sustentabilidade ao sistema elétrico, pois gera uma grande quantidade de energia em um curto tempo de resposta sem causar nenhum tipo de emissão para a atmosfera.

Figura 8 - Croqui demonstrativo do funcionamento de uma UHR



Fonte: Adaptado de MME/EPE, 2018: Plano decenal de expansão de energia 2027.

O fator mais crítico para a criação de novas centrais reversíveis é a construção de seus reservatórios. Estes dependem da topografia do local assim como o adensamento populacional próximo. Por conta das diversas restrições encontradas e impostas por instituições governamentais, vem se utilizando algumas alternativas para evitar grandes alagamentos. A construção de reservatórios artificiais através da escavação, utilização de minas abandonadas ou o próprio mar como reservatório inferior assim como na central de Okinawa Yanbaru no Japão, comissionada em 1999. (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015, p. 123).

3.2.2 Sistemas de armazenamento por ar comprimido

No sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage – CAES*), utiliza-se a energia excedente do sistema, em momentos de baixa demanda

(horário fora de ponta), para comprimir ar a uma pressão superior à atmosférica em tanques de armazenamento. Quando requerido, esse ar é novamente aquecido, expandido e direcionado a uma turbina de alta pressão. No estágio seguinte, o ar é misturado com um gás (combustível) para o processo de combustão, passa por turbinas de gás a baixa pressão para a produção de trabalho mecânico, e assim, retorna ao seu estado inicial na forma de energia elétrica, dado que, as turbinas estão acopladas mecanicamente com os geradores elétricos (DENHOLM, 2010, p. 65).

Entre as vantagens do CAES, pode-se citar que o período de armazenamento pode ultrapassar um ano, seu tempo de resposta para acionamento do sistema é relativamente rápido e possui um longo tempo de vida. Suas principais desvantagens estão relacionadas ao alto custo com o armazenamento de ar em tanques metálicos de alta pressão, limitando seu uso a aplicações em pequena escala, e ao fato da tecnologia se utilizar de um combustível para reaquecer o ar, este que pode ser proveniente de fontes convencionais ou de biocombustíveis, o que não torna o ciclo completamente livre de emissões de CO₂. Há métodos em desenvolvimento onde o calor produzido durante a compressão é armazenado e em seu processo de expansão esse calor é reaproveitado para aquecer o ar. Com isso, a eficiência do processo é elevado em até 20%, não utiliza de combustíveis fósseis e assim elimina as emissões de CO₂.

3.2.3 Volante de inércia (*Flywheel*)

O Volante de Inércia, também conhecidos como “Flywheel”, são dispositivos mecânicos que armazenam energia mecânica (cinética rotacional) através de uma massa girante (volante) acelerada através de um motor/gerador e, posteriormente, desacelerada para a conversão da energia cinética em energia elétrica.

Um motor/gerador acelera esse disco girante (rotor) a altíssimas velocidades angulares durante o processo de carga – sendo o quadrado da velocidade angular e o momento de inércia proporcional a energia armazenada. O processo de conversão de energia cinética rotacional em energia elétrica se dá no momento de desaceleração do corpo, que pelo princípio de conservação de energia, ao inverter-se o campo do motor elétrico acoplado ao sistema, esta passa a se comportar como um gerador, reduzindo a velocidade do volante.

Devido ao seu princípio de funcionamento, os sistemas de inércia têm como característica a utilização de grandes massas e elevadas velocidades de rotação, demandando também da utilização de *containers* especiais com condições atmosféricas controladas para que o atrito dos rolamentos seja reduzido. Além disso, estes *containers* também necessitam de uma

proteção especial de modo a se evitar que um possível colapso do sistema possa causar grandes prejuízos, tanto as pessoas quanto aos equipamentos nas proximidades.

Sistemas “Flywheel” são adequados a aplicações que demandam de altos picos de potência, podendo efetuar, teoricamente, infinitos ciclos de carga e descarga, entretanto suas grandes perdas por atrito limitam seu uso em longos períodos.

3.2.4 Sistemas de armazenamento por baterias

Os sistemas de baterias acumulam energia na forma química, através de uma reação eletroquímica reversível, ocorre uma produção de íons eletricamente carregados que se movem através de um eletrólito. Esse sistema é conhecido e utilizado desde os primeiros estudos envolvendo energia elétrica.

Durante sua operação, baterias não geram emissões nocivas ao meio ambiente, não emitem ruídos e demandam de pouca manutenção, porém suas aplicações são em sua maioria indicadas ao uso em pequena escala, visto que, seu tempo de vida é relativamente baixo, desde uma centena até poucos milhares de ciclos, e sua composição conta com alguns metais pesados que no momento de descarte tornam-se nocivos ao meio ambiente.

Atualmente, os esforços na maturação desse sistema estão concentrados na obtenção de combinações de elementos que possam incrementar a densidade de armazenamento, diminuir as perdas no processo de carga e descarga, além de utilizar de materiais não tóxicos, que facilitem o processo de descarte e/ou reciclagem a fim de minimizar os riscos ambientais envolvidos. Mais recentemente, estes esforços vêm sendo impulsionados pelo mercado automotivo, que busca uma alternativa menos poluente em sua matriz energética. Substituindo sua fonte primária de motores térmicos por motores elétricos e/ou híbridos, este último onde combinam um motor a combustão a um motor elétrico, garantindo desempenho elevado e menores emissões de substâncias nocivas nos gases de exaustão.

3.2.5 Sistemas de armazenamento por hidrogênio

Os sistemas baseados em hidrogênio são formados por três componentes principais: um eletrolizador (conversor eletroquímico, que faz a eletrólise), uma célula de combustível (tecnologia mais eficiente para recuperar a energia contida no hidrogênio – apresenta uma eficiência máxima de 60%) e um reservatório de hidrogênio.

O primeiro tem a função de produzir hidrogênio, para isso, utiliza eletricidade da rede em momento de menor demanda. A célula de combustível é responsável pela produção de energia elétrica, consumindo o agente redutor (combustível) e o agente oxidante (comburente) que reagem na presença de um eletrólito e geram energia elétrica (CHEN, 2009, p. 14). Enquanto o reservatório armazena o recurso produzido, sendo possível armazená-lo na forma que mais se adapte ao tamanho da aplicação, tal como: gás a alta pressão em aplicações estacionárias ou líquido a baixa temperatura quando armazenados em pequenas quantidades (IEC, 2011).

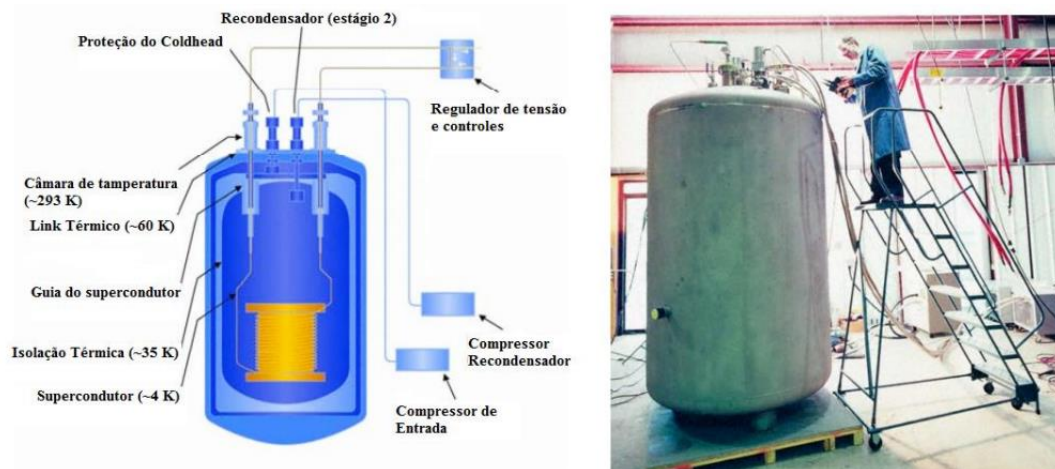
Apesar da eficiência do ciclo completo deste processo, utilizando-se armazenamento de hidrogênio a baixas temperaturas, esteja compreendida entre 56% e 73%, de modo geral, sua eficiência real de ciclo completo está na faixa dos 20% e 45% (HELSINGEN, 2015, p. 37).

A principal aplicação do sistema baseado no hidrogênio se dá na integração a uma fonte de energia renovável, pois permite o armazenamento a longo prazo, um baixo custo, mesmo quando levado em consideração sua ineficiência de ciclo. Entretanto, não existem grandes SAE a hidrogênio em operação no Brasil, pois dado o cenário nacional onde cerca de 59% (PDE, 2020) da capacidade instalada de geração se concentra em UHE, é mais barato reduzir a geração hidroelétrica em momentos de grande produção.

3.2.6 Bobinas supercondutoras (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES)

Outro método para armazenamento de energia é na forma elétrica, através do uso de bobinas supercondutoras que geram campos magnéticos a partir do fluxo de uma corrente elétrica do tipo contínua (CC) por uma bobina supercondutora. Os Sistemas são formados por três componentes principais: 1) bobina supercondutora; 2) sistemas de refrigeração; 3) sistemas de controle.

Figura 9 - Desenho esquemático de um SMES seguido de uma imagem real



Fonte: Adaptado de TIXADOR, 2011 P. 48

Em geral, a energia que percorre uma bobina seria dissipada devido à sua resistência, contudo, a propriedade supercondutora do material e o fato dele se encontrar abaixo de sua temperatura crítica torna sua resistência nula, permitindo assim que ocorra a circulação contínua de corrente pela bobina (LOPES, 2015, p. 26). Para manter a temperatura do sistema, essa bobina é introduzida em uma câmara de vácuo de modo a minimizar as trocas térmicas com o ambiente, que, se encontra em temperaturas extremamente baixas, na faixa de -270°C . Por fim, para o aproveitamento da energia armazenada um sistema de controle converte a corrente do tipo contínua em corrente alternada para o incremento na rede elétrica.

Este sistema pode armazenar grandes quantidades de energia, possui um rápido tempo de resposta, além de um longo tempo de vida. Suas desvantagens estão relacionadas ao fato de ser uma tecnologia que depende de condições específicas de operação e infraestrutura que eleva o capital de investimento, muito em função dos sistemas auxiliares necessários para manter o sistema em temperaturas criogênicas (ABELHO, 2011, p. 4).

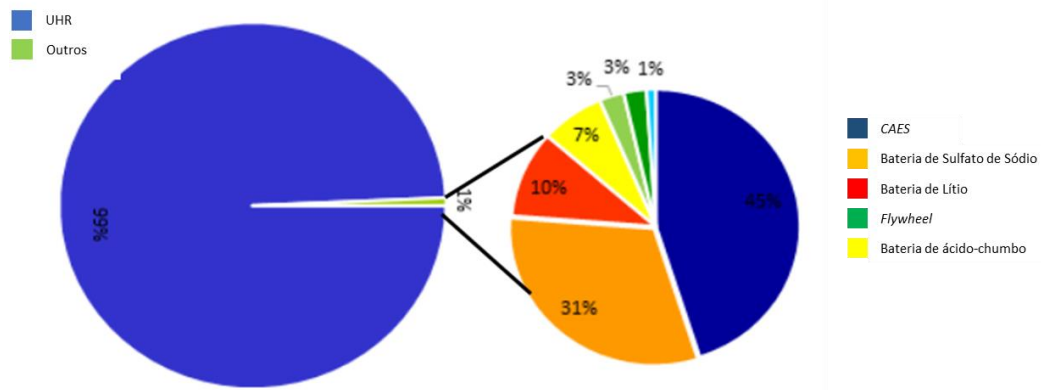
3.3 APLICAÇÕES DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Na seção anterior descreveram-se as principais formas de armazenamento, bem como seu princípio básico de funcionamento.

Em uma perspectiva global, a capacidade instalada conectada à rede elétrica ainda está completamente concentrada nas UHR, com menção honrosa ao CAES, visto o potencial de

ambos de armazenamento em larga escala (>100 MW). Segundo Chu e Majumdar (2012) estas são também os métodos de armazenamento a médio e longo prazo mais eficiente e econômicos.

Gráfico 4 - Capacidade global instalada à rede elétrica



Fonte: Adaptado de Helsingen, 2015

Já na perspectiva nacional, não existe um histórico relevante de instalações de SAE no Brasil. Como já citado anteriormente, algumas Usinas Hidrelétricas em operação no Brasil contam com um sistema de bombeamento reverso (através de uma turbina reversível do tipo Francis), entretanto sua função se atém a reverter ou transpor o curso de águas.

Ultimamente, estudos e investimentos vêm sendo feitos para se utilizar de SAE no Brasil, sendo importante citar um projeto aprovado pela ANEEL no ano de 2021 para a instalação de um conjunto de baterias de Lítio na Subestação de Registro (SP) em uma área de aproximadamente 4.000 m², com uma potência instalada de 30 MW. Tendo como objetivo assegurar um reforço de energia, em seu momento de maior demanda, por até duas horas à rede elétrica, evitando assim interrupções no fornecimento, mais segurança e confiabilidade a prestação de serviço na região.

3.4 APLICAÇÕES DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Algumas das tecnologias apresentadas acima podem ser utilizadas para diversas aplicações. Com o intuito de melhor compará-las para a utilização integrada à rede elétrica, se faz necessário uma definição adequada da aplicação quanto a classificação para uma perspectiva técnica e econômica. Droste-Franke (2012) traz três classificações para as tecnologias de armazenamento de energia:

- a) Tipo de serviço e localização dos sistemas de armazenamento;
- b) Tempo de descarga e aplicação;
- c) Tipo de energia na entrada e saída do sistema de armazenamento.

Destas classificações, a segunda é a mais utilizada na literatura. Os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ser previstos para operar em períodos de alguns segundos (garantindo qualidade de energia elétrica), em picos de demanda (de uma até algumas horas) ou para atender cargas intermediárias (3 - 10 horas por dia) ou na base (ciclos diários ou semanais) (MACEDO, 2003, p. 43). A Tabela 2 apresenta uma classificação e as principais aplicações de cada tecnologia, considerando o ciclo de carga e descarga adequado, segundo a relação energia/potência (cuja dimensão é o “tempo”).

Tabela 2 - Classificação dos sistemas de armazenamento e suas aplicações

Aplicação dos Sistemas de Armazenamento de Energia				
Relação Energia/Potência	Segundos até minutos < 15 minutos	Base Diária 1 a 10 horas	Base Semanal/Mensal 50 a 500 horas	Potência Típica
Uso Geral	Veículos Elétricos Híbridos	Veículos Elétricos puros		1 kW
	Sistemas Fotovoltaicos	Sistemas Fotovoltaicos		a
	conectados à rede	conectados à rede		1 MW
Uso na Rede Elétrica	Flywheels	Baterias Chumbo-Ácido	Baterias de Fluxo	
	Baterias íons de Lítio	Baterias íons de Lítio		1 kW
	Supercapacitores	Baterias de Sódio		a
	Sistemas Magnéticos	Baterias de Fluxo		100 MW
		Outros sistemas químicos		
Tecnologia		Bombeamento reverso	Hidrogênio	100 MW
		Sistemas de ar comprimido	Metano	a
			Bombeamento Reverso	1 GW
Aplicações	Controle de Frequência	Controle de Frequência	Sistemas isolados	
	Reserva Girante	Reserva de Geração		
	Geração intermitente	Redução de Ponta de Carga		
	Controle de Tensão	Veículos Elétricos puros		
	Veículos Híbridos	Operação em Ilhamento		
	No-Breaks c/ geração diesel	Sistemas Isolados		
		Geração intermitente		
		Microgrids/sist. Individuais		
		No-Breaks s/ geração diesel		

Fonte: Adaptado de Technology Overview on Electricity Storage – ISEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe - RWTH Aachen University

3.5 CONCLUSÃO SOBRE OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

A Tabela 3 apresenta um comparativo entre essas tecnologias, considerando diversos parâmetros como: capacidade instalada típica, tempo de vida, estágio de desenvolvimento, entre outros.

Tabela 3 - Características das tecnologias de armazenamento

Tecnologias de Armazenamento			
Tipo de Energia	Mecânica		
Tecnologia Empregada	Hidrelétrica Reversível (UHR)	Ar comprimido (CAES)	Volantes de Inércia (Flywheel)
Capacidade Instalada típica	5 MW - 2 GW	25 MW - 2,5 GW	5 kW - 20 MW
Aplicação (escala)	Larga	Larga	Pequena
Tempo de Resposta	10 s* - 1 min**	15 min	4 s - 15 min
Tempo de Descarga	4 - 100 h	2 - 24 h	4 s - 15 min
Tempo de vida (anos)	50+	15 - 40	~ 20
Eficiência (%)	55 - 85	40 - 70	90 - 95
Estágio de desenvolvimento	Madura	Prematura	Madura

Fonte: Adaptado de X.Luo, J. Wang, M. Dooner *et. al.*

Tabela 4 - Características das tecnologias de armazenamento

Tecnologias de Armazenamento			
Tipo de Energia	Eletroquímica	Elétrica	Química
Tecnologia Empregada	Baterias	Bobinas supercondutoras (SMES)	Hidrogênio
Capacidade Instalada típica	1 kW - 50 MW	10 kW - 1 MW	1 kW - 10 GW
Aplicação (escala)	Pequena	Pequena	Pequena/Larga
Tempo de Resposta	-	-	0,01 s - 1 dia
Tempo de Descarga	1 min - 3 h	5 s - 5 min	0,01 s - 24 h
Tempo de vida (anos)	2 - 10	~ 30	5 - 10
Eficiência (%)	65 - 75	95	20 - 40
Estágio de desenvolvimento	Em amadurecimento	Prematura	Protótipo

Fonte: Adaptado de X.Luo, J. Wang, M. Dooner *et. al.*

Dentre os sistemas investigados alguns se mostram versáteis quanto a sua aplicação, como as baterias, que surgem ao mesmo tempo, como alternativa para a mobilidade urbana e segurança à rede elétrica nacional. Porém, ao considerar-se o ciclo de vida do sistema, tempo de resposta e descarga, este evidencia-se como sendo uma solução mais indicada a mobilidade urbana, pois possui um tempo de descarga que garante um suplemento de poucas horas, sendo mais indicado como um *Backup* ao sistema do que um incremento de energia à rede.

Os outros sistemas ainda apresentam graus de amadurecimento baixo ou custos e complexidade elevados, tanto em sua infraestrutura quanto durante a operação, sendo alternativas que demandam de mais estudos ou aplicação em condições específicas.

Em suma, as UHR surgem como alternativa promissora, pois demonstra um bom grau de desenvolvimento da tecnologia, permitem um manejo eficiente da energia disponibilizada para a rede com um tempo de descarga que pode ser otimizado para os momentos de maior demanda, possuem ainda tempo de vida e eficiência elevados, além de garantir uma maior segurança/confiabilidade no fornecimento de energia.

4 MATRIZ DE DECISÃO

A busca dos critérios para que fosse tomada a melhor escolha na matriz de decisão, contou primeiramente com pesquisas e estudo de caso da região, e a partir destas foram escolhidos alguns temas que teriam os critérios que fossem decisivos para o projeto, neste contexto foi escolhido três que estivessem interligados de alguma forma e que proporcionassem um panorama aprofundado.

Primeiro, num consenso que o consumo de energia do estado seria um fator importante, pois o projeto se trata de um procedimento de usufruir a energia que é gerada em horários de baixo consumo da população, logo o consumo de energia se encaixa em um dos importantes critérios a serem estudados.

Segundo, como a energia eólica será a nossa fonte a ser estudada e a geradora de energia para que seja possível o bombeamento da água no reservatório inferior para o superior, necessitasse contar com esses dados para que cada estado tenha um limite de produção.

Terceiro, e por se tratar de uma Usina Hidrelétrica tem que se levar em consideração volume das bacias hidrográficas em metros cúbicos de cada estado, assim como a produção de energia eólica pois, ambos estarão interligados todo o tempo.

4.1 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

A tabela abaixo nos mostra o peso dos critérios previamente explicados.

Tabela 5 - Critérios aplicados na matriz de decisão

Criterio	Vol. Hidrog. Dezembro	Consumo	Cap. Inst. - E. Asseg	Total	Porcentagem
Vol. Hidrog. Dezembro	0,588	0,5	0,615	0,568	57%
Consumo	0,118	0,1	0,077	0,098	10%
Cap. Inst. - E. Asseg	0,294	0,4	0,308	0,334	33%
TOTAL	1	1	1	1	100%

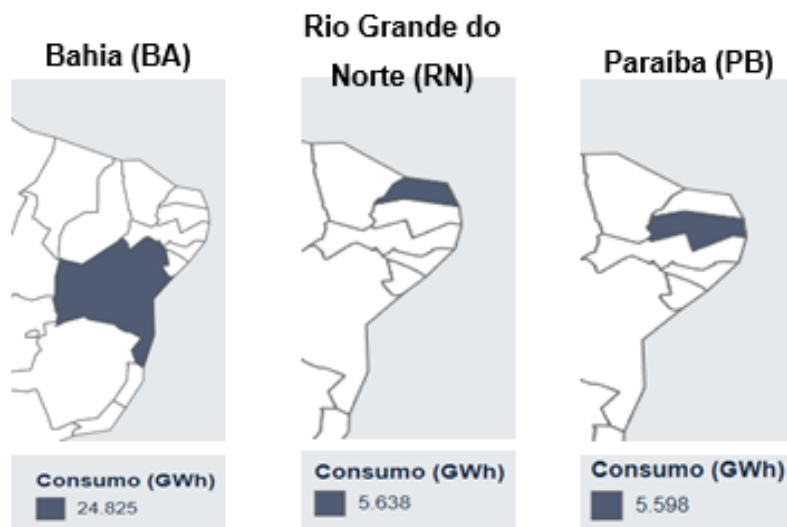
Fonte: Autor

4.2 ESTADOS

A seguir, os dados que serão abordados em cada critério para que a matriz de decisão, nos mostra o melhor estado para aplicação do projeto.

4.2.1 Consumo

Figura 10 - Consumo de energia elétrica por estado selecionado na matriz de decisão



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Tabela 6 - Matriz de decisão em cima do critério consumo

Criterio	Bahia	Paraiba	Rio grande do norte	Total	Porcentagem
Bahia	0,714	0,714	0,714	0,714	71%
Paraiba	0,143	0,143	0,143	0,143	14%
Rio grande do norte	0,143	0,143	0,143	0,143	14%
TOTAL	1	1	1	1	100%

Fonte: Autor

Como a Bahia tem aproximadamente cinco vezes mais consumo dos que os outros dois estados, pode-se ver claramente o peso dela em relação aos demais estados.

4.2.2 Capacidade total instalada – Energia assegurada

Utilizando essa diferença, pois nela vemos o total potencial perdido dos estados em relação a sua produção de energia eólica.

Tabela 7 - Principais eólicas em operação no Nordeste Neoenergia

UF	Capacidade Instalada [MW]	Energia Assegurada [MW] soma	Total potencial Perdido
	SOMA		
BA	90	38,9	51,1
PB	299,2	157,8	141,4
RN	331,3	156,3	175

Fonte: Autor

Tabela 8 - Matriz de decisão em cima do critério capacidade

Critério	Bahia	Paraíba	Rio Grande do Norte	Total	Porcentagem
Bahia	0,077	0,048	0,097	0,074	7%
Paraíba	0,385	0,238	0,226	0,283	28%
Rio Grande do Norte	0,538	0,714	0,677	0,643	64%
TOTAL	1	1	1	1	100%

Fonte: Autor

4.2.3 Volumes hidrográficos datados em dezembro de 2021

Como critério mais relevante utilizado, será a análise dos volumes hidrográficos observados pelo governo de cada estado em dezembro de 2021.

4.2.3.1 Volumes Hidrográfico da Bahia

Tabela 9 - Volumes Hidrográficos do estado da Bahia

Bacia	Capac. Máxima (m³)	Vol. Observado (m³)
Itapicuru	65.771.891,00	15.455.538,00
Paraguaçu	6.244.928.055,00	453.614.510,00
Rio Cachoeira	62.671.779,69	80.959.405,00
	6.373.371.725,69	550.029.453,00

Fonte: CERB – Monitoramento dos Reservatórios

4.2.3.2 Volumes Hidrográfico da Paraíba

Tabela 10 - Volumes Hidrográficos da Paraíba

Bacia	Capac. Máxima (m³)	Vol. Observado (m³)
Camaratuba	686.660,00	38.532,00
Curimataú	34.244.962,00	9.687.065,00
Espinharas	111.262.731,00	36.912.040,00
Gramame	56.937.000,00	35.571.600,00
Jacu	12.367.300,00	1.579.192,00
Mamanguape	132.788.425,00	44.815.598,00
Peixe	138.339.604,00	3.064.102,00
Piancó	1.808.052.382,00	752.592.903,00
Região do Rio Paraíba	1.029.975.435,00	292.498.782,00
Região do curso do Rio Piranhas	528.001.206,00	153.238.952,00
Seridó	58.195.700,00	2.404.122,00
Taperoá	115.884.639,00	14.434.088,00
	4.026.736.044,00	1.346.836.976,00

Fonte: AESA – Governo da Paraíba

4.2.3.3 Volumes Hidrográfico do Rio Grande do Norte

Tabela 11 - Volumes hidrográficos do Rio Grande do Norte

Bacia	Capac. Máxima (m³)	Vol. Observado (m³)
Apodi/Mossoró	1.117.376.237,00	483.380.646,00
Piranhas/Assu	2.931.455.590,00	1.192.316.238,00
Boqueirão	11.074.800,00	8.874.921,00
Ceará-Mirim	136.000.000,00	14.821.202,00
Doce	11.019.525,00	8.588.017,00
Potengi	112.975.265,00	17.210.574,00
Trairi	57.988.750,00	335.769,00
Jacú	20.649.000,00	1.763.420,00
F. Litorânea Leste de escoamento difuso	84.268.200,00	38.730.022,00
	4.482.807.367,00	1.766.020.809,00

Fonte: Governo do Estado do Rio Grande do Norte

Tabela 12 - Resultado da Matriz de decisão

Criterio	Bahia	Paraíba	Rio Grande do Norte	Total	Porcentagem
Bahia	0,714	0,625	0,703	0,714	71%
Paraíba	0,143	0,125	0,115	0,143	11%
Rio Grande do Norte	0,143	0,25	0,182	0,143	18%
TOTAL	1	1	1	1	100%

Fonte: Autor

Atualmente identifica-se uma diferença de volume hídrico muito grande entre a Bahia para os dois outros estados, impactante ao raio de estudo no arranjo combinado com as usinas eólicas. Assim sendo, um ponto imprescindível e de maior peso para viabilidade do projeto, no desafio hídrico do semiárido brasileiro para o projeto.

4.3 RESULTADO DA MATRIZ DE DECISÃO

Tabela 13 - Resultados da matriz de decisão geral

CRITÉRIO	BA	PB	RN	Média dos Pesos
Geração de energia eólica	0,096	0,284	0,619	0,669
Consumo de energia	0,714	0,143	0,143	0,088
Volume de bacias hidrográficas	0,681	0,118	0,201	0,243
TOTAL	0,293	0,231	0,476	1,000
	29,29%	23,13%	47,57%	

Fonte: Autor

De acordo com o resultado da matriz de decisão, o Estado mais apropriado para o projeto é o Rio Grande do Norte por sua grande capacidade de geração eólica, foi levado em conta também o total do potencial perdido (Tabela 7). De acordo com a análise desse projeto, o estado do Rio Grande do Norte, apresenta uma grande capacidade de geração de energia, mas também tem uma grande parcela dessa energia que é perdida.

Essa perda está atrelada a maior parte da geração ocorrer durante a noite, onde não se tem o consumo dessa energia. Diante deste cenário, verificou-se por este projeto que o estado RN necessita de um sistema para armazenamento dessa energia que é produzida e não é consumida.

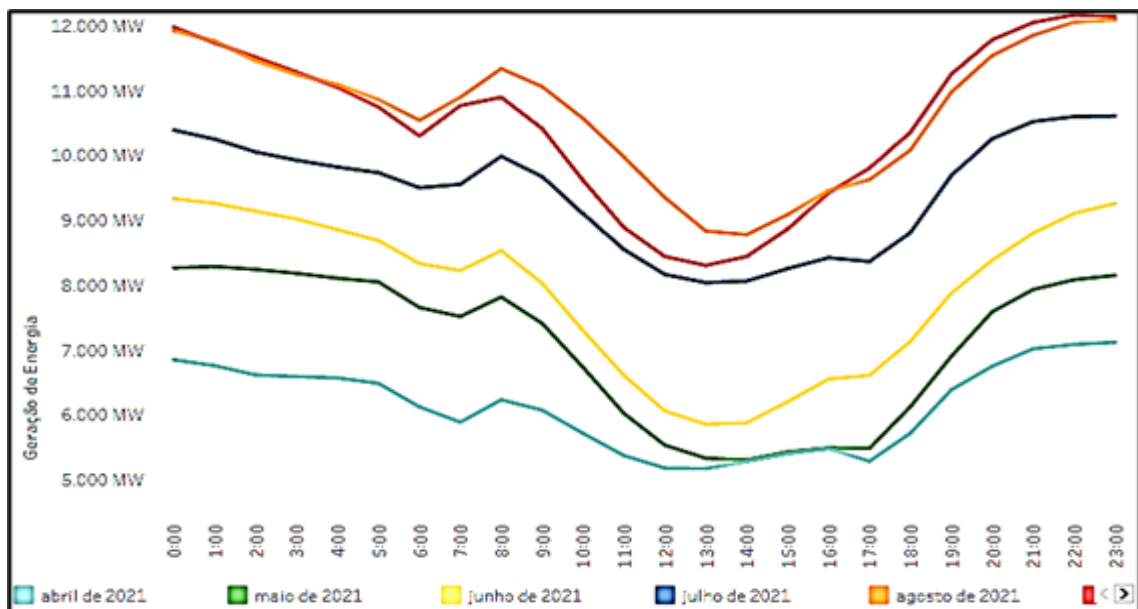
O presente projeto irá apresentar a seguir o detalhamento de uma PCH com sistema de reversibilidade.

5 DETALHAMENTO DO PROJETO

5.1 COMPARAÇÃO DO HORÁRIO DE MAIOR CONSUMO VS. GERAÇÃO

Visando a viabilidade do projeto de reversão da PCH Armando Ribeiro Gonçalves, duas frentes de análise de dados foram examinadas, e apresentadas através dos gráficos 9 e 10. Para o gráfico de geração eólica média, por horário do dia no Nordeste brasileiro, evidencia-se um padrão através da simetria das curvas de cada mês. Desta constatação, o estudo de caso permite formular a primeira importante comprovação, que os ventos no Nordeste brasileiro, dispõe em uma grande amostragem de dados de alta incidência entre o período das 21 às 8 horas da manhã.

Gráfico 5 - Geração eólica no Nordeste brasileiro por horário do dia



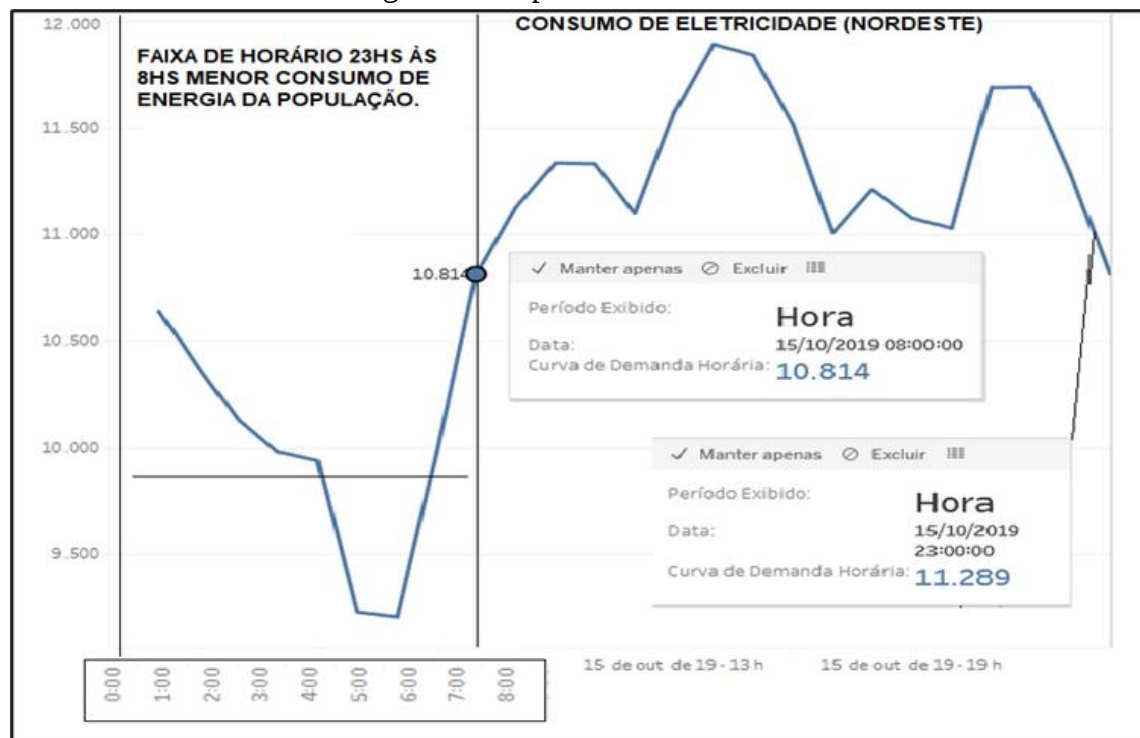
Fonte: ONS, 2021

Considerando os meses do ano nesta análise, constata-se o pico do volume gerado durante o período do inverno. Reforçando o objetivo do projeto, onde será utilizado a energia eólica excedente para realizar armazenamento de energia na forma potencial, através do bombeamento do reservatório inferior para o superior, armazenando para a posterior geração durante os horários de maior consumo da população.

Para assegurar a afirmação de energia excedente do subsistema, o gráfico 10, apresenta a verificação do consumo elétrico no Nordeste por horário do dia, deste gráfico, comprova-se que durante a madrugada, temos o menor consumo de energia durante as 24h do dia.

A partir da análise de ambos os gráficos, nota-se que o Nordeste possui os pré-requisitos para a aplicação do projeto, pois apresenta um baixo consumo no período de alta geração eólica, ou seja, das 0h às 6h o consumo populacional é extremamente baixo e dessa intersecção de consumo versus geração, foi definido o horário para a reversibilidade e para geração da PCH. Portanto, o bombeamento dar-se-á entre às 0h e 6h, e a geração entre 16h e 22h para atender a maior demanda da população.

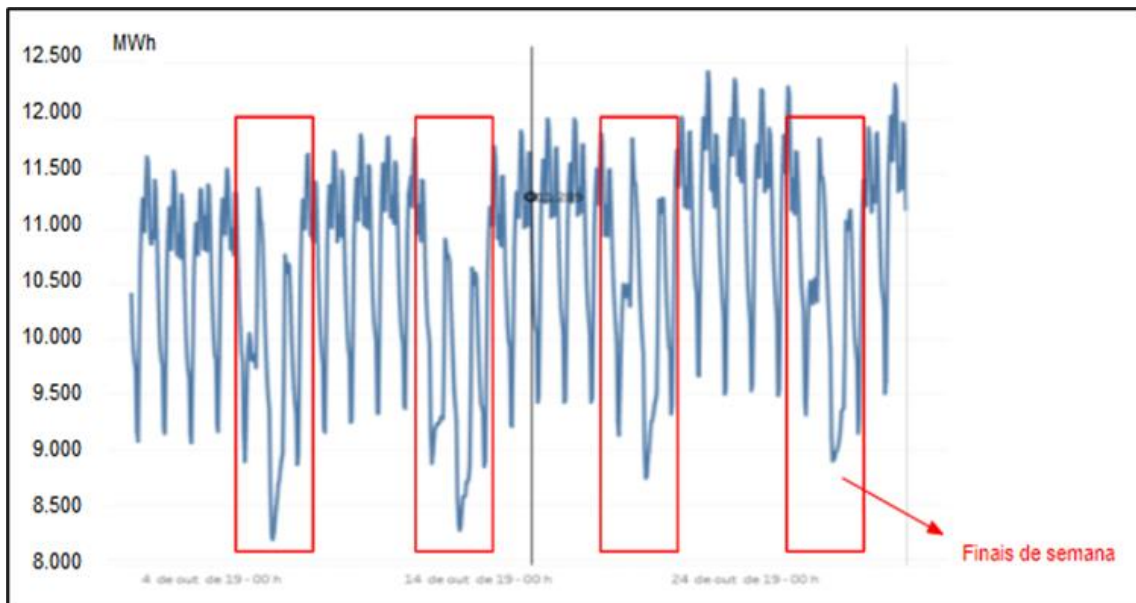
Gráfico 6 - Consumo de energia elétrica por horário do dia



Fonte: ONS, 2021

Na intenção de agregar confiabilidade no estudo, verificou-se também o consumo de energia no Nordeste a partir de uma amostragem maior de dias, e desta análise percebeu-se a periodicidade da curva, garantido assim, que o evento consumo da população obedece a um padrão cíclico e seguro para o devido trabalho.

Gráfico 7 - Consumo de energia no Nordeste por hora durante um mês



Fonte: ONS, 2021

5.2 LOCALIZAÇÃO DA PCH ARMANDO RIBEIRO GONÇALVES E PARQUE EÓLICO MEL II

Com a proposta de implementar a reversibilidade em PCH, visando aumentar a geração em 50% nos horários de maior demanda da população, o presente trabalho analisou a capacidade hídrica de todos os reservatórios das PCH existentes no Nordeste brasileiro, buscando PCH nas proximidades do excedente eólico brasileiro, o litoral nordestino. Muito embora, o sistema integrado de energia brasileiro e seus subsistemas, possibilitam a compra de kWh em qualquer lugar do Brasil, através do mercado livre de energia, mas é válido salientar que a legislação do segmento elétrico, carece de aprimoramento, principalmente para a integração de mecanismos de armazenamento, como o de usinas reversíveis.

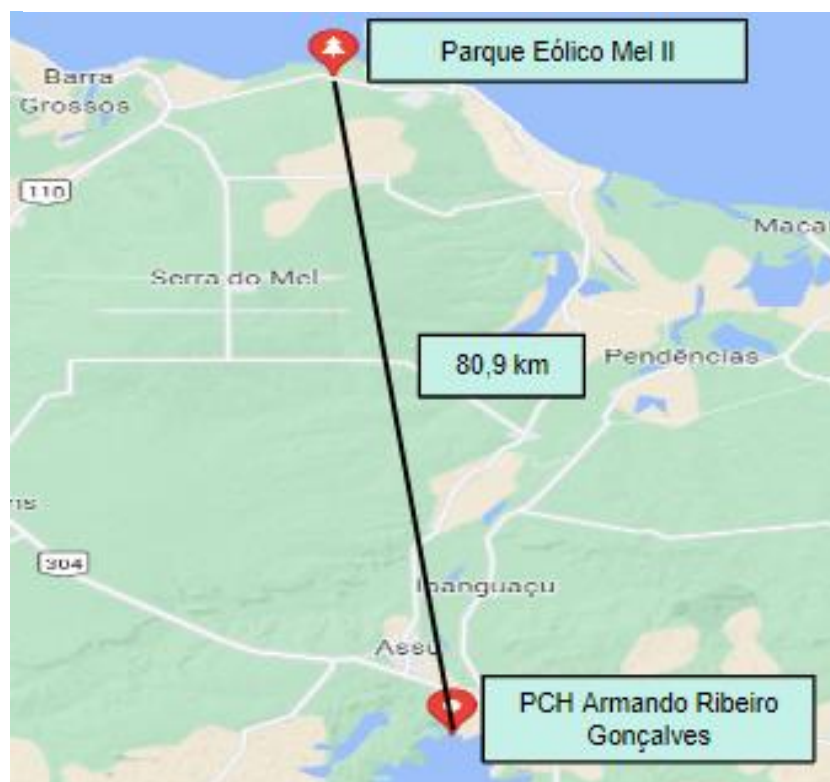
Diante do estudo regional, e conforme relatório de 2020 da Agência Nacional de Águas (ANA), a primeira central geradora de energia elétrica instalada no Rio Grande do Norte foi ativada em 2020 na barragem Armando Ribeiro Gonçalves, o maior reservatório de água do estado, localizada na região Oeste. Ela já começou a enviar energia para o sistema elétrico nacional. O equipamento é de pequeno porte, quando comparado às usinas hidrelétricas. A capacidade instalada é de 4,7 megawatts de energia - o suficiente para abastecer cerca de 5 mil casas.

Ainda segundo relatório de 2020 da ANA, o projeto é uma parceria público-privada entre o Departamento Nacional de Obras Contra a Seca (Denocs) e a empresa Pequena Central Hidrelétrica - PCH Armando Ribeiro. A obra teve investimentos de cerca de R\$ 15 milhões e levou pouco mais de um ano para ser concluída.

Neste contexto, dispondo de recursos hídricos, altura de queda para geração e todo o aparato ambiental compatível com as melhores práticas de conciliação com a preservação ambiental, encontra-se na PCH Armando Ribeiro Gonçalves, uma sólida estruturação de recursos para a construção de um reservatório inferior, capaz de garantir um ciclo de armazenamento de água, bombeamento e geração.

Por fim, a proximidade da PCH junto ao parque eólico de 20 MW da Neoenergia Mel II, contribui para um arranjo satisfatório à construção da PCH reversível (primeira no Nordeste) capaz de incrementar 50% de energia no horário de maior demanda da população como será visto adiante.

Figura 11 - Mapa da região com a localização da PCH Armando Ribeiro Gonçalves e Parque eólico Mel II



Fonte: Autor

5.3 CAPACIDADE HÍDRICA DA BARRAGEM ARMANDO RIBEIRO GONÇALVES

A barragem Armando Ribeiro Gonçalves foi construída em 1983, para a garantia do abastecimento populacional, bem como o desenvolvimento da agricultura na região do Açú e a atividade às margens do Rio Piranhas. O DENOCS, órgão que monitora as vazões e demandas dos recursos hídricos da barragem, junto à ANA, estabeleceram faixas de vazões da barragem para o Rio Piranhas a jusante, faixa esta que estabelece vazão mínima de 12,4 m³/s e máxima de até 25 m³/s, neste cenário deu-se a construção da PCH, utilizando única e exclusivamente a queda natural da água, para a geração elétrica.

Figura 12 - Relatório de capacidade hídrica da barragem Armando Ribeiro Gonçalves

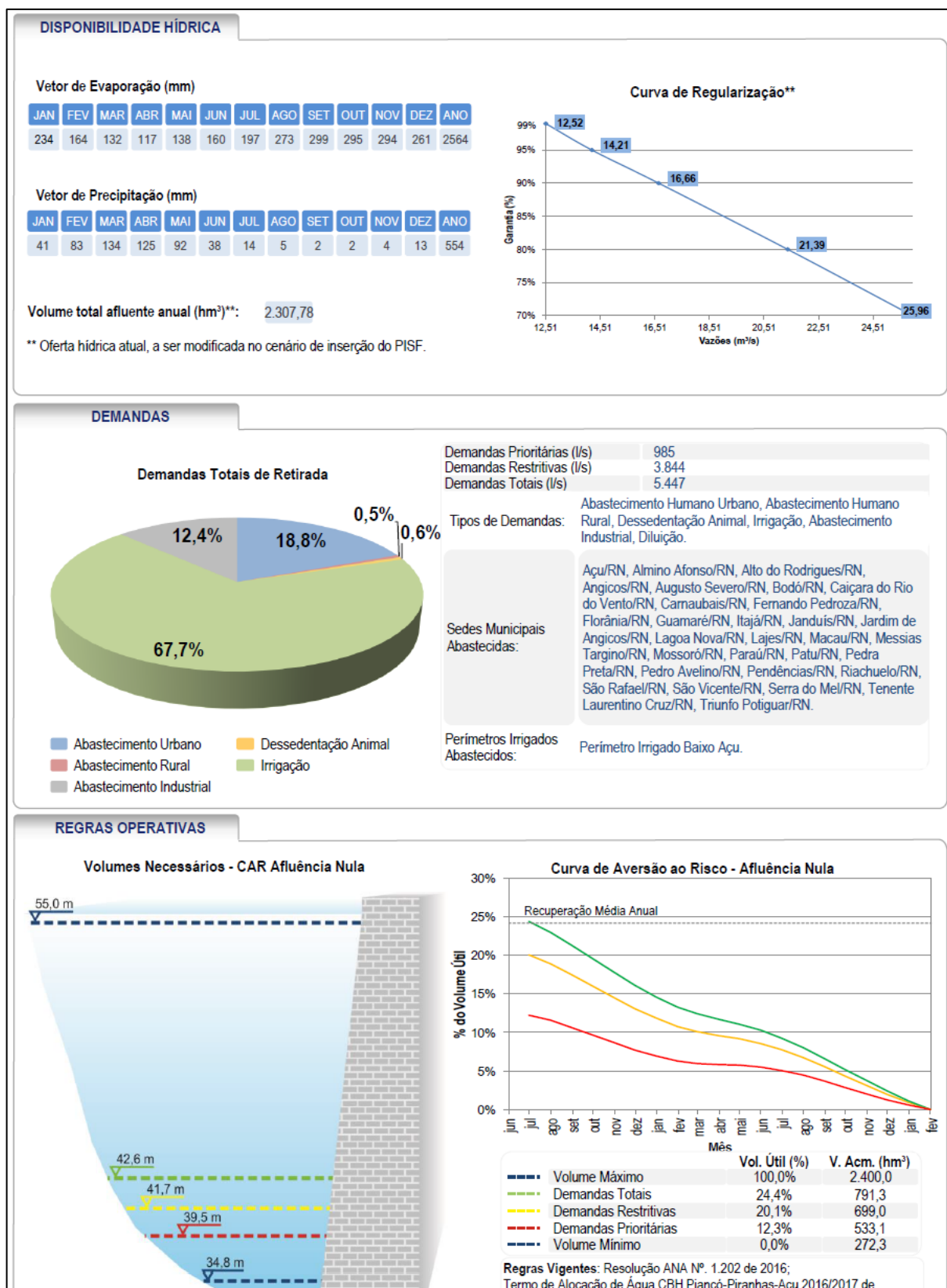
ENG. ARMANDO RIBEIRO GONÇALVES / RN	
DADOS GERAIS	
Código ANA	1421
Rio	Rio Piranhas-Açú
Bacia	Piranhas
Município / Estado	Açú/RN
Latitude	05° 40' 10,41" S
Longitude	36° 52' 52,94" W
Operador*	DNOCS
Proprietário*	CEST - RN
Ano Conclusão Construção*	1983
DADOS OPERATIVOS	
Área de Drenagem Incremental (km ²)	14.609,00
Área de Drenagem Total (km ²)	37.028,20
Volume Máximo (hm ³)*	2.400,00
Volume Mínimo (hm ³)*	272,30
Volume Útil (hm ³)	2.127,70
NA Máximo Operacional (m)*	55,00
NA Mínimo Operacional (m)*	34,75
Dispositivo de Medição de Nível/ Volume do Reservatório*	Régua linimétrica.
Dispositivo de Medição de Vazão Defluente	Posto Fluviométrico/ Analítico
DADOS ESTRUTURAIS	
Material Barragem Principal*	Terra zoneada
Extensão Barragem Principal (m)	2.540,00
Altura Barragem Principal (m)*	40,00
Cota do Coroamento Barragem Principal (m)*	62,00
Tipo do Vertedor Principal*	Creager
Cota da Soleira Vertedor Principal (m)*	55,00
Tomada D'Água – Abastecimento Demandas*	Bombas sobre flutuantes. Operante.
Tomada D'Água – Liberação para Jusante*	Tubulação; comporta stop-log; duas válvulas borboletas; duas válvulas dispersoras. Operante. Operação antes eletromecânica, hoje manual devido a falta de manutenção.

Fonte: ANA, 2020

A barragem principal foi construída através de terra zoneada, e dispõe de nível máximo operacional para a demanda de geração elétrica corresponde a 55 metros, e nível mínimo para a geração é de 34,75 metros. Hoje, conforme relatório da ANA (1), a cota operacional encontra-se a **43 metros**. No que tange a capacidade hídrica, conforme exposto na figura X acima, o reservatório dispõe de volume máximo de 2.400 hm³ de água e trabalha na faixa histórica operacional de 45 a 65% de sua capacidade.

Contextos como taxa de evaporação, precipitação, afluentes, curva da de regularização, regras operativas também foram examinadas pelo presente projeto, a fim garantir a consonância de geração elétrica, com o consumo e prioridades hídrico da população local.

Figura 13 - Mapa hídrico do reservatório Armando Ribeiro Gonçalves



Fonte: ANA, 2020

5.4 TURBINA E GERADORES EXISTENTE NA BARRAGEM

A disposição construtiva de reversibilidade para a PCH, propõe o aumento da vazão de geração passando de 12,4 m³/s para 18,6 m³/s, sendo que o acréscimo de 6,2 m³/s, ficará armazenado no reservatório inferior, para posterior bombeamento e retorno ao reservatório principal. Enquanto os 12,4 m³/s seguirão via Rio Piranhas para a destinação requerida.

Em face do incremento da vazão de 6,2 m³/s, que serão divididos em duas turbinas tipo Francis já existentes, foi desenvolvido a conferência da capacidade de funcionamento e rendimento da turbina para a nova vazão de trabalho, junto à fabricante, a empresa brasileira Hacker Industrial.

Figura 14 - Desempenho da turbina para a vazão de 9,3 m³/s

Turbine parameters	
Turbine type	HLA551c—WJ—107
Layout pattern	Horizontal
Runner diameter D ₂ (cm)	107
Unit speed n ₁₁ (r/min)	84.9
Unit discharge Q ₁₁ (L/s)	1253
Model efficiency of design point η _m %	93.5
Prototype efficiency of design point η _p %	93.5
Maximum model efficiency η _s %	93.5
Rated speed n(r/min)	514.3
Turbine Rated output P(KW)	3583KW

Basic parameters			
Design head H _r (m)	42	Maximum head H _{max} (m)	
Design discharge Q(m ³ /s)	9.3	Installed capacity N(KW)	3500

Generator parameters	
Generator type	SFW3500-14/2600
Layout pattern	Horizontal
Rated power P(KW)	3500
Rated voltage (V)	2400
Generator efficiency η _g %	96.5
Generator speed n(r/min)	514.3

Fonte: Memorial de cálculo Hacker Industrial, 2022

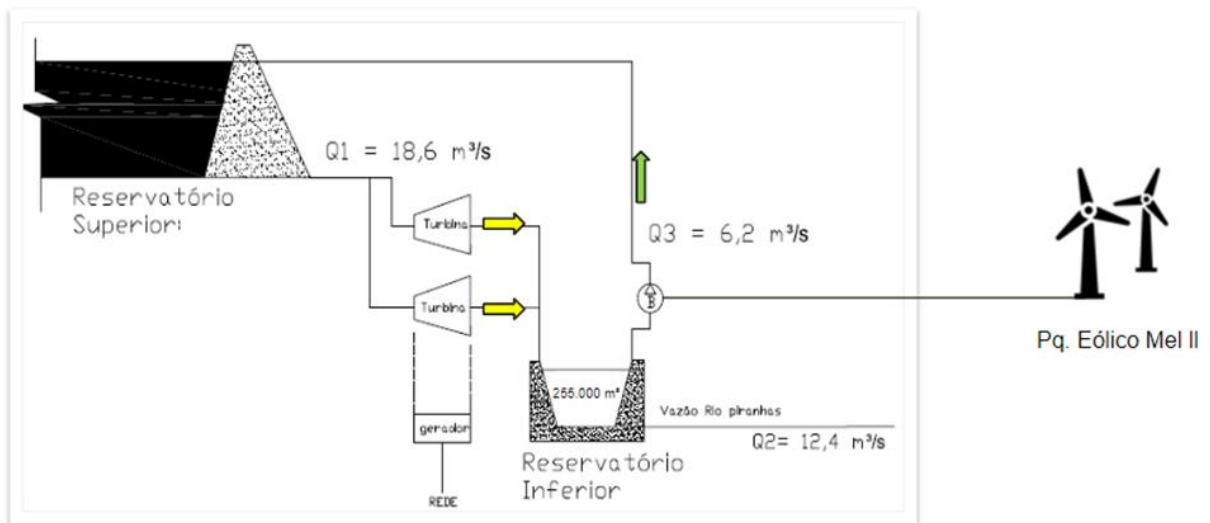
Para o novo volume de funcionamento, extraíram-se os rendimentos da turbina e do seu respectivo gerador, sendo respectivamente: **$\eta_t = 93,5\%$** e **$\eta_g = 96,5\%$** .

5.5 DINÂMICA DE FUNCIONAMENTO DO PROJETO

Em funcionamento, a PCH dispõe de duas turbinas tipo Francis horizontal, com seus respectivos geradores. A vazão atual de geração corresponde a $12,4 \text{ m}^3/\text{s}$, os quais são entregues após a geração, ao Rio Piranhas. Com a proposta de reversibilidade, será aumentada a vazão de geração para $18,6 \text{ m}^3/\text{s}$, assim propondo também a construção de um reservatório inferior de 255.000 m^3 , para armazenar os $6,2 \text{ m}^3/\text{s}$ adicionais nas turbinas, durante 6 horas, no horário de maior demanda por energia.

O incremento acumulado no reservatório inferior será bombeado na madrugada (0 às 6 horas da manhã), utilizando o excedente eólico da região e garantindo assim o armazenamento da energia na forma potencial. Os outros $12 \text{ m}^3/\text{s}$, seguirão conforme acordado junto a ANA para o Rio Piranhas, de forma contínua durante o dia.

Figura 15 - Dinâmica do funcionamento

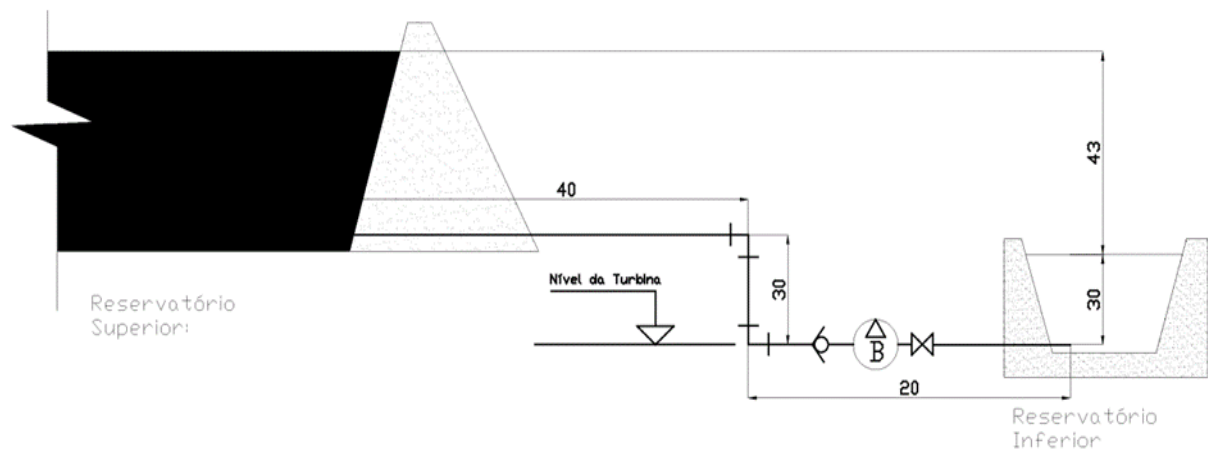


Fonte: Autor

6 DIAGRAMA DA INSTALAÇÃO, PREMISSAS DE FUNCIONAMENTO E EQUAÇÃO DA ENERGIA

No dimensionamento da casa de bombas, toma-se como premissa o circuito idealizado Figura 15, de modo a se construir a curva de funcionamento da instalação, tomando como base da PCH Armando Ribeiro Gonçalves, a geografia, deslocamentos, topografia, bem como requisitos de projetos que garantam a boa ordem do funcionamento.

Figura 16 - Circuito de bombeamento entre reservatórios



Fonte: Autor

O diagrama do circuito supracitado, fornece as referências de cotas nominais do respectivo desnível, assim como comprimento de tubulação, para a seleção mínima de elementos, tais como: bomba, curvas, válvulas e outros.

Torna-se válido salientar, a importância da orientação de projeto para referência de nível, contemplando a obrigatoriedade de se manter a bomba do circuito, em mesmo nível das turbinas Francis existente na implantação atual, desta forma se garante que a altura nominal de geração (turbina), seja a mesma altura nominal do bombeamento (reversão), proporcionando assim a boa ordem do balanço de energia.

Em face do diagrama de funcionamento, o passo seguinte corresponde a trabalhar junto a equação das energias - equação, para que assim, se consiga dimensionar as perdas de cargas pertinentes à reversão proposta.

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\gamma} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} + (z_2 - z_1) + \Delta H_p \quad (1)$$

Onde: **H**, corresponde à altura manométrica em metros da bomba; **p** pressão em Pa; **V** velocidade média do fluido em m/s; **g** = 9,81 m/s² gravidade local; **z** cota de nível em metros; **ΔH_p** perda de carga em metros, sendo perda singular e perda distribuída.

Diante da equação da energia, apresentamos cada componente da formulação, à saber: **Carga hidrostática (m)**, que corresponde variação de pressão entres pontos sobre o peso específico do fluido em questão (água).

$$\frac{p_2 - p_1}{\gamma} \quad (2)$$

Carga cinética (m), variação entre o quadrado da velocidade entre pontos, sobre duas vezes a gravidade local.

$$\frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} \quad (3)$$

Perda de carga (m), corresponde a perda de carga total, sendo perda de carga distribuída e singular.

$$\Delta H_p = \Delta H_s + \Delta H_d \quad (5)$$

Em face da característica do projeto, é possível elencar características que fazem com que as parcelas de energia se igualem a zero. Carga hidrostática iguala-se a zero, haja vista ambos os reservatórios estarem sujeitos à mesma pressão (atmosférica). Carga cinética se iguala a zero, diante dos pontos nas extremidades pertencerem a grandes reservatórios (inferior e superior).

Neste contexto a equação 6 a seguir, corresponde a formulação reduzida para o projeto de reversibilidade da PCH em questão.

$$H = (z_2 - z_1) + \Delta H_p \quad (6)$$

Conhecendo o desnível nominal do projeto, o qual corresponde a 43 metros, resta-se a mais importante componente de carga, para formulação da Curva Característica da Instalação (CCI) do processo de bombeamento, sendo esta, a parcela de perda de carga.

Objetivando determinar a perda de carga, foram examinadas as premissas do projeto para assim equacionar a dinâmica da perda, em função da vazão requerida para o bombeamento. Considerações importantes precisam estar postas, como: o material utilizado na tubulação, aço carbono com rugosidade igual $\epsilon = 0,046$; proposta de utilização de três bombas bipartidas com vazão de unitária de 2,083 m / s; percurso da tubulação individualizado por bomba.

Exposto às características do projeto, volta-se ao diagrama de funcionamento Figura 12, para o devido levantamento do comprimento total da tubulação, comprimento este que convém ao caminho do fluido e sua perda de carga distribuída, em face do atrito entre as lâminas de deslocamento da água em regime turbulento, junto à parede da tubulação que possui sua respectiva rugosidade (natureza superficial do material).

Para tanto, o funcionamento não apenas se caracteriza por perdas distribuídas, conforme listado anteriormente, na parcela de perda de carga, tem-se também a perda oriunda da singularidade, ou seja, pertinentes as curvas, válvulas, registros, que causam dificuldade de avanço ao fluido.

Para as cargas singulares, os fabricantes de conexões e componentes ensaiam e estabelecem cumprimentos lineares equivalentes para cada peça em questão, e com esses valores pode se manipular a equação da perda de carga, de modo a se obter uma função baseada em um comprimento total, e por fim deixar a perda de carga em função da ordenada vazão (equação 7 perdas de carga singular e equivalente).

Abaixo, a tabela resumo do comprimento total de cálculo do diagrama:

Tabela 14 - Resumo das perdas de carga para a disposição construtiva proposta

	Curva 90°	Válvula de retenção	Reg. Gaveta aberto	Comp. total da linha
L eq [m]	2 x 28	55	9	90
L total = 210 m				

Fonte: Autor

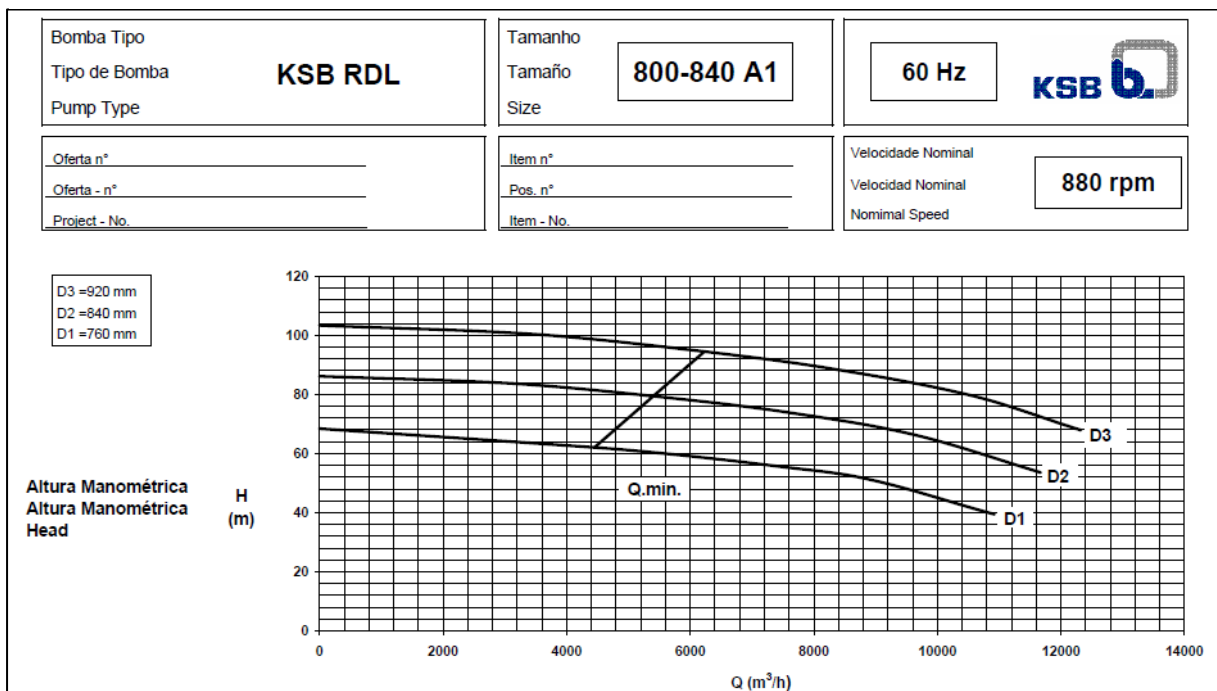
$$H = f \cdot \frac{L + L_{eq}}{2gDA^2} Q^2 \quad (7)$$

6.1 CONSTRUÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA DA INSTALAÇÃO

Com a redução da equação da energia (6), bem como acoplamento das parcelas de perda de carga singular e distribuída (equação 7), o presente projeto passa a desenvolver a requerida seleção da bomba, determinando assim um ponto comum referente a curva de funcionamento da instalação e a curva de funcionamento da bomba (desenvolvida em bancada de ensaios através dos fabricantes).

Em direção a seleção do equipamento de bombeamento, faz-se necessário uma primeira separação junto ao catálogo dos fabricantes, através da ordem de grandeza do projeto, considerando a faixa de vazão pretendida, bem como a altura nominal. Abaixo é apresentada a pré-seleção da bomba KSB bipartida modelo 800-840 A1 e velocidade nominal de 880 rpm:

Figura 17 - Curva Característica da Bomba



Fonte: Catálogo KSB 2021 – Página 35

De posse da Curva Característica da Bomba (CCB), das informações do diâmetro do rotor, diâmetro da tubulação de sucção e recalque, foi possível preparar através da equação (6) e (7) a curva de instalação e desta forma construir o gráfico solidário ao da CCB.

Da mecânica dos fluidos, examina-se a caracterização do escoamento turbulento, utilizando o número adimensional de Reynolds equação (8), para o fluido de trabalho, água.

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (8)$$

$\rho = 1000 \text{ Kg} / \text{m}^3$ (densidade); D diâmetro do trecho, $D = 800\text{mm}$ (sucção e recalque) conforme premissa do projeto e característica da bomba; $V = 4,144$ velocidade em m / s para a vazão de $2,083 \text{ m}^3 / \text{s}$; $\mu = 0,001 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ viscosidade dinâmica; $Re = 2.464.000$ adimensional calculado (regime turbulento).

$Re = 2.464.000$ adimensional calculado (regime turbulento).

A etapa seguinte consiste em determinar o coeficiente de fricção, para assim dispor de todos os elementos para a construção da CCI. Para o coeficiente de fricção pode-se utilizar o diagrama de Rouse Moody, para tanto, da mecânica dos fluidos dispomos do modelo matemático (9), este satisfaz positivamente a determinação do coeficiente de fricção.

$$f = \frac{0,25}{[\log(\frac{\epsilon}{3,7D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}})]^2} \quad (9)$$

Com a equação (9), o diâmetro da instalação (D), o número de Reynolds (Re) calculado para o regime turbulento, e o coeficiente de **rugosidade** do material da tubulação, anteriormente apresentado ($\epsilon = 0,046$), determina-se assim o coeficiente de fricção $f = 0,07644$.

Desta forma, dispõem-se de todas as parametrizações para retornar à equação reduzida ao projeto de bombeamento, equação (6) e (7) e por fim construir a CCI.

$$H = 43 + 2,71988 Q^2 \text{ [S I]} \quad (10)$$

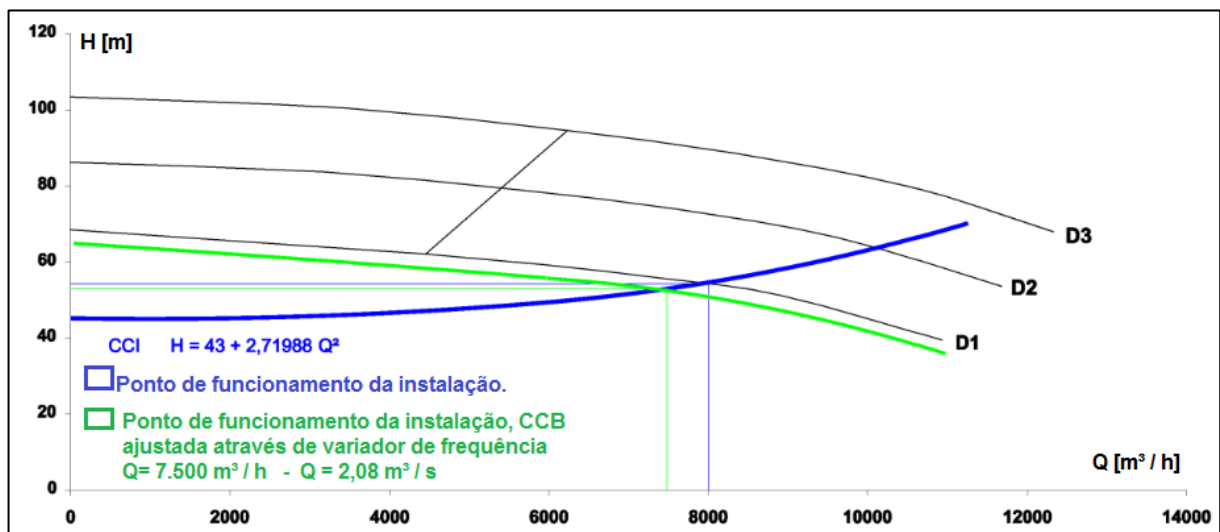
6.2 PONTO DE FUNCIONAMENTO DA INSTALAÇÃO

De modo a localizar o ponto de funcionamento da instalação, trabalha-se numericamente e graficamente com a função de funcionamento (10), conectando-a com a CCB do fabricante. Efetuada a plotagem solidária dos gráficos, localiza-se graficamente e numericamente o ponto de funcionamento, e assim definir o modelo adequado com o tamanho do rotor proposto pelo fabricante, a vazão entregue para a respectiva carga requerida, bem como

o rendimento no eixo da bomba - este principal objeto de estudo para a concepção do projeto de reversibilidade, obter o melhor rendimento estimado para o bombeamento.

Com o intuito de ter garantia na seleção da bomba, foi utilizada a estratégia de escolher o primeiro rotor da interseção junto a CCI, observando que esse primeiro dimensionamento garante vazão e carga manométrica acima da premissa inicial, evento que fornece a garantia de pleno funcionamento do circuito idealizado.

Gráfico 8 - CCI vs. CCB



Fonte: Catálogo KSB 2021 – Página 35

No contexto de estratégia para seleção reportado através do gráfico 12, destaca-se a inserção tecnológica do variador de frequência, dispositivo este que tem o importante papel de reduzir a vazão de funcionamento para a vazão de projeto, sem a necessidade de fechar parcialmente registros. O ajuste através do variador de frequência, permite recair a frequência de alimentação da rede elétrica da bomba, e consequentemente diminuir a velocidade do rotor, e como fruto do mecanismo, se reduz a vazão sem a necessidade de implementar registros e consequentes perdas de cargas.

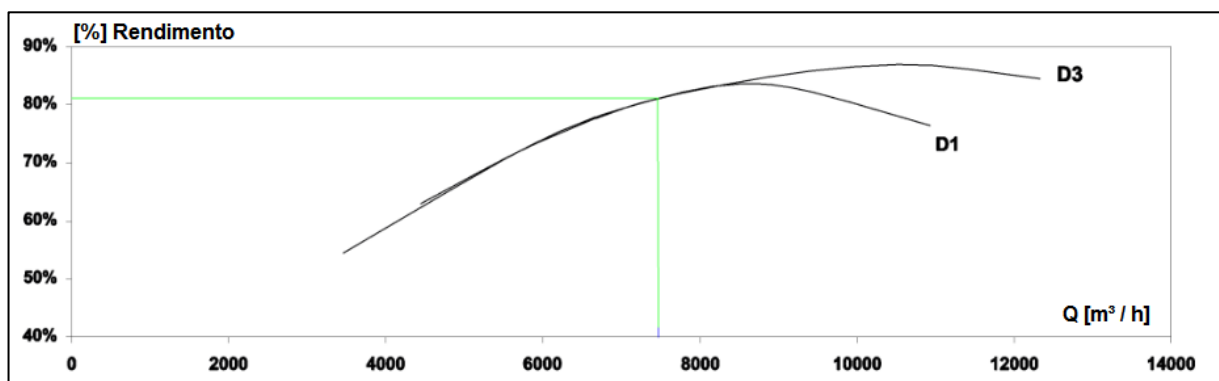
Ao introduzir variador de frequência na casa de bombas do projeto, torna-se válido entender que a rede elétrica fornece uma frequência de trabalho, que determina simultaneamente a velocidade e o campo elétrico que o motor da bomba trabalhará, assim, o variador tem a capacidade de regular a frequência da corrente alternada, com isso a velocidade de rotação e o torque dos motores elétricos.

6.3 RENDIMENTO DO PROCESSO DE BOMBEAMENTO E RENDIMENTO TOTAL DO PROCESSO DE REVERSIBILIDADE

A viabilidade técnica do projeto, encontra-se intrinsecamente relacionada ao rendimento apresentado no eixo da bomba, oriundo do modelo selecionado, desta forma, todos os parâmetros de projeto, como distâncias de nível, comprimento de tubulação e conexões, foram devidamente pensados a garantir rendimento global satisfatório ao segmento de armazenamento e posterior geração de energia.

Ao obter o ponto de funcionamento, e na posse da curva de rendimento da bomba ensaiada pelo fabricante (KSB), retira-se o rendimento oriundo do eixo da bomba $\eta = 81\%$.

Gráfico 9 - Rendimento da bomba selecionada KSB 800-840 A2



Fonte: Adaptada catálogo KSB 2021 – Página 35

O projeto de reversibilidade da PCH Armando Ribeiro Gonçalves propõe sequências e transformações na forma de energia, e como todo processo de transformação e transmissão, têm-se perdas que precisam ser aferidas para a exatidão dos resultados. A sequência dos rendimentos de cada etapa a serem consideradas consiste em: rendimento do gerador elétrico que aciona o motor da bomba $\eta_1 = 96,5 \%$; rendimento no eixo da bomba $\eta_2 = 81 \%$; rendimento no eixo da turbina Francis existente $\eta_3 = 93,5 \%$; por fim rendimento do gerador da turbina $\eta_4 = 96,5 \%$.

Para o ciclo completo, temos através da multiplicação (11) o seguinte resultado:

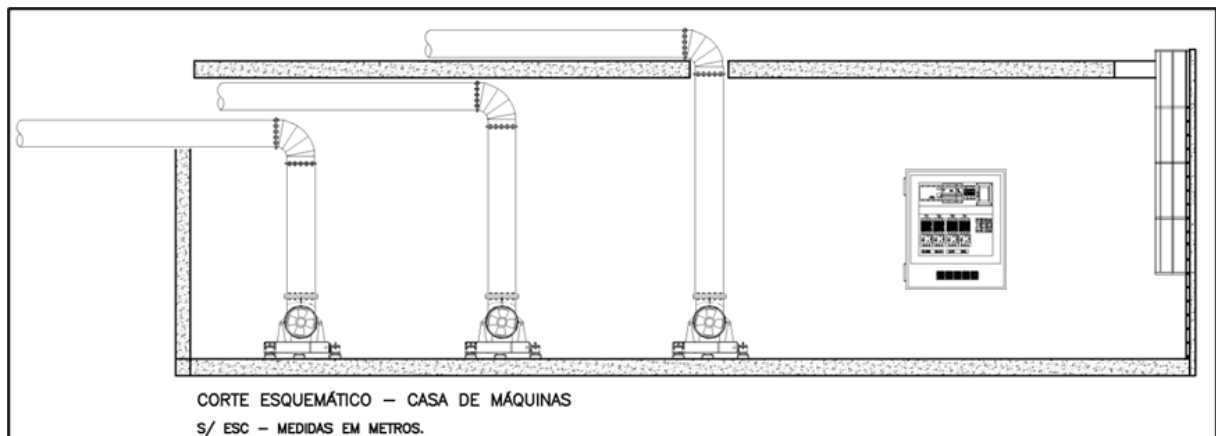
$$\eta_t = (\eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 \times \eta_4) \times 100 = 70,4 \% \quad (11)$$

Em resumo, de toda a energia adquirida para o processo de bombeamento no horário das 0 às 6 horas da manhã, o projeto consegue armazenar e entregar para a rede 70,4% no horário de maior demanda por energia.

6.4 ARRANJO DA CASA DE BOMBAS

O modelo para a casa de bombas do projeto de reversão, consiste em tubulações individuais, que conectam o reservatório inferior até o reservatório superior, desta forma busca-se otimizar a capacidade de vazão de cada bomba, em face da carga a ser vencida.

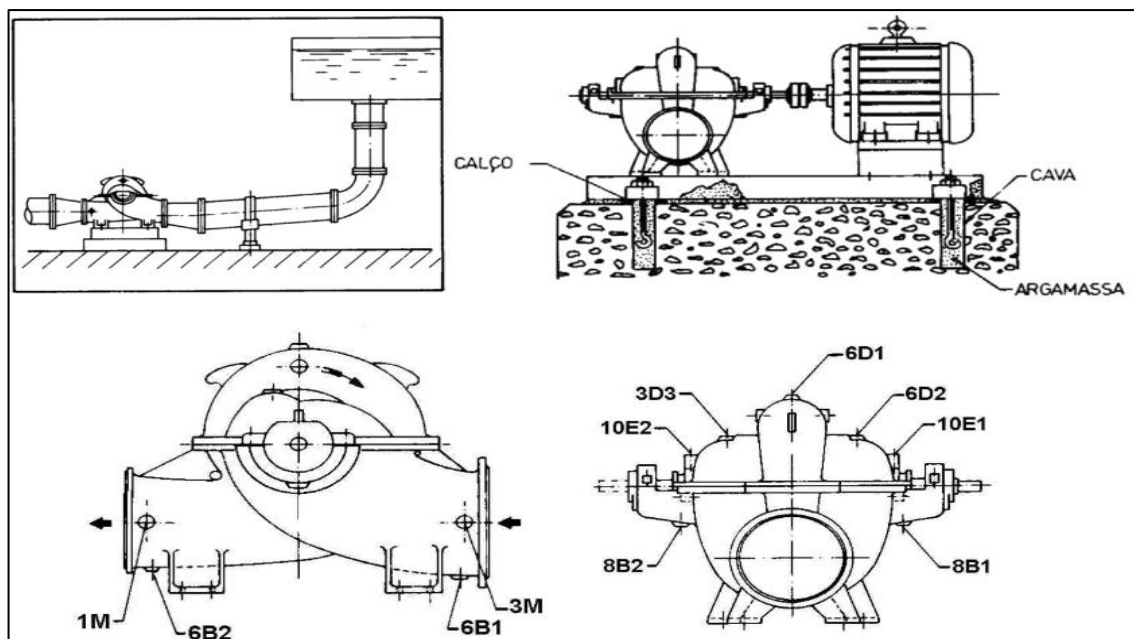
Figura 18 - Corte esquemático da casa de bombas



Fonte: Autor

O nível da instalação das bombas, consiste em um arranjo individual com sucção positiva, ou seja, nivela-se o duto de sucção a cinco metros da base do reservatório, desta forma, é possível garantir que a própria coluna de água do reservatório inferior empurre o fluido para a bomba.

Figura 19 - Disposição construtiva de instalação com sucção positiva



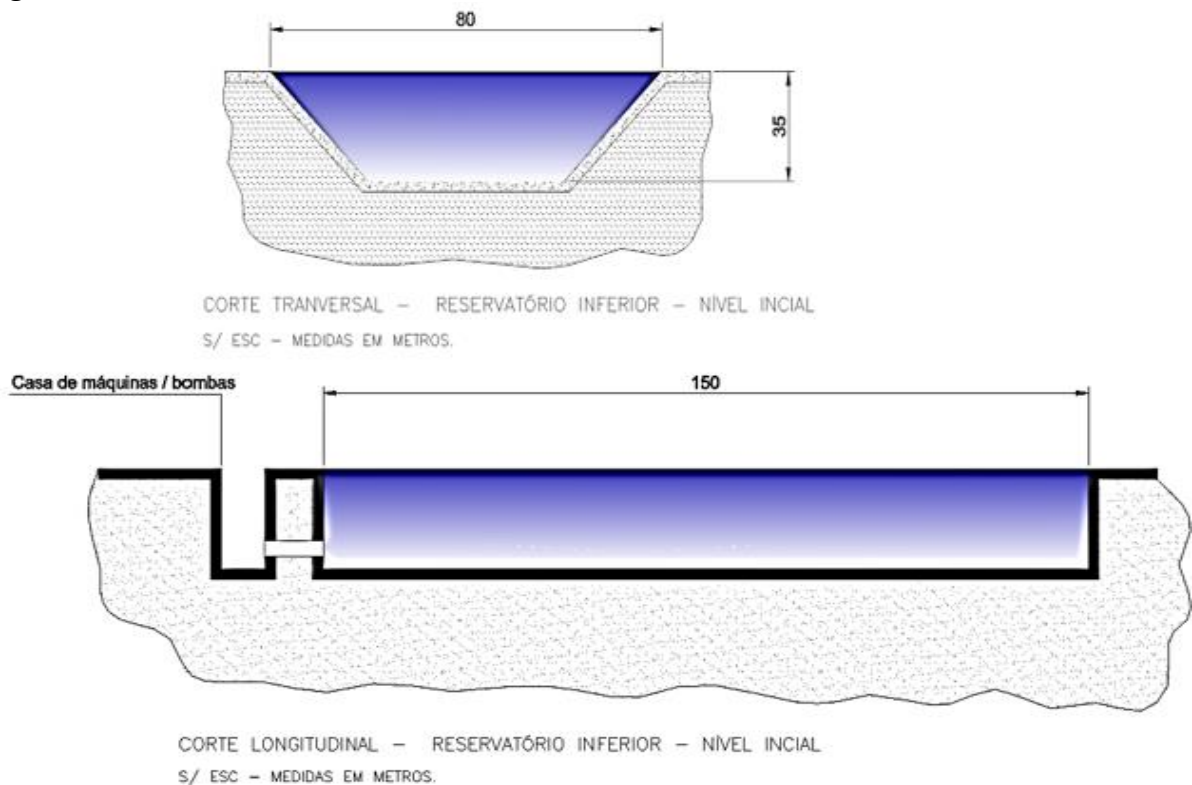
Fonte: Catálogo KSB 2021 – Página 88

7 ANÁLISE DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

O projeto consiste na construção de um pequeno reservatório inferior, assim contextualizou-se alguns pontos mais relevantes que poderiam sofrer algum tipo de alteração ou causa devido à implementação. Um reservatório superior com a capacidade de aproximadamente 2,4 bilhões de metros cúbicos, serviu de comparação para a análise dos impactos ambientais. Ele possui a função de regular e assegurar o equilíbrio do volume de água através de demandas, sendo assim em períodos de cheias realizar o armazenamento para que em períodos de seca ele consiga abastecer da mesma forma a população que necessita desse recurso.

Tendo em vista reservatórios de grandes dimensões, é possível citar a alteração do microclima em torno da área utilizada, ocorrendo a mudança da vazão do rio em relação ao tempo e espaço. O hábito de vida de espécies aquáticas que seriam mais impactadas diretamente, não deixando de lado espécies terrestres, pois uma grande área será inundada após o represamento, área na qual anteriormente era designada como habitat, fonte de alimentação e reprodução desses animais.

Figura 20 - Dimensional do reservatório inferior



Fonte: Autor

Os impactos causados pela construção de um reservatório inferior estão intimamente relacionados com as dimensões e o local onde será realizada a construção. Ao analisar esses fatores, identifica-se que de maneira geral, a construção de um reservatório com tamanho de 150 metros de comprimento, 80 de largura, 35 de profundidade e volume total 255.000 m³, o equivalente à 135 piscina olímpicas, possibilitando a comprovação de que não causaria nenhuma alteração ao microclima da região, seja na vazão do rio ou subsequentemente em espécies aquáticas. Logo a concessionária responsável pela usina tem licença de 35 anos para exploração da área facilitando a viabilidade da construção do reservatório. Portanto, com o auxílio do reservatório inferior de aproximadamente 255.000 metros cúbicos o bombeamento não interfere na capacidade total do reservatório superior e nem no abastecimento da região, representando uma quantia irrelevante quando comparado ao reservatório Armando Ribeiro Gonçalves.

Em suma, ao observar essas condições, constatou-se que o projeto não traz grandes impactos ambientais e/ou sociais, desta maneira o reservatório inferior será uma pequena retenção do volume de água que ficará em recirculação.

8 VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO

Atualmente a PCH Armando Ribeiro Gonçalves tem um sistema de geração de energia que conta com duas turbinas horizontais cada uma com seu próprio gerador. Há ainda a regulamentação da vazão mínima necessária de água da barragem de 12,4 m³/s para o Rio Piranhas a fim de manter o curso natural do rio, sem que ocorra uma diminuição do abastecimento hidráulico na região, prejudique a pesca ou interfira em outras atividades locais. A barragem conta com um volume máximo de aproximadamente 2,4 bilhões de m³ de água, que de acordo com os dados do Governo do Estado do Rio Grande do Norte, no período histórico de um ano não ultrapassou o volume de 63% de sua capacidade máxima

Tabela 15 - Dados básicos da barragem

Bacia Hidráulica

Área:	18.673,28 ha
Capacidade Máxima:	2.373.066.510,00 m ³
Volume Morto:	244.688.904,00 m ³

Fonte: IGARN – Instituto de gestão de águas do estado do Rio Grande do Norte

Tabela 16 - Porcentagem do volume hidrográfico da barragem por mês

Data	Volume (m ³)	Percentual (%)
6/2022	1.492.751.965,08	62,90
5/2022	1.374.689.265,17	57,93
4/2022	1.232.969.350,85	51,96
3/2022	1.118.106.454,96	47,12
2/2022	1.096.750.350,92	46,22
1/2022	1.078.693.157,25	45,46
12/2021	1.087.270.324,24	45,82
11/2021	1.127.221.865,23	47,50
10/2021	1.188.729.181,15	50,09
9/2021	1.255.126.987,02	52,89
8/2021	1.311.971.071,10	55,29
7/2021	1.358.924.997,72	57,26

Fonte: IGARN – Instituto de gestão de águas do estado do Rio Grande do Norte

Os dados históricos de volume não indicam uma necessidade de abertura do vertedouro para controle do volume da barragem. O presente projeto visa aumentar em 50% a vazão de água da PCH e assim, aumentar em 50% a atual geração de energia elétrica.

Este tópico visa explorar a viabilidade econômica do projeto, considerando dois cenários distintos, onde em um primeiro momento foi avaliado o fornecimento de energia para o bombeamento através da integração junto ao Parque Eólico Mel II, e para o segundo cenário, foi avaliada a aquisição de energia através do Mercado Livre de Energia.

8.1 CUSTOS GERAIS

Para efeitos de cálculo tanto o primeiro quanto o segundo cenário se assemelham, uma vez que as instalações necessárias são praticamente as mesmas, com exceção das linhas de transmissão consideradas para a primeira avaliação, desta forma, neste tópico foram agrupados os custos iniciais de projeto.

a) casa de bombas:

A casa de bombas é o local destinado a instalação das três bombas destinadas ao bombeamento da água do reservatório inferior para a barragem. Seus custos envolvidos foram divididos em: edifício, tubulações e equipamentos.

De acordo com o orçamento feito, os custos para a instalação são de R\$ 100.000,00 para a edificação; R\$ 100.000,00 para tubulações e R\$ 3.000.000,00 para as três bombas que compõe o projeto;

b) subestação de energia:

A subestação de energia é necessária para rebaixar a energia que chega das linhas de transmissão, transformando de alta tensão para baixa tensão para a posterior utilização das bombas. Para a estimativa de custos, a empresa Nexway foi contatada e de acordo com os parâmetros informados, o orçamento inicial apresentado foi de R\$ 7.000.000,00.

c) reservatório inferior:

O reservatório inferior é necessário para o processo de reversibilidade do sistema, este que deve atender normas regulamentadoras da região para que o curso do Rio Piranhas não seja alterado, fazendo assim com que mesmo no horário de

bombeamento da água a PCH continue despejando a vazão de 12,4 m³/s. Para a estimativa de custo, a empresa Times Engenharia LTDA foi contatada, e seguindo as especificações necessárias, o orçamento estimado foi de R\$ 8.000.000,00.

A tabela a seguir mostra os investimentos iniciais do projeto, considerando-se apenas as instalações básicas que são compartilhadas entre ambos os cenários.

Tabela 17 - Investimento do projeto

Instalações Básicas	Valor
Casa de bombas	R\$ 3.200.000,00
Subestação	R\$ 7.000.000,00
Reservatório inferior	R\$ 8.000.000,00
Investimento Inicial	R\$ 18.200.000,00

Fonte: Autor

Abaixo foi projetada uma geração do projeto Rotator em relação ao consumo das bombas instaladas para o projeto

Tabela 18 - Projeção média de geração por consumo

Mês	Geração [MW]	Geração Mensal [MWh]	Consumo Mensal Bomba [MWh]
janeiro	2,7	477,0	573,5
fevereiro	2,7	477,0	573,5
março	2,7	477,0	573,5
abril	2,7	477,0	573,5
maio	2,7	477,0	573,5
junho	2,7	477,0	573,5
julho	2,7	477,0	573,5
agosto	2,7	477,0	573,5
setembro	2,7	477,0	573,5
outubro	2,7	477,0	573,5
novembro	2,7	477,0	573,5
dezembro	2,7	477,0	573,5

Fonte: Autor

O preço de venda de energia é valorado segundo o PLD, para isso, foi obtido uma base de dados com os valores de venda por hora dos meses do ano de 2021, foram analisados os dados de todos os dias do ano das 16 horas às 22 horas.

Tabela 19 - Projeção de valor total de vendas por mês

Mês	Preço de Venda	Total de Venda
janeiro	R\$ 243,45	R\$ 116.127,37
fevereiro	R\$ 166,27	R\$ 79.310,62
março	R\$ 80,50	R\$ 38.396,55
abril	R\$ 92,42	R\$ 44.082,75
maio	R\$ 196,97	R\$ 93.956,02
junho	R\$ 342,25	R\$ 163.254,97
julho	R\$ 610,88	R\$ 291.391,81
agosto	R\$ 603,86	R\$ 288.041,01
setembro	R\$ 599,16	R\$ 285.801,28
outubro	R\$ 255,47	R\$ 121.861,27
novembro	R\$ 89,99	R\$ 42.927,46
dezembro	R\$ 67,34	R\$ 32.118,80

Fonte: Autor

Como o projeto é factível utilizando a energia eólica excedente durante o horário de menor demanda ou apenas utilizando energia elétrica, esta última proveniente de contratos ou leilões, foram propostos dois cenários com intuito de prosseguir com a análise de viabilidade de nosso projeto.

8.2 INTEGRAÇÃO DA PCH AO PARQUE EÓLICO DO MEL II (1º CENÁRIO)

Para bombeamento da água do reservatório inferior para a barragem, é necessária a instalação de linha de transmissão de alta tensão para captação da parcela da energia excedente dos geradores eólicos do Parque Eólico Mel II. Para que a energia captada seja aproveitada, é necessário ainda, a instalação de uma subestação que é responsável por rebaixar a tensão da energia elétrica transmitida pelas linhas de transmissão.

8.2.1 Linhas de transmissão

Assim como citado anteriormente, para a integração dos sistemas é necessário um sistema de transmissão de energia que conecte o Parque Eólico Mel II e a PCH Armando Ribeiro Gonçalves. Foi considerada uma distância entre os sistemas de geração de

aproximadamente 81 km, é importante mencionar que foram desconsideradas diferenças de aclive e declive, além de desvios durante o percurso a fim de simplificar a estimativa.

Para a estimativa de custos das linhas de transmissão, o quilômetro de linha orçado é de aproximadamente R\$ 250.000,00, resultando assim em um total de R\$ 20.250.000,00 para contemplar a distância.

8.3 COMPRA DE ENERGIA JUNTO AO MERCADO LIVRE DE ENERGIA (2º CENÁRIO)

Os dados abaixo foram extraídos da mesma base de dados que os valores de venda, a diferença entre eles é que para venda foi levado em conta o horário de maior demanda e compra será levado em conta o horário de menor demanda da população, ou seja, de 00h até as 06h.

Tabela 20 - Projeção do valor total de compras por mês

Mês	Valor de Compra	Total de Compra
janeiro	R\$ 232,54	R\$ 133.355,07
fevereiro	R\$ 156,44	R\$ 89.714,29
março	R\$ 76,25	R\$ 43.727,54
abril	R\$ 85,99	R\$ 49.314,18
maio	R\$ 179,35	R\$ 102.855,98
junho	R\$ 317,18	R\$ 181.897,31
julho	R\$ 560,56	R\$ 321.472,35
agosto	R\$ 581,45	R\$ 333.450,38
setembro	R\$ 564,20	R\$ 323.556,72
outubro	R\$ 243,44	R\$ 139.605,26
novembro	R\$ 86,40	R\$ 49.546,89
dezembro	R\$ 65,86	R\$ 37.766,96

Fonte: Autor

Os dados de compra citados acima apresentam a inviabilidade do 2º cenário, onde, levando em consideração o consumo e a geração de energia, o valor total de compra é maior que o de venda. A partir dos dados apresentados, o 2º cenário será desconsiderado, visto que não apresentaria lucro.

Para o 1º cenário, onde não teria compra de energia elétrica, deve-se levar em conta apenas o investimento inicial, visto que não se existem outros gastos durante a vida útil do projeto.

8.4 ESTIMATIVA DE FATURAMENTO E RETORNO DE INVESTIMENTO

A estimativa de faturamento anual é a soma de todos os meses de venda de energia.

Tabela 21 - Estimativa de faturamento anual

Faturamento	Valor
Acumulado de 2021	R\$ 1.597.269,91

Fonte: Autor

Através da divisão do investimento inicial total e o valor somado de venda dos meses o projeto terá seu *Return of Investment (ROI)* conforme a tabela abaixo.

Tabela 22 - Projeção do retorno do investimento inicial

<i>Return of Investment</i>	Anos
<i>ROI</i>	24

Fonte: Autor

9 CONCLUSÃO

Em face de toda a contextualização para o projeto de reversibilidade da PCH Armando Ribeiro Gonçalves, conclui-se que a viabilidade de implantação do referido mecanismo de armazenamento e geração de energia. Sendo que, de toda energia adquirida na condição de excedente do parque eólico, tem a capacidade de devolver para comercialização em horários de maior demanda cerca de 70%, conforme os cálculos e estimativas deste projeto.

Para tanto, salienta-se que toda transformação de energia ou transmissão apresentam perdas no processo, no caso deste projeto, mesmo utilizando a seleção de equipamentos sofisticados e premissas adequadas, a bomba representa no cálculo a maior perda, ou seja, 19% de dissipação de energia. Neste cenário, é válido destacar que o excedente de energia no horário de menor demanda da população, para a comercialização em horários de alta demanda, possibilita o livre intercâmbio de energia entre Parque do Mel II e a PCH, eliminando a tarifa na transmissão da mesma e viabilizando o projeto, bem como a taxa de lucro do empreendimento nas melhores práticas comerciais do setor.

Tendo em vista o segundo cenário, cabe à legislação brasileira construir modelos tarifários no setor de armazenamento de energia para a validação desta poderosa ferramenta, capaz de inserir energia no horário em que a sociedade mais precisa. Cita-se como modelo existente, a modalidade de Tarifa Branca que concede cerca de 80% de desconto no kWh para adesão e consumo em horários fora de ponta. Outra prática a ser levada a debate é a permissão de cooperação e formulação de contratos bilaterais para empresas geradoras de fontes eólicas, junto a empresas de armazenamento.

No campo da análise de investimento, o minucioso levantamento de custo realizado considerando 81 km de linha de transmissão, apresenta-se como uma aparente inviabilidade para o projeto de reversibilidade da PCH, todavia os 24 anos de retorno do investimento (ROI), engloba o campo do sistema de transmissão elétrica. Segmento este, que ramifica uma nova fonte de faturamento decorrente da transmissão, onde toda energia que percorre as respectivas linhas é objeto de remuneração para a empresa que detêm a outorga, caracterizada através da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST). Diante deste cenário, e com a viabilidade de se explorar o excedente eólico, o presente trabalho conclui e recomenda para o sistema de transmissão elétrico, a auto-cooperação entre governo, empresas de transmissão,

assim como o segmento de armazenamento e geração, para que desta forma, o pesado custo de implantação da linha de transmissão ganhe escala e diversifique os segmentos de alcance, haja vista, o projeto da PCH reversível ser capaz de direcionar a geração elétrica nos horários de maior demanda da população, característica esta imprescindível para a política de energia do país.

No que tange as questões ambientais, conclui-se um baixo impacto do projeto, dado que a implantação do reservatório inferior corresponde a uma área de aproximadamente 10.000 m², para armazenamento de 255.000 m³ de água, dentro de uma área já deliberada ambientalmente e em operação de posse da PCH Armando Ribeiro Gonçalves.

REFERÊNCIAS

- [1] BAHIA, Companhia de Engenharia Hídrica e de Saneamento da. **Barragens, construção, operação e manutenção**. 2022. Disponível em: <https://www.cerb.ba.gov.br/atividades/barragens-construção-operação-e-manutenção>. Acesso em 17 jun. 2022.
- [2] BERZERRA, Francisco Diniz. **Energia eólica no Nordeste**. Caderno Setorial ETENE, ano 4, n ° 66. 2019. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/1192/1/2019_CDS_66.pdf. Acesso em: 10 maio 2022.
- [3] BRASIL, Associação Brasileira de Energia Eólica, **O setor**. Emergia eólica. 2022. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>. Acesso em 10 jun. 2022.
- [4] BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em 25 nov. 2021.
- [5] BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **WEBMAP interativo do sistema energético brasileiro**. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>. Acesso em 2 jun. 2022.
- [6] BUDENHOLZER, R.; LANDIS, F.; **History of Water Turbine Technology**. Disponível em: <https://www.britannica.com/technology/turbine/History-of-water-turbine-technology>. Acesso em 30 maio 2022.
- [7] BUENO, F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia no Brasil**. Belo Horizonte, 2015. Disponível em: http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf. Acesso em: 17 jun. 2022.
- [8] CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM, Porto Alegre, v. 19, n. 2, p. 1230 – 1249. 2015. ISSN 22361170. Disponível em: <https://www.projetouhr.com.br/asel/16002-87523-1-PB.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2022.

- [9] COSTA, F. V. R. G. da. **Processos de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido: revisão**. 2019. 72 p. Dissertação (Engenharia da Energia e Ambiente) — UNIVERSIDADE DE LISBOA. Disponível em: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/39103/1/ulfc125466_tm_Filipa_Costa.pdf. Acesso em: 20 abr. 2022.
- [10] D'AGOSTINI NETO, J.; MONTADO PASQUALI, L.; DORNELLES MAESTRI, R.; BELUCO, A., **Estudo de caso para implantação de usina hidrelétrica reversível para operação conjunta com aproveitamentos eólicos no Litoral Norte do Estado do Rio Grande do Sul**. 2005. Disponível em: <http://www.beluco.net/reports/dagostini-pasquali-maestri-beluco-2005.pdf>. Acesso em 12 abr. 2022.
- [11] FUCHS, Georg; LUNZ, Benedikt; LEUTHOLD, Matthias; SAUER, Dirk Uwe. **Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)**. 2012. Disponível em: <https://www.isea.rwth-aachen.de/go/id/ojpu/file/753112>. Acesso em 15 jun. 2022.
- [12] HACKER INDUSTRIAL LTDA. **Produtos especializados do projeto à execução**. 2022. Disponível em: <https://hacker.ind.br/produtos/>. Acesso em: 7 mar. 2022.
- [13] IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. **Energy storage systems characteristics and comparisons**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 12, n. 5, p. 1221-1250. 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032107000238>. Acesso em 12 abr. 2022.
- [14] KSB BOMBAS HIDRÁULICAS SA. **Manual Técnico N° A1385.0P/3**. KSB RDL. 2007. Disponível em: https://www.galaxcms.com.br/imgs_redactor/3764/files/MT_RDL_A1385_0P_3.pdf. Acesso em: 4 abr. 2022.
- [15] LEWIS, B. J.; CIMBALA J. M.; Wouden A. M.; **Major historical developments in the design of water wheels and Francis hydroturbines**. 27th IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems (IAHR 2014). 2014. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/22/1/012020>. Acesso em 12 abr. 2022.
- [16] LUO, Xing; WANG Jihong; DOONER, Mark; CLARKE, Jonathan. **Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation**. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>. Acesso em: 6 jun. 2022.
- [17] MIRSAEIDI, S. et al. **Power system load regulation by pumped storage power plants**. In: Electrical Power Distribution Networks, 17., 2012, Teheran. Proceedings... Teheran: IEEE, 2012. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6254543>. Acesso em 30 maio 2022.

- [18] PARAÍBA, Agência Executiva de Gestão de Águas. **Monitoramento**. Últimos volumes informados dos açudes. 2022. Disponível em: <http://www.aesa.pb.gov.br/aesa-website/monitoramento/>. Acesso em 17 jun. 2022.
- [19] PEREIRA, Geraldo M. **Projeto de Usinas Hidrelétricas: passo a passo**. São Paulo, 2015.
- [20] RIO GRANDE DO NORTE, Governo do Estado do. **Situação volumétrica de reservatórios do RN**. 2022. Disponível em: <http://sistemas.searh.rn.gov.br/monitoramentovolumetrico>. Acesso em 17 jun. 2022.
- [21] SANTOS, Sérgio Lopes dos. **Bombas & Instalações Hidráulicas**. São Paulo: LCTE Editora, 2007.
- [22] STETA, Fernando De Samaniego. **Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-Based Operation Strategy for Its Integration into Power Markets**. EEH Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute, 2010. Disponível em: http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/MastersThesis_Fernando_de_Samaniego_Steta_2010.pdf. Acesso em 12 maio 2022.