



**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**USINAS HÍBRIDAS: UM ESTUDO DE ANÁLISE DA  
VIABILIDADE ECONÔMICA UTILIZANDO AS FONTES  
SOLAR E HÍDRICA**

Autores: Danilo Marinho Oliveira de Moraes  
Marina Crema Duarte  
Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Paula Meyer Soares  
Coorientador: Prof.<sup>o</sup> Dr. Rudi Henri van Els

**Brasília, DF  
2022**



**DANILO MARINHO OLIVEIRA DE MORAIS**

**MARINA CREMA DUARTE**

**USINAS HÍBRIDAS: UM ESTUDO DE ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA  
UTILIZANDO AS FONTES SOLAR E HÍDRICA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr. Paula Meyer Soares

Coorientador: Prof.<sup>o</sup> Dr.: Rudi Henri van Els

**Brasília, DF  
2022**

## CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Morais, Danilo Marinho Oliveira; Duarte, Marina Crema.

Usinas Híbridas: um estudo de análise da viabilidade econômica utilizando as fontes solar e hídrica/Danilo Marinho Oliveira de Moraes; Marina Crema Duarte. Brasília: UnB, 2022. 116 p.: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília Faculdade do Gama, Brasília, 2022. Orientação: Paula Meyer Soares.

1. Complementariedade. 2. Fontes renováveis. 3. Usina Fotovoltaica.

4. Usina Hidrelétrica.

I. Meyer, Paula.

II. Usinas Híbridas: um estudo de análise da viabilidade econômica utilizando as fontes solar e hídrica.

CDU Classificação



**USINAS HÍBRIDAS: UM ESTUDO DE ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA  
UTILIZANDO AS FONTES SOLAR E HÍDRICA**

**Danilo Marinho Oliveira de Moraes  
Marina Crema Duarte**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em (05/05/2022) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Profª. Drª.: Paula Meyer Soares, UnB/ FGA**  
Orientadora

---

**Profª. Drª.: Celso Vila Nova de Souza Júnior, UnB/ FUP**  
Examinador Interno

---

**Engº.: Danilo Jorge Santos**  
Examinador Externo

Brasília, DF

2022

## **AGRADECIMENTOS**

A todas as pessoas que direta ou indiretamente nos apoiaram e incentivaram durante nosso período de graduação, em especial à nossa família e aos nossos amigos.

À empresa Prime Projetos Consultoria Ltda., pela colaboração dada para a realização deste trabalho, em especial ao Danilo, Rodrigo, Arthur e Flávia, que não mediram esforços para nos ajudar sempre que necessário.

Aos colegas da Agência Nacional de Energia Elétrica, principalmente aos Especialistas em Regulação Henrique Paiva e Henrique Vasconcellos, pela disponibilidade em nos auxiliar acerca dos temas regulatórios pertinentes.

À professora Paula Meyer, por sempre estar disposta a ajudar e pela excelente orientação ao longo deste trabalho.

## RESUMO

Mudanças climáticas, degradação ambiental e o aumento da emissão de gases poluentes são fenômenos cada vez mais evidentes ao redor do mundo. Dentro desse cenário, junto com o crescimento da demanda por energia, o investimento na geração de energia utilizando fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica e biomassa) cresceu consideravelmente. A inserção progressiva e a priorização dessas fontes na matriz elétrica gera uma preocupação em garantir a confiabilidade, segurança e despacho destas fontes, algumas intermitentes que, operadas individualmente, não são consideradas energia firme que garantam o despacho compatível com o consumo. Diante disso, surge a ideia de produção de energia a partir de usinas que utilizem mais de uma fonte primária, as chamadas usinas híbridas, que a partir da complementariedade entre determinados recursos (solar e eólico ou solar e hídrico, por exemplo) possibilitaria melhor aproveitamento do sistema de transmissão existente e planejado. Sendo assim, o objetivo do presente trabalho é realizar um estudo técnico, econômico e financeiro de uma usina híbrida, localizada no estado do Mato Grosso, ressaltando as vantagens e desvantagens da consecução de empreendimentos dessa natureza. Diante disso, será realizado um estudo de caso da Pequena Central Hidrelétrica Braço Sul, juntamente com a implementação de uma Usina Fotovoltaica próxima ao seu reservatório, analisando a complementariedade entre as fontes solar e hídrica, bem como a viabilidade econômica do sistema híbrido, a partir de indicadores financeiros, como o Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e *Payback*, para três cenários distintos.

**Palavras-chave:** Complementariedade; Fontes renováveis; Usina Fotovoltaica; Usina Hidrelétrica.

## ABSTRACT

Climate change, environmental degradation and the increase in the emission of polluting gases are phenomena increasingly evident around the world. Within this scenario, along with the growth in energy demand, investment in energy generation using renewable sources (hydraulic, solar, wind and biomass) has grown considerably. The progressive insertion and prioritization of these sources in the electricity matrix generates a concern to guarantee the reliability, safety and dispatch of these sources, some intermittent that, operated individually, are not considered firm energy that guarantee the dispatch compatible with consumption. In view of this, the idea of energy production from plants that use more than one primary source, the so-called hybrid plants, arises, which from the complementarity between certain resources (solar and wind or solar and hydro, for example) would allow better use of the existing and planned transmission system. Therefore, the objective of the present work is to carry out an economic and financial study of a hybrid plant, located in the state of Mato Grosso, highlighting the advantages and disadvantages of carrying out projects of this nature. Therefore, a case study of the Small Hydroelectric Power Plant Braço Sul will be carried out, together with the implementation of a Photovoltaic Plant close to its reservoir, analyzing the complementarity between solar and water sources, as well as the economic viability of the hybrid system, from of financial indicators, such as Net Present Value, Internal Rate of Return and Payback, for three different scenarios.

**Keywords:** Complementarity; Renewable sources; Photovoltaic Plant; Hydroelectric Plant.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Mundial 2019 .....	20
Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira .....	21
Figura 3 - Tipologias de arranjos de usinas.....	24
Figura 4 - Participação das fontes na capacidade instalada da geração compartilhada .....	32
Figura 5 - Variação da matriz elétrica em capacidade instalada entre 2020 e 2030.....	32
Figura 6 - Tipos de Leilão de Energia Elétrica.....	35
Figura 7 - Histórico da taxa SELIC e projeção do mercado para os próximos anos .....	36
Figura 8 - Ilustração de Usina Hidrelétrica .....	39
Figura 9 – Média anual para irradiação global horizontal diária.....	47
Figura 10 - Radiação difusa, direta e refletida .....	48
Figura 11 - Diagrama de bloco de um sistema de geração elétrica fotovoltaico.....	49
Figura 12 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.....	50
Figura 13 - Localização da PCH Braço Sul (município Guarantã do Norte – MT).....	52
Figura 14 - Arranjo Geral da PCH Braço Sul.....	54
Figura 15 - Arranjo da PCH Braço Sul – Reservatório.....	55
Figura 16 - Circuito de Geração da PCH Braço Sul .....	55
Figura 17 - Casa de Força PCH Braço Sul (corte) – Turbina Francis de eixo horizontal.....	56
Figura 18 - Curva-chave da estação fluviométrica .....	58
Figura 19 - Curva-chave no Canal de Fuga - PCH Braço Sul.....	59
Figura 20 - Geração Média Mensal .....	68
Figura 21 - Geração Média Horária (2018 a 2021) .....	71
Figura 22 – Média anual para irradiação global horizontal diária e localização da UFV proposta .....	73
Figura 23 - Produção de energia mensal em base.....	76
Figura 24 - Geração Média Horária PCH e UFV (março).....	78
Figura 25 - Geração Média Horária PCH e UFV (agosto).....	79
Figura 26 - Geração Média Mensal PCH e UGH .....	82
Figura 27 - Fluxo de Caixa (Cenário 1) .....	91
Figura 28 - Fluxo de Caixa (Cenário 2) .....	92
Figura 29 - Fluxo de Caixa (Cenário 3) .....	93
Figura 30 - Custos de Implantação da PCH Braço Sul cadastrados no Leilão A-4 de 2022 .	109



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Sinergia e complementaridade em diferentes arranjos de sistemas híbridos de energia .....	26
Quadro 2 - Dados de entrada para as simulações .....	60
Quadro 3 - Características da UFV proposta.....	75
Quadro 4 – Custos de Implantação - PCH Braço Sul .....	84
Quadro 5 - Custos de Implantação UFV .....	84
Quadro 6 - Operação e Manutenção UFV .....	85
Quadro 7 - Custos Finais de Implantação UFV .....	85
Quadro 8 - Premissas para modelagem econômica .....	86
Quadro 9 - Taxas de financiamento - FINEM.....	88
Quadro 10 - Cenários para a análise econômica.....	89
Quadro 11 - Usinas Hidrelétricas de pequeno porte cadastradas em leilões de energia a partir de 2010.....	110

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Gerações Médias Diárias Mensais (2018) .....	64
Tabela 2 - Gerações Médias Diárias Mensais (2019) .....	65
Tabela 3 - Gerações Médias Diárias Mensais (2020) .....	66
Tabela 4 - Gerações Médias Diárias Mensais (2021) .....	67
Tabela 5 - Geração Média Horária Mensal (2018 a 2021).....	70
Tabela 6 - Geração Média Mensal (horária) UFV .....	77
Tabela 7 - Geração Média Horária UGH .....	80
Tabela 8 - Geração da UFV limitada pelo MUST de 9,5 MW.....	81
Tabela 9 - Indicadores Econômicos (Cenário 1) .....	90
Tabela 10 - Indicadores Econômicos (Cenário 2) .....	90
Tabela 11 - Indicadores Econômicos (Cenário 3) .....	90

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
ACL - Ambiente de Contratação Livre  
ACR - Ambiente de Contratação Regulado  
AIR - Análise de Impacto Regulatório  
BEN 2020 - Balanço Energético Nacional 2020  
BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras  
CGH - Centrais Geradoras Hidrelétrica  
CCST - Centro de Ciência do Sistema Terrestre  
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito  
CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico  
CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado  
COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social  
CSLL - Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido  
DRDH – Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica  
DRI-PCH -Despacho de Registro de Intenção à Outorga de Autorização  
DRS-PCH - Despacho de Registro da Adequabilidade do Sumário Executivo  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
EER - Encargo de Energia de Reserva  
CSP - Energia solar concentrada  
EIH - Estudo de Inventário Hidrelétrico  
FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos  
FC – Fluxo de Caixa  
INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais  
IP – Indisponibilidade Programada  
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo  
IRPJ - Imposto de Renda de Pessoa Jurídica  
LI – Licença Ambiental de Instalação  
LP – Licença Ambiental Prévia

MME - Ministério de Minas e Energia  
MUST - Montante do Uso do Sistema de Transmissão  
NA - Nível de Água Operativo  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
O&M – Operação e Manutenção  
PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.  
PDE 2030 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2030  
PIS/PASEP - Programa de Integração Social  
RAS – Relatório ambiental Simplificado  
REN – Resolução Normativa  
ROB – Receita Operacional Bruta  
SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia  
SEMA/MT – Secretaria do Meio Ambiente do estado do Mato Grosso  
SIN - Sistema Interligado Nacional  
TEIF – Taxa de Indisponibilidade Forçada  
TIR - Taxa Interna de Retorno  
TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica  
TMA - Taxa Mínima de Atratividade  
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão  
VPL - Valor Presente líquido  
UFV – Usina Fotovoltaica  
UGH – Central Geradora Híbrida

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>16</b>
2.1	OBJETIVO GERAL .....	16
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	16
2.3	MOTIVAÇÃO.....	16
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA DO TRABALHO.....</b>	<b>18</b>
<b>4</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>20</b>
4.1	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA .....	20
4.2	USINAS HÍBRIDAS .....	22
4.2.1	Regulamentação de Usinas Híbridas ou Associadas .....	27
4.2.2	Experiências Internacionais de Usinas Híbridas .....	28
4.2.3	Projeções Futuras Para Expansão Da Oferta.....	31
4.3	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL .....	33
4.3.1	Ambiente de Comercialização Regulado .....	34
4.3.2	Ambiente de Comercialização Livre .....	35
4.4	PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE UM PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA .....	36
4.4.1	Fluxo de Caixa (FC).....	36
4.4.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	36
4.4.3	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	37
4.4.4	Valor Presente Líquido (VPL).....	37
4.4.5	Pay-Back .....	38
4.5	GERAÇÃO HIDRELÉTRICA.....	39
4.6	CARACTERÍSTICAS DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA.....	39
4.6.1	Licenciamento Ambiental de uma PCH.....	45
4.7	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	46
4.7.1	Energia Solar Fotovoltaica .....	48
4.7.2	Licenciamento Ambiental de uma UFV .....	50
<b>5</b>	<b>PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA BRAÇO SUL.....</b>	<b>52</b>
5.1	IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO – ESTUDOS DE INVENTÁRIO.....	52
5.2	ASPECTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS.....	53

5.3	DESCRIÇÃO DO PROJETO E CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS .....	53
5.4	ESTUDOS AMBIENTAIS E LICENCIAMENTO .....	57
5.5	RESERVA DE DISPONIBILIDADE HÍDRICA .....	57
5.6	MONITORAMENTO HIDROMÉTRICO REALIZADO .....	58
5.6.1	Curva-Chave da Estação Fluviométrica.....	58
5.6.2	Curva-Chave no Canal de Fuga.....	58
5.6.3	Vazões Afluentes Observadas .....	59
<b>6</b>	<b>MONITORAMENTO HIDROMÉTRICO E EXPECTATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA .....</b>	<b>60</b>
6.1	PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES .....	60
6.2	MODELO MATEMÁTICO UTILIZADO .....	61
6.3	RESULTADOS OBTIDOS.....	64
6.3.1	Geração Média Mensal .....	64
6.3.2	Perfis Horários de Geração .....	69
<b>7</b>	<b>PROPOSTA DE USINA FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>73</b>
7.1	POTENCIAL SOLARIMÉTRICO.....	73
7.2	CONDIÇÕES CLIMÁTICAS.....	74
7.3	CONCEPÇÃO TÉCNICA .....	74
7.4	INDICADORES DE INDISPONIBILIDADE.....	75
7.5	GERAÇÃO DE ENERGIA.....	75
<b>8</b>	<b>ANÁLISE INTEGRADA – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E FOTOVOLTAICA</b>	<b>77</b>
<b>9</b>	<b>CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO .....</b>	<b>84</b>
9.1	PCH BRAÇO SUL .....	84
9.2	USINA FOTOVOLTAICA.....	84
<b>10</b>	<b>MODELAGENS ECONÔMICAS .....</b>	<b>86</b>
10.1	IMPOSTOS E ENCARGOS INCIDENTES.....	87
10.2	CENÁRIOS ECONÔMICOS.....	88
10.3	RECEITA DE GERAÇÃO .....	89
10.4	RESULTADOS .....	90
<b>11</b>	<b>DISCUSSÃO.....</b>	<b>95</b>
<b>12</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>98</b>
<b>13</b>	<b>REFEREÊNCIAS .....</b>	<b>100</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>108</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A preservação do meio ambiente tem sido um assunto cada vez mais abordado, devido às mudanças climáticas, degradação ambiental e o aumento da emissão de gases poluentes. Dentro desse contexto, juntamente com o crescimento da demanda por energia, há um grande investimento mundial na geração de energia por meio de fontes renováveis. Com a inserção progressiva e a priorização de fontes renováveis de energia (hidráulica, solar, eólica e biomassa) na matriz elétrica mundial, que era baseada, principalmente, em combustíveis fósseis, surge a preocupação de garantir a confiabilidade, segurança e despacho destas fontes, algumas intermitentes que, ao operarem individualmente, não são consideradas energia firme que garantam o despacho requerido, gerando, assim, grandes desafios técnicos e operacionais para os operadores do setor elétrico, devido às inesperadas alterações no fluxo de potência, que intensificam ainda mais a complexidade do sistema (FANG et al., 2017).

Diante disso, a ideia da produção de energia a partir de usinas que utilizem mais de uma fonte primária, as chamadas usinas híbridas ou associadas, vem ganhando cada vez mais força no setor elétrico, pois a complementariedade entre determinados recursos (solar e eólico ou solar e hidráulico, por exemplo) possibilitaria melhor aproveitamento do sistema de transmissão existente e planejado (EPE, 2018).

Uma usina é identificada como híbrida ou associada quando é possível aproveitar a complementariedade temporal entre as diferentes fontes de geração de energia, favorecendo o crescimento da capacidade de geração com menores investimentos em expansão das redes. As diferenças entre híbridas ou associadas estão relacionadas a outorga e medição. Enquanto a central geradora híbrida se caracteriza por uma instalação objeto de única outorga, podendo ter medição única ou distinta por tecnologia; as centrais geradoras associadas são compostas por duas ou mais instalações com outorgas e medições necessariamente distintas.

No Brasil, desde o final do século passado, na década de 90, várias instituições nacionais têm desenvolvido estudos para a instalação e/ou monitoração de sistemas híbridos de energia, além de estudos diversificados em relação à capacidade de geração de eletricidade e viabilidade técnica e econômica dos sistemas. Dentre essas instituições destacam-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), as Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS), algumas concessionárias

de energia, e, principalmente, instituições de ensino superior (federais e estaduais), por intermédio dos seus grupos de pesquisa (BARBOSA et al., 2016).

De acordo com Barbosa et al. (2016), destaca-se que, levando em consideração a demanda energética nacional, ainda é pequeno o uso deste recurso técnico no país, mesmo considerando a viabilidade técnica e econômica dos sistemas híbridos e ainda a existência de um grande número de consumidores sem atendimento pelo sistema nacional interligado de eletricidade.

Com o objetivo de possibilitar o aumento da capacidade de geração com menores investimentos em expansão do sistema de transmissão, a ANEEL publicou, em 30 de novembro de 2021, a Resolução Normativa nº 954/2021, que estabelece tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e Centrais Geradoras Associadas.

Dentro desse contexto e considerando que a PCH Braço Sul (objeto de estudo do presente trabalho) está localizada em uma bacia com uma grande variabilidade sazonal, pode-se supor que a operação de um sistema híbrido, operando com o recurso hídrico da PCH, em conjunto com uma planta solar, poderá ampliar a oferta de energia, bem como otimizar o uso da rede.

Ante ao exposto, o referido trabalho divide-se em cinco partes. A primeira parte abrange a introdução, objetivos, a motivação e a metodologia utilizada para realização do estudo. A segunda parte faz uma breve contextualização sobre as usinas híbridas, apontando seus aspectos técnicos de engenharia, experiências internacionais, projeções futuras e seu papel na comercialização; faz também uma breve explicação sobre as gerações hidráulica e solar, trazendo suas características e conceitos para licenciamento ambiental. A terceira parte trata sobre o estudo de caso realizado, trazendo as características técnicas da PCH Braço Sul, o monitoramento hidrométrico realizado, bem como as características e geração de energia da UFV proposta. A quarta parte apresenta os custos de implantação de cada usina, os cenários econômicos utilizados e os resultados das análises econômicas. Por fim, na quinta parte é feita a discussão do trabalho, seguida da conclusão.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GERAL**

Realizar um estudo de avaliação técnica, econômica e financeira de uma usina híbrida, hídrica e fotovoltaica, localizada no estado do Mato Grosso, observando as vantagens e desvantagens da consecução de empreendimentos dessa natureza.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Para este trabalho elencou-se os seguintes objetivos específicos:

- Apresentar as características técnicas e de engenharia de usinas híbridas;
- Realizar um estudo de viabilidade técnica, econômica e financeira aplicado a uma Usina Fotovoltaica próxima a uma Pequena Central Hidrelétrica localizada no estado do Mato Grosso;
- Analisar a complementariedade na geração de energia elétrica entre as fontes solar e hídrica em uma usina híbrida ou associada;
- Realizar um estudo comparativo de geração de energia elétrica em usinas separadas e como um sistema híbrido, observando a potência, a capacidade de geração e a Resolução Normativa que trata do tema.

### **2.3 MOTIVAÇÃO**

Por muito tempo, a demanda por energia elétrica no estado brasileiro acompanha a tendência de crescimento econômico nacional, em um cenário de integração cada vez mais globalizado. Antigamente se acreditava que fontes de energia hidráulicas seriam suficientes para atender a demanda de mercado e consumidores residenciais. Porém, com o crescimento da população no Brasil, que supera a taxa de 40% (IBGE, 2010), juntamente com a ocupação urbana nos últimos anos, surgiu a preocupação sobre a oferta de energia elétrica setorial. Além disso, paralelamente ao crescimento populacional, ocorreram mudanças no hábito da população, que migrou das zonas agrárias para ocupação urbana e industrialização, demandando o aumento da produção de energia elétrica.

A matriz energética brasileira, que até a década de 90 era baseada no aproveitamento hídrico disponível nos corpos d'água, passou por uma mudança conceitual impulsionada pelas mudanças climáticas que reduziram as reposições das massas de águas pelo regime de chuvas.



Em alguns períodos, os efeitos de mudanças climáticas colocaram o Brasil em um dos piores regimes pluviométricos desde o começo de suas aferições, resultando em uma reação em cadeia que culminou em uma crise energética que assolou a população brasileira, e afetou todos os segmentos econômicos nacionais.

Uma alternativa para aumentar o fator de capacidade e otimizar o uso da rede nos períodos de seca seria a implantação de um sistema híbrido de geração através do aproveitamento do recurso solar com geração fotovoltaica. Mesmo sendo considerada uma fonte intermitente de energia, uma possível complementariedade com a fonte hídrica poderá tornar viável e eficaz esse sistema.

Dentro desse contexto e considerando que a PCH Braço Sul (objeto de estudo do presente trabalho) está localizada em uma bacia com uma grande variabilidade sazonal, pode-se supor que a operação de um sistema híbrido, operando com o recurso hídrico da PCH, em conjunto com uma planta solar, poderá ampliar a oferta de energia, bem como otimizar o uso da rede.

### **3 METODOLOGIA DO TRABALHO**

A realização do presente trabalho baseia-se em um estudo de caso de uma dada usina híbrida situada no estado do Mato Grosso. De acordo com YIN (2001), o estudo de caso constitui em uma observação empírica que investiga um determinado fenômeno atual dentro de um contexto específico.

A ideia é realizar um estudo técnico e econômico aplicado a usina híbrida do Braço Sul. Esse estudo implica em observar a viabilidade técnica e econômica de um empreendimento híbrido que seria construído visando o abastecimento energético da região e entorno.

Os meios pelos quais o trabalho será realizado constituem em uma densa pesquisa bibliográfica e documental. Essa última engloba levantamento documental e digital de informações relativas ao empreendimento e necessárias a avaliação tanto técnica quanto econômica. Serão coletados dados relativos também às condições hidrológicas, de vazão e níveis de irradiância solar do local afim de se projetar a capacidade de geração de energia. A pesquisa documental não recebe um tratamento analítico, sendo exemplos as cartas, memorandos, ofícios, entre outros (GIL, 2002).

No que tange a forma pela qual se desenvolverá o estudo, uma extensa busca bibliográfica será feita com base em manuais de engenharia, periódicos, livros, artigos, jornais, estudos de casos semelhantes, etc. A pesquisa bibliográfica é de extrema importância para o desenvolvimento textual da pesquisa. Por meio dela, definições acerca do Setor Elétrico Brasileiro e a importância de suas instituições são trazidas com o objetivo de contextualizar o tema escolhido. Ademais, referências bibliográficas baseadas em artigos científicos e livros trouxeram também informações importantes acerca das fontes energéticas e seu potencial elétrico. Assim como a definição a respeito das conceituações sobre empreendimentos híbridos e de que forma a literatura trata cada um desses.

Na primeira parte do trabalho foi realizada uma pesquisa bibliográfica a fim de explorar e descrever todos os assuntos que serão utilizados para realizar o estudo técnico e de viabilidade econômica e financeira do caso em questão. Em seguida, foi feito um levantamento de dados para realização do estudo de caso.

Na segunda etapa do trabalho, foram realizadas as análises a partir dos dados levantados na primeira parte. Para a PCH foi feito um compilado de simulações de perfis horários de geração, com a elaboração de gráficos e tabelas para uma melhor visualização dos resultados. Para a UFV foi feita a simulação de uma usina no software PVSyst para se obter sua expectativa

geração média. Em seguida foi realizada uma avaliação integrada das duas usinas operando como um sistema híbrido de energia.

Após as análises de geração de energia, foi realizado um estudo econômico, a partir do levantamento de custos de implantação de cada usina e levando em consideração três cenários diferentes

O estudo econômico consistiu em analisar alguns indicadores financeiros, como o Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Payback. O cálculo de cada um desses indicadores permitiu estimar o retorno do investimento assim como o prazo de recuperação.

A realização dessa análise possibilita o entendimento dentro de um cenário de médio prazo da viabilidade econômica e ganhos e/ou perdas de empreendimento de tal envergadura.

## 4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 4.1 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

A produção de energia elétrica pode vir de diferentes fontes de energia, renováveis e não renováveis, primárias ou secundárias. Uma fonte de energia é considerada renovável quando sua taxa de consumo é inferior à taxa de recomposição do recurso energético, considerando a escala de tempo do consumo. Dessa forma, as fontes de energia não renováveis são aquelas que não são recompostas pela natureza no tempo compatível ao seu consumo (GOLDEMBERG; LUCON, 2012).

A geração elétrica mundial ainda provém, em sua maioria, de fontes não renováveis, como pode ser visto na Figura 1. Estima-se que pouco mais de 73% foram oriundos de fontes que não se renovam. Dos quase 27% provenientes de fontes renováveis, a energia hidráulica representa 16,1%, 2,4% vem da biomassa e 8,2% são das fontes solar, eólica, geotérmica, maré e outros (EPE, 2022).

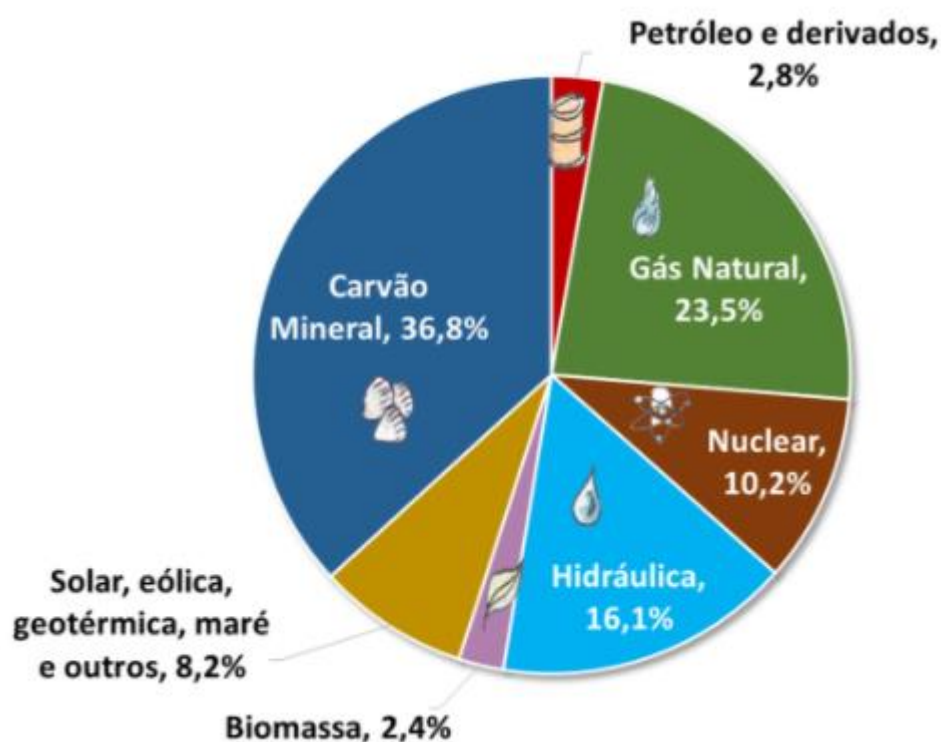


Figura 1 - Matriz Elétrica Mundial 2019

Fonte: EPE (2022)

Já no Brasil, a matriz elétrica é, na sua maioria, renovável. A demanda de energia elétrica é suprida, principalmente, pela hidroeletricidade, através das grandes usinas hidrelétricas. Atualmente, cerca de 57,3% da energia elétrica do país é fornecida por tal fonte, como mostrado na Figura 2. Essa concentração da matriz elétrica de um país em uma fonte apenas, torna a segurança energética do sistema elétrico mais frágil e vulnerável.

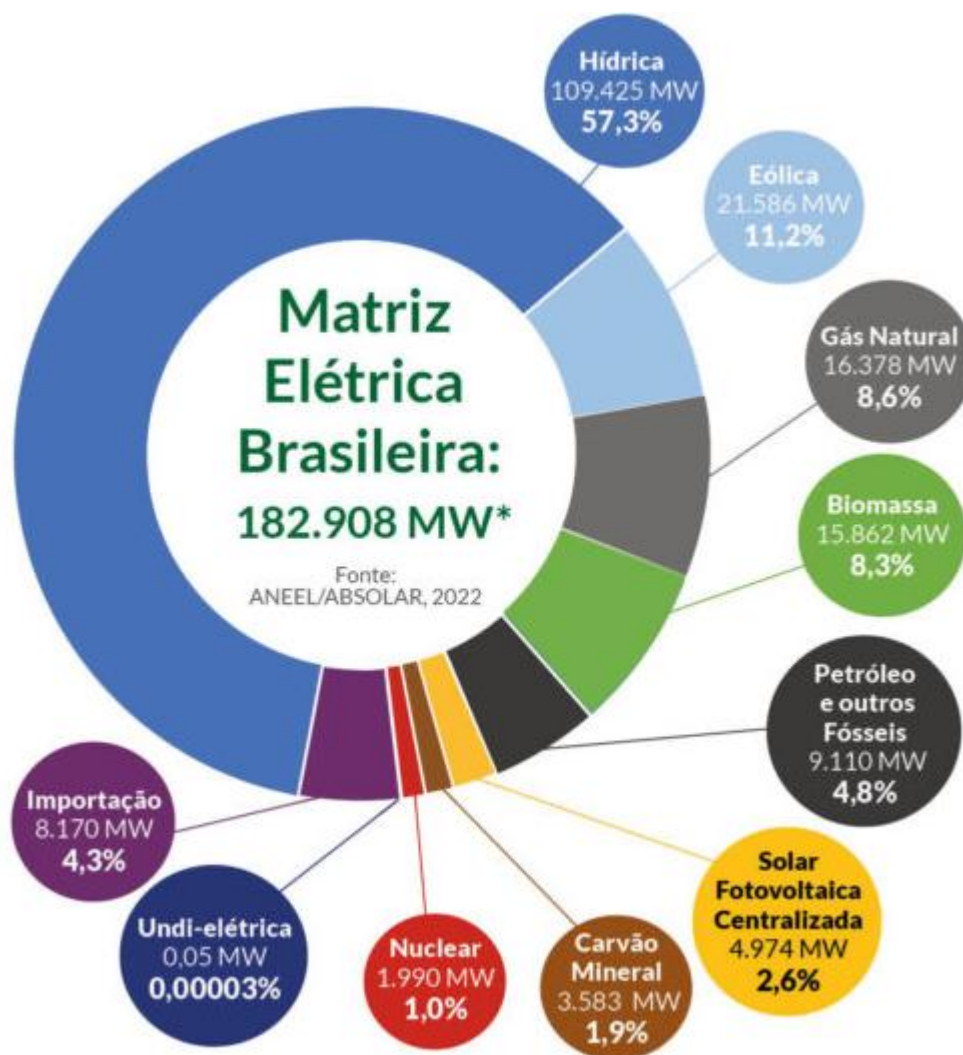


Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira

Fonte: ABSOLAR (2022)

De acordo com IEA (2016), entre 1973 e 2014 houve um crescimento da contribuição da hidroeletricidade no mundo, de 1,8% para 2,4%. Porém, essa contribuição apresentou uma redução considerável no Brasil, passando de 83,1% em 2006 para 61,9% em 2015, seguindo como referência a capacidade total instalada no Sistema Elétrico Brasileiro (EPE, 2011). Tal redução ocorreu, em parte, por falta de investimento na construção e implantação de novas

plantas e o agravamento de crises hídricas que levaram à diversificação da matriz elétrica brasileira com o uso de usinas térmicas alimentadas por combustíveis fósseis e biomassa (SANTOS et al., 2006; SOITO; FREITAS, 2011; JONG et al., 2013).

Por muito tempo, a produção de energia elétrica a partir de usinas hidroelétricas foi conhecida como uma fonte de produção limpa. Segundo Rudd et al. (1993), a partir da década de 90, surgiram evidências apontando que os reservatórios das usinas de grande porte eram potenciais emissores de gases do efeito estufa, produto da decomposição do material orgânico em sua bacia de acumulação. Os gases produzidos são, principalmente, o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ) e o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), que já comprovado, interagem com a radiação infravermelha na atmosfera, intensificando o efeito estufa (ROSA et al., 2004; DOS SANTOS et al., 2008).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050, ao inserir cada vez mais fontes de natureza intermitente, no caso fontes de energia renováveis como eólica e solar, a operação de usinas hidrelétricas se modifica e sua importância para a operação e segurança do sistema aumenta. Contudo, é necessário considerar o baixo crescimento da capacidade de armazenamento por hidrelétricas nos últimos anos e o fato de que a maior parte do potencial inventariado ainda não explorado está na Amazônia, região mais sensível do ponto de vista socioambiental e que é propensa a enfrentar mais dificuldades para a expansão de novos empreendimentos (MME, 2020).

Dentro desse contexto, observa-se que o futuro das fontes renováveis no Brasil é bastante promissor, reforçando a importância da concepção de sistemas híbridos, a fim de explorar as usinas hidrelétricas já existentes e otimizar o setor elétrico brasileiro.

## **4.2 USINAS HÍBRIDAS**

Fontes renováveis de energia, tais como a solar (fotovoltaica), eólica, hídrica (de pequeno e médio porte), ou biomassa, são exemplos reais para a geração de eletricidade. Porém, os custos de investimento para instalação de sistemas que aproveitam essas fontes são bastante elevados, sendo necessária uma boa caracterização dos recursos energéticos e da demanda elétrica, a fim de dimensionar os sistemas de geração que melhor atendam à necessidade de energia com o menor custo (PINHO et al., 2008).

Há locais onde mais de uma fonte renovável se destaca, podendo as mesmas, dependendo da aplicação, serem combinadas em um único sistema que, muitas vezes, mostra-se bem atrativo economicamente, além de confiável e flexível. Essa definição introduz o conceito de sistema híbrido de energia, ou simplesmente sistema híbrido (PINHO et al., 2008).

Um sistema híbrido de energia pode ser classificado como todo e qualquer sistema que aproveita a complementariedade dos padrões de geração de diferentes tecnologias de energia, sendo pelo menos uma fonte renovável, com o intuito de reduzir a variabilidade na geração das fontes intermitentes, otimizar a produção e distribuição de energia elétrica com menores custos a uma certa carga ou rede elétrica, que pode ser isolada ou interligada a outras redes, e fornecer um uso mais eficiente da infraestrutura de transmissão e do local disponível, a fim de diminuir os riscos de interrupção do fornecimento de energia (DALWADE et al., 2012).

Nas últimas três décadas inúmeros sistemas híbridos têm sido instalados ao redor do mundo, especialmente com o intuito de fornecer eletricidade para comunidades isoladas, para pequenos sistemas de bombeamento e dessalinização de água, refrigeração, etc.

Os primeiros sistemas híbridos foram implantados na década de 1970, provavelmente fruto da busca de uma alternativa energética frente à crise do petróleo de 1973. No momento atual, não há uma base de dados que informe o número de sistemas híbridos implantados e em funcionamento no mundo. Porém, sabe-se que dois sistemas pioneiros implantados na década supracitada foram o sistema híbrido eólico-diesel, instalado no ano de 1977 em Clayton, Novo México; e o sistema híbrido fotovoltaico-diesel, instalado no ano de 1978 na reserva indígena Papago, Arizona (PINHO et al., 2008; QUINLAN, 1996; NELSON et al., 2002).

No Brasil há uma enorme disponibilidade de recursos energéticos naturais e, com isso, um alto potencial para empreendimentos de energia híbrida. Empreendimentos de sistemas híbridos já são uma realidade no território brasileiro, cuja maioria está localizada na região Norte do país, fornecendo energia para regiões isoladas. Nos dias de hoje, existem muitos Sistemas Isolados compostos, em sua maioria, por termelétricas a óleo diesel, em que as fontes de energia eólica e/ou solar são utilizadas com o objetivo de diminuir os custos com o óleo diesel (PINHO et al., 2008).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elaborou a nota técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0, em que foram propostas quatro tipologias, representadas na Figura 3, que descrevem os diferentes tipos de integração entre fontes energéticas possíveis.

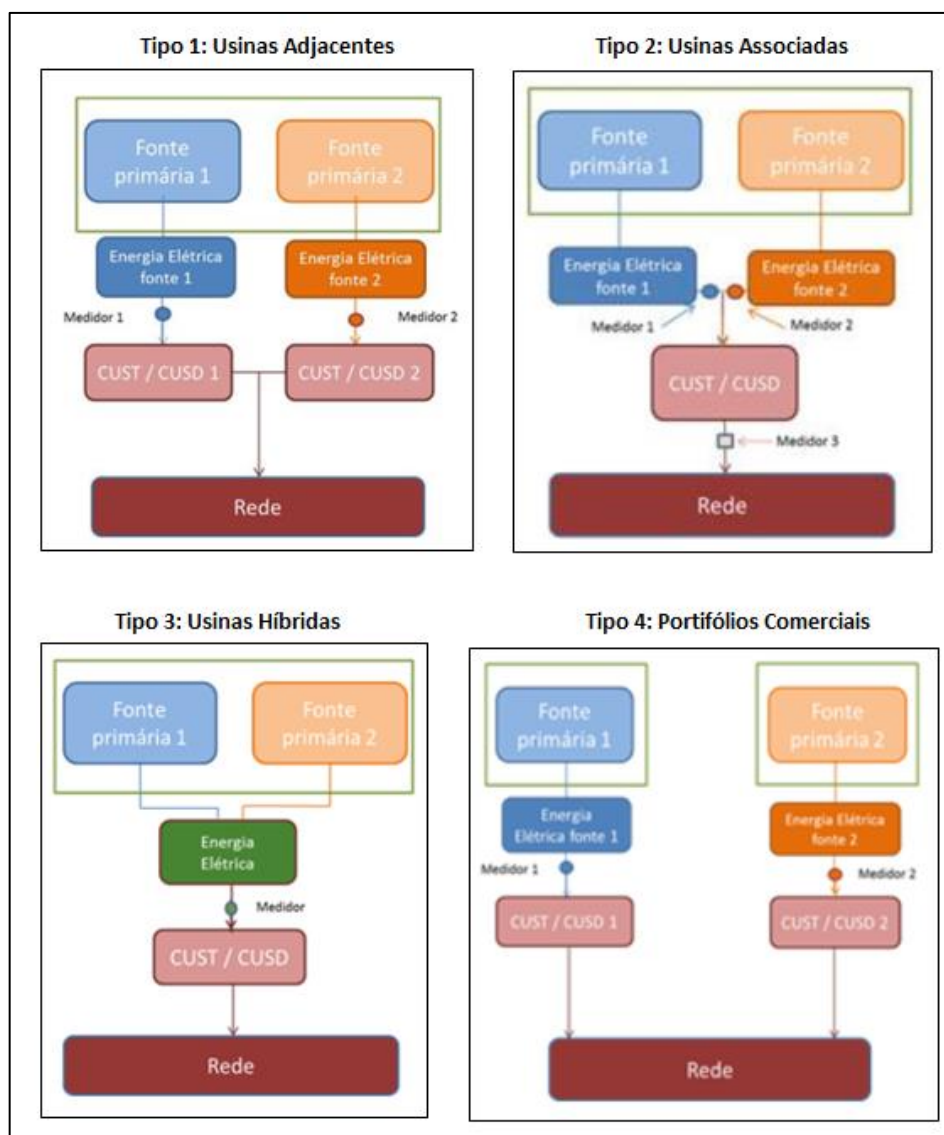


Figura 3 - Tipologias de arranjos de usinas

(Fonte: EPE, 2018)

**Tipo 1:** Usinas adjacentes: basicamente são aquelas construídas próximas entre si, podendo inclusive utilizar o mesmo terreno e compartilhar instalações de interesse restrito. Do ponto de vista de conexão, cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede (Rede Básica ou de Distribuição) compatível com a sua potência instalada, conforme as regras vigentes.

**Tipo 2:** Usinas associadas: similares às adjacentes, porém com um nível maior de integração: duas (ou mais) usinas de fontes energéticas que, além de estarem próximas (podendo utilizar o mesmo terreno), compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição.



**Tipo 3:** Usinas Híbridas: identifica-se como usinas híbridas *strictu sensu* aquelas em que as fontes se combinem ainda no processo de produção de energia elétrica, não sendo possível sequer distinguir qual fonte primária foi responsável por que parte da geração de energia elétrica.

**Tipo 4:** Portfólios Comerciais: a composição de portfólios comerciais de projetos de diferentes fontes se distingue das categorias anteriores por não envolver, necessariamente, qualquer proximidade física ou compartilhamento de equipamentos.

Usinas adjacentes, associadas e portfólios comerciais são classificadas como usinas distintas e não propriamente híbridas, levando em consideração que suas fontes energéticas não compartilham os equipamentos de geração e produzem energia independentemente uma da outra. Contudo, no conceito *latu sensu* de usinas híbridas encontrado na literatura, a que melhor se encaixa em termos de conceituação é a tipologia de usinas associadas, que apresentam ser o tipo de integração de fontes mais explorada (GUIMARÃES et al., 2021).

No Brasil, devido à grande extensão de seu território e à variedade climática e geográfica, os recursos energéticos são otimizados a partir da complementariedade energética presente entre si, ou seja, a combinação entre os subsistemas é baseado na complementariedade sazonal, ou espacial, das disponibilidades energéticas ao longo do território brasileiro, de maneira que a intermitência das fontes seja mitigada ao se introduzir ocasional excedente de geração com o objetivo de compensar diminuições na geração de um determinado local (PINHO et al., 2012).

O Quadro 1 apresenta exemplos de sistemas híbridos referidos na literatura, com suas respectivas sinergias e complementariedades.

Quadro 1 - Sinergia e complementaridade em diferentes arranjos de sistemas híbridos de energia

Arranjo de fontes em sistemas híbridos	Sinergia e complementaridade entre as fontes
Energia hídrica, eólica e/ou solar	A otimização do uso de recursos hídricos pode ser feita a partir de projetos de um parque híbrido fotovoltaico-hidráulico com reservatório, em que as gerações solar e eólica funcionam como um complemento para períodos longos de seca, além de serem armazenadas na configuração de energia potencial no reservatório, o que minimizaria a utilização da energia nos reservatórios. Por sua vez, a energia hidráulica, que promove uma energia mais confiável, complementa e suaviza as oscilações na geração da energia solar e eólica nos períodos chuvosos.
Energia a diesel, eólica e/ou solar	A junção da energia eólica ou fotovoltaica a geradores de energia a diesel funciona como uma compensação dos custos relacionados à transposição do diesel, que representa um fator de economia para locais isolados, e uma solução para diminuir a poluição devido ao transporte do combustível. O grupo gerador diesel assegura a invariabilidade e estabilidade da energia gerada a partir do recurso eólico ou solar, e assim garante o atendimento à demanda da carga com uma maior eficiência. São os sistemas mais implantados mundialmente.
Energia solar concentrada (CSP) e solar fotovoltaica	O aproveitamento do recurso solar pode ser otimizado a partir da hibridização entre as tecnologias CSP e PV. As plantas CSP são capazes de gerar energia despachável pois, devido ao sistema de armazenamento, continuam a produzir energia mesmo sem a presença do sol. Portanto, a partir de ajustes no despacho de energia, durante o dia há produção de energia somente com o sistema PV enquanto toda a energia térmica é armazenada para ser utilizada nos outros horários, ou quando a produção da planta PV não for capaz de atender a carga.
Energia solar concentrada (CSP) e biomassa	A complementaridade da hibridização da energia solar térmica com a biomassa é tanto sazonal quanto diurna. Durante o dia, a planta CSP atua enquanto a matéria-prima é queimada como um combustível complementar para que se alcance uma geração de energia constante, logo, a demanda de biomassa diminui, aumentando a segurança do sistema.
Energia eólica e solar fotovoltaica	A complementaridade entre o recurso eólico e solar permite que o aproveitamento energético aconteça ao longo de todo o ano. Enquanto do início da manhã até o pôr-do-sol prevalece a geração fotovoltaica, a velocidade dos ventos permanece maior durante a noite e de madrugada, instantes em que a taxa de radiação é nula
Energia geotérmica e fotovoltaica	Há várias configurações para este tipo de hibridização, as principais envolvem o pré-aquecimento solar, em que a energia solar é utilizada a fim de pré-aquecer a salmoura ou demais fluidos, e o superaquecimento solar, na qual a energia solar é usada para superaquecer o fluido de trabalho do ciclo de energia geotérmica.

(Fonte: GUIMARÃES, 2021)

Observando as tipologias descritas anteriormente, é possível identificar diversos benefícios que podem servir de incentivo para o desenvolvimento de projetos com integração de diferentes fontes para produção de energia elétrica.

A combinação de fontes possibilita um maior uso da capacidade disponível do sistema de transmissão e distribuição. Algumas das principais fontes renováveis possuem a característica de que sua geração é variável ou incerta no tempo e, assim, não controlável. Usinas hidrelétricas e termelétricas a biomassa de bagaço de cana, por exemplo, apresentam variações sazonais em sua geração. Por outro lado, eólicas e solares apresentam, adicionalmente, variabilidade em tempos mais curtos, com flutuações intra-horárias e até mesmo de segundos, no caso das fotovoltaicas. Assim, nos momentos em que a geração é nula ou reduzida, pode haver capacidade ociosa do sistema de transmissão. Com isso, quando há complementariedade da geração entre fontes, seria possível mitigar tal ociosidade (EPE, 2018).

Outros benefícios relacionados à combinação das fontes são a otimização do uso da área disponível, sinergias operativas e de logística e planejamento de implantação, compartilhamento de equipamentos do sistema de interesse restrito e de geração (EPE, 2018).

Porém, apesar de haver diversas vantagens ao combinar duas fontes de energias renováveis, há também algumas limitações físicas e operativas. Nas usinas associadas, por exemplo, como há subdimensionamento de equipamentos e de montantes de uso da rede, quando houver situações de elevada produção simultânea de energia, haverá a necessidade de corte de geração. Para usinas híbridas, como a combinação de fontes se dá antes ou na etapa de conversão de energia primária em elétrica, pode-se dizer que não há corte de energia elétrica, mas sub-aproveitamento das fontes primárias sempre que a disponibilidade dos recursos (velocidade do vento, vazão dos rios, irradiação, etc.) combinados supere a capacidade de produção de energia elétrica (EPE, 2018).

#### **4.2.1 Regulamentação de Usinas Híbridas ou Associadas**

Em 2020, a Agência Nacional de Energia Elétrica objetivando estudar aprimoramentos necessários na regulação vigente à época, concebeu uma Análise de Impacto Regulatório<sup>1</sup> (AIR). O objetivo do AIR foi estudar impactos de alternativas regulatórias da inserção de usinas híbridas e associadas na matriz brasileira, principalmente no que diz respeito aos procedimentos

---

<sup>1</sup> Estudo divulgado no documento AIR nº 002/2020-SRG-SRT-SCG-SGT/ANEEL (ANEEL,2020).

e requisitos para obtenção de outorgas de geração, além dos possíveis meios de contratação para comercialização da produção de energia.

Visando atender o problema definido como dificuldades para implantação e tratamento pelo setor elétrico de usinas híbridas e associadas, foram traçados objetivos que buscavam solucionar o problema, focados principalmente em comercialização e contratação de energia. Tratando de usinas novas, o entendimento proveniente do AIR citado foi da necessidade de incluir novas configurações de geração, propostas pelos agentes via consulta pública, com o intuito de melhor aproveitar a rede de transmissão, desde que não exista repasse de custos aos demais usuários do sistema.

Em dezembro de 2021 foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 954, de 2021, estabelecendo o tratamento regulatório para implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Ela define a UGH como uma instalação para produção de energia elétrica a partir de diferentes tecnologias de geração, podendo ter medições distintas ou não por tecnologia de geração, objeto de outorga única (ANEEL, 2021).

Outra mudança trazida pela REN 954, de 2021, foi a alteração na redação da REN 876, de 2020, que trata dos requisitos e procedimentos para requerimento de outorga para as fontes eólica, térmica e fotovoltaica, adicionando UGH como uma nova categoria de usina. Assim, ficou definido que para usinas híbridas, as fontes de geração a serem consideradas no ato de outorga irão corresponder à potência instalada de cada tecnologia de geração, devendo cada uma ser superior a 5.000 kW (ANEEL, 2021).

Adicionalmente, a REN 954, de 2021, trouxe para UGHs a possibilidade de contratar o MUST com valor declarado pelo usuário, devendo estar dentro dos limites estabelecidos pela faixa de potência definida na outorga (ANEEL, 2021). A flexibilização no valor contratado do MUST permite às usinas híbridas aproveitarem melhor a sinergia entre as tecnologias de geração, objetivando um menor custo para implantação do sistema de transmissão, consequentemente, onerando menos o investimento total do empreendimento.

#### **4.2.2 Experiências Internacionais de Usinas Híbridas**

A experiência internacional mostra um amplo leque de possibilidades para a utilização de modelos híbridos em usinas, apresentando aplicações para os mais diversos cenários. Em sistemas isolados, por exemplo, a hibridização da usina com uma fonte renovável associada a uma fóssil é capaz de melhorar a qualidade do fornecimento, redução de custos e uma geração com menos emissões de poluentes. Quando se trata de sistemas complexos e maiores, existem

ainda mais vantagens, como o uso otimizado da capacidade da rede de transmissão por parte das usinas, um melhor aproveitamento de terrenos, além de uma construção e manutenção com ganhos sinérgicos (EPE, 2018).

Tratando de exemplos, a Índia é um grande interessado no modelo híbrido de usinas, o país aprofundou o trabalho no tema durante a última década, estabelecendo como meta para 2022 atingir 175 GW de potência instalada em energias renováveis, destes sendo 100 GW de fonte eólica e 60 GW de solar. O território indiano possui limitações de terrenos com recursos adequados à geração de energia por fontes renováveis, além de problemas fundiários também relacionados com a infraestrutura dos sistemas de transmissão e distribuição. Dadas as limitações do país, as usinas híbridas vieram como alternativa viável em ampliar a oferta de energia renovável e conseguir otimizar o uso dos limitados terrenos e sua infraestrutura de escoamento da geração (EPE, 2018).

No ano de 2016, a Índia produziu via consulta pública, um esboço de sua política de geração híbrida, o qual foi transformado dois anos depois em uma política nacional de geração híbrida eólico fotovoltaica, agora com uma base regulatória e incentivos para modelos de usinas híbridas. Após isso, ocorreu o primeiro ensaio para contratação de até 2.500 MW provenientes de projetos hibridizados, porém o certame não obteve interessados, os empreendedores alegaram que o preço teto não era realista em vista das incertezas que cercavam a implementação de usinas híbridas. Ainda em 2018, houve mais uma tentativa de contratação, o certame contou com alterações baseadas no leilão anterior, passando para demanda de 1.200 MW e uma elevação do preço teto. Assim, houve contratação de 860 MW por parte de duas empresas, com as tarifas próximas ao preço teto de 38 dólares por MWh (EPE, 2018).

Em 2019 houve outro leilão, também para contratação de 1.200 MW, porém o resultado foi bem semelhante, foram contratados apenas 900 MW por duas empresas, com um preço bem próximo do teto. Agentes do setor alegaram que as baixas tarifas não são suficientes para atrair investidores, o que explica a dificuldade encontrada pelo governo da Índia em atender a demanda ofertada em todos os leilões realizados (EPE, 2018).

Na Austrália, a Agência Australiana de Energia Renováveis financiou pesquisas que visavam avaliar o custo-benefício de construção de usinas solares e eólicas, tanto para casos em que se trata de hibridização de projetos eólicos já existentes e casos em que a usina já será concebida como híbrida. Os estudos concluíram que o investimento sofreria reduções de custos entre 3% e 13% para a construção de uma usina fotovoltaica junto de uma eólica comparado a uma fotovoltaica isolada. Já para operação e manutenção, a redução dos custos mostrou ser entre 3% e 16% (EPE, 2018).

Outro ponto avaliado nos estudos foi o *curtailment*<sup>2</sup> para fotovoltaicas construídas em plantas eólicas já existentes, sendo averiguado que não existe uma relação entre potência fotovoltaica adicionada e *curtailment*. Localidades onde a ocorrência de ventos diurnos é alta, coincidindo com a geração solar, mostraram-se menos sujeitas ao *curtailment* que locais de ventos mais noturnos, tudo isso devido à fatores de capacidade menores e capacidade ociosa da rede, norteando a questão do *curtailment* crucial no desenvolvimento dos novos projetos híbridos (EPE, 2018).

Em 2017, foi anunciada uma usina híbrida com potência combinada de 60,2 MW, sendo 15 MW de fotovoltaica, 43,2 MW de eólica e 2 MW de baterias com tecnologia íon-lítio. O projeto teve sua capacidade de escoamento definida de 50 MW, com *curtailment* entre 2% e 3%, o que vai ser um teste para a operação conjunta das fontes da usina com a bateria, área que possui mais incertezas pois ainda carece de testes e estudos (EPE, 2018).

Em outros casos, como no Reino Unido, tem-se o exemplo de uma planta eólica de 8,4 MW, localizada no País de Gales, que recebeu mais 5 MW de fonte solar, operando dessa forma híbrida desde 2016. A empresa relata um bom desempenho e que as fontes são bem complementares, não havendo problemas com *curtailment*. Criado em 2002 no Reino Unido, o programa de energias renováveis Renewable Obligation subsidiava projetos como o do exemplo. Porém, em 2017 ele foi descontinuado, reduzindo a competitividade de empreendimentos fotovoltaicos, deixando inviável economicamente a hibridização de usinas (EPE, 2018).

Nos Estados Unidos, no ano de 2017 em Minnesota, foi anunciada a construção de 1 MW de fonte solar em uma planta eólica já existente de 4,6 MW. A empresa dona do projeto e a distribuidora local tiveram um impasse relativo à precificação da energia gerada nessa usina híbrida, o que ocasionou em judicialização da causa (EPE, 2018).

No estado de Nevada, existe uma usina híbrida unindo as fontes geotérmica de 33 MW, fotovoltaica de 27 MW e solar térmica com 2 MW. Porém, diferente do caso de Minnesota, a empresa que vende a energia opera um monopólio no modelo verticalizado, não enfrentando problemas de precificação da energia gerada com outros agentes, facilitando a questão comercial da operação (EPE, 2018).

---

<sup>2</sup> *Curtilment* é a manobra feita pelo gerador para que a potência instalada injetada na rede não exceda a máxima suportada para aquele sistema. Usualmente feito com equipamentos de proteção que limitam a potência da usina no valor contratado do sistema de transmissão (EPE, 2018).

Por ser um modelo de operação ainda bem recente, a hibridização de usinas possui desafios comerciais e regulatórios a serem superados, a grande maioria das unidades instaladas são recentes e não possuem uma capacidade de geração muito relevante para os seus sistemas, pois estão funcionando com a função de projeto piloto para testes comerciais e marcos regulatórios. Em sua maioria, essas usinas híbridas usam as fontes eólica e solar, em alguns casos também aliados ao uso de baterias, o que termina adicionando complexidade aos projetos em mais esferas além do regulatório e comercial, como também ambiental.

### **4.2.3 Projeções Futuras Para Expansão Da Oferta**

Em cenário nacional a hibridização das usinas é abordada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), principalmente para as fontes eólica e solar como recurso disponível para expansão da oferta, buscando atender a demanda nacional ao investir em aplicações regionais focadas em aproveitar os recursos nas variadas localidades do país e também vir a compartilhar o montante de uso da rede de transmissão. O PDE 2030 também projeta uma curva de carga horária e a existente sinergia entre as fontes renováveis variáveis e a demanda, mostrando como cada uma contribui para o atendimento.

O PDE 2030 aponta que as fontes renováveis, em especial eólica e solar, por conta da sua maior competitividade econômica, são as tecnologias que mais possuem capacidade de expandir a oferta de energia elétrica no país, tendência já observada nos últimos anos, seja nos leilões do ambiente regulado ou mesmo na crescente participação no ambiente livre. Mesmo que a expansão da oferta mostre um indicativo de aumento das usinas termelétricas a gás natural, é esperado um grande crescimento da capacidade instalada de fontes renováveis na geração centralizada, saltando dos atuais 24% para 33% em uma década, conforme mostra a Figura 4 (PDE 2030).

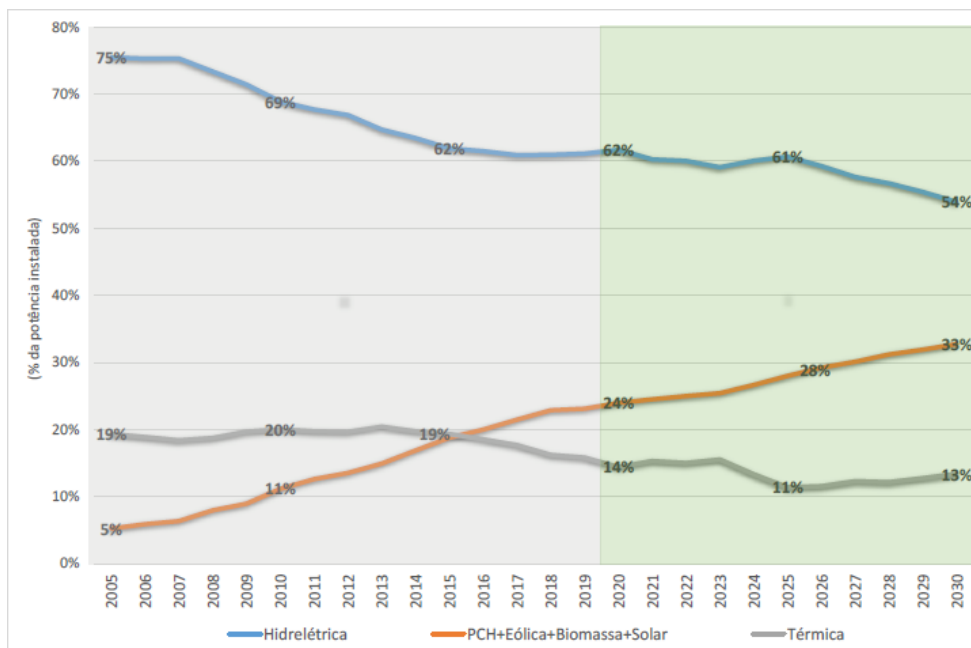


Figura 4 - Participação das fontes na capacidade instalada da geração compartilhada

Fonte: PDE (2030)

O Balanço Energético Nacional 2020 (BEN 2020) aponta um crescimento expressivo da tecnologia solar, seja ela geração centralizada ou distribuída, apresentando uma escalada de 61,5% frente ao ano de 2019. O PDE 2030 evidencia esse grande potencial para expansão da oferta, apontando a previsão de que a capacidade instalada da fonte para usinas de geração centralizadas solar passe dos atuais 3,1 GW para 8,4 GW em dez anos, mostrada na Figura 5.

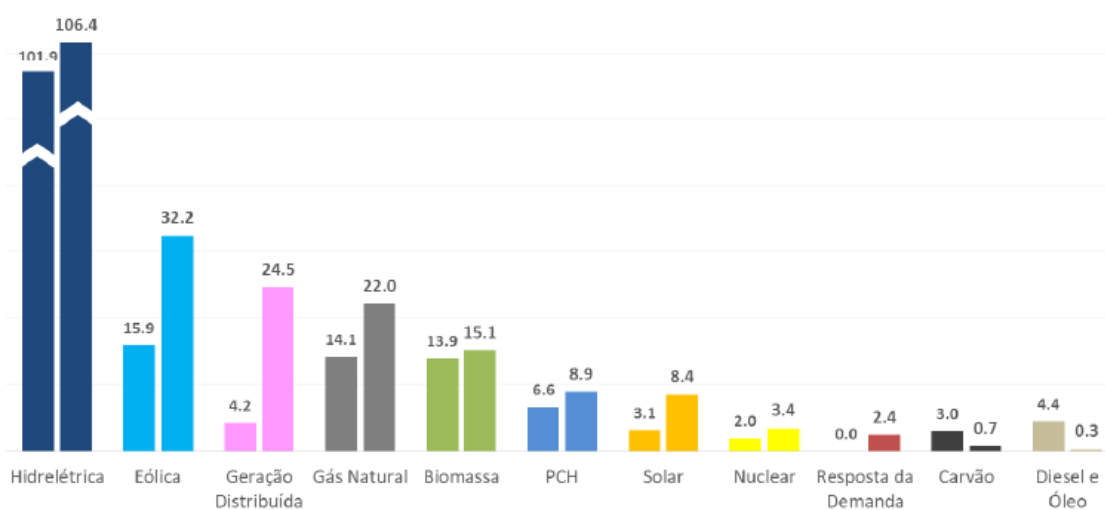


Figura 5 - Variação da matriz elétrica em capacidade instalada entre 2020 e 2030

Fonte: PDE (2030)



O PDE 2030 também trata PCHs e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) como um potencial a ser explorado, evidenciando a grande oferta desses empreendimentos que ainda não foram aproveitados e citando os benefícios sinérgicos com as demais fontes renováveis da matriz brasileira, considerando sua flexibilidade operativa como vantagem visto a implantação do preço horário da energia elétrica (PDE 2030).

### **4.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL**

O Decreto nº 5.163, de 2004, regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e autorizações no país. O artigo 1º do referido Decreto estabelece que a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica e consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), ocorrerá nos Ambientes de Contratação Regulado e Livre.

Os agentes definidos no artigo 1º do Decreto 5.163/2004 podem ser geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores. As Concessionárias Distribuidoras são os agentes distribuidores, empresas que atendem à demanda de energia elétrica dos consumidores cativos. Para os agentes de geração tem-se as Concessionárias de Serviço Público de Geração como empresas geradoras de energia em poder público, os Produtores Independentes como agentes portadores de concessão, autorização ou permissão para gerar energia destinada à comercialização e, por fim, os agentes Autoprodutores, que produzem a energia exclusivamente destinada a seu uso.

Entre os agentes de comercialização tem-se os Importadores e Exportadores de energia e as empresas Comercializadoras, que podem tanto comprar ou vender contratos de energia quanto representar outros agentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Outros agentes de comercialização são as empresas Varejistas, que são responsáveis por unidades consumidoras e geradoras que possam vir a representar na CCEE e também têm os Consumidores Livres e Especiais, aqueles que por atender a demanda mínima estabelecida na legislação podem escolher o seu fornecedor de energia livremente, participando assim do mercado de comercialização (CCEE, 2021).

Para os agentes consumidores tem-se os cativos, definidos por serem supridos pela empresa distribuidora de sua localidade de concessão, os consumidores livres, que podem escolher seu fornecedor de energia por meio da livre negociação e os consumidores especiais, caracterizados por uma demanda entre 500 kW e 1,5 MW, possuindo o direito de contratar energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas ou de outras fontes incentivadas especiais, como eólica, biomassa ou solar.

A CCEE é responsável por viabilizar as atividades de comercialização de energia elétrica no Brasil, implantando e divulgando regras e procedimentos necessários para que ocorra a compra e venda de energia. Também é responsável por gerir os contratos nos ambientes livre e regulado, realizar leilões de compra e venda de energia e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados. Outra função da CCEE é ser um espaço para discussão de ideias e políticas direcionadas ao desenvolvimento do mercado, sendo o intermediador entre as partes interessadas, além de apurar infrações de mercados que possam a vir ser cometidas pelos agentes (CCEE, 2021).

#### **4.3.1 Ambiente de Comercialização Regulado**

O Decreto no 5.163/2004 define, no inciso I do §2º, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) como segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação. A contratação é feita por meio de leilões de energia, com preços partindo de um teto definido pela ANEEL e alterando-se de maneira decrescente, alcançando um deságio em relação ao valor inicialmente determinado. As distribuidoras contratam energia nos leilões do ACR, nos quais podem ser contratados 100% da demanda de seu mercado cativo.

Tratando de geração, existem os leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas, de Energia Existente e Energia de Reserva, conforme mostra a Figura 6. No Leilão de Energia Nova é realizada a negociação de energia proveniente de novos empreendimentos, sendo firmados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Quanto aos empreendimentos, podem ser nas modalidades A-3, A-4, A-5 e A-6, o que indica a entrega da energia contratada a partir do terceiro, quarto, quinto ou sexto ano, a contar da realização do leilão, respectivamente.

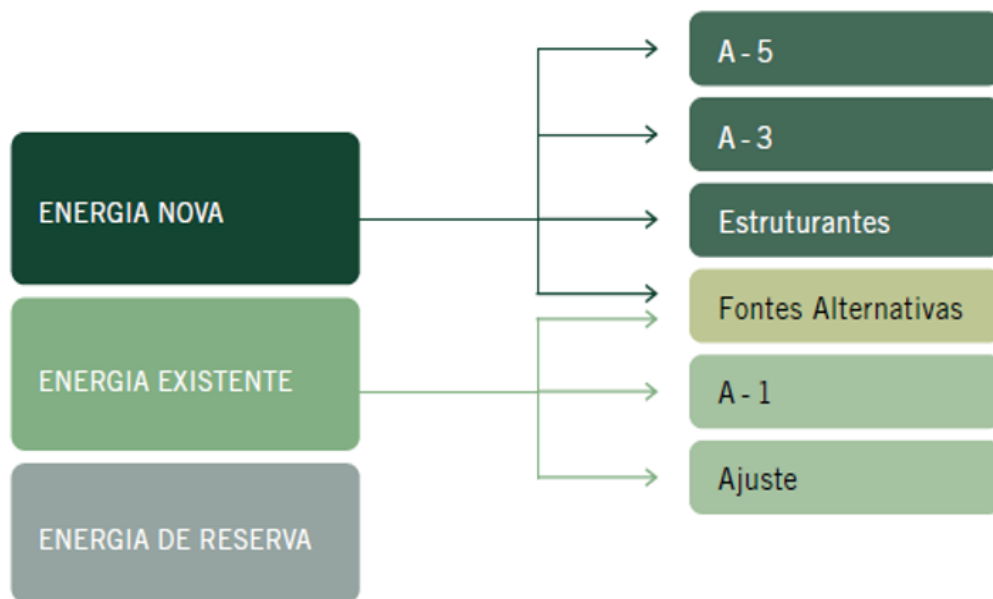


Figura 6 - Tipos de Leilão de Energia Elétrica

Fonte: aula leilões Professora Paula

O leilão de Fontes Alternativas visa a contratação de energia advinda de empreendimentos de PCH ou fontes como eólica e biomassa, podendo ocorrer com antecedência de um a cinco anos. Os leilões de Energia Existente realizam a contratação de energia provenientes de empreendimentos já implantados, sendo comuns a leilões de ajuste da oferta e ocorrendo com a antecedência de um ano (CCEE, 2021).

Leilões de Energia de Reserva são destinados a segurança de fornecimento do SIN, sendo os empreendimentos contratados para complementar a oferta já disponível do ACR. O Encargo de Energia de Reserva (EER) é oriundo desse processo de contratação e é cobrado de todos os usuários do SIN (CCEE, 2021).

#### 4.3.2 Ambiente de Comercialização Livre

Fora do ambiente regulado, no Ambiente de Contratação Livre (ACL) são realizadas negociações bilaterais entre os agentes participantes, sendo eles as geradoras de energia do serviço público, autoprodutores, produtor independente, comercializadoras e os consumidores livres e especiais. Nesse ambiente compradores e vendedores negociam livremente seus contratos de energia elétrica, de maneira bilateral e mediados pela CCEE (CCEE, 2021).

## 4.4 PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE UM PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA

### 4.4.1 Fluxo de Caixa (FC)

Segundo Assaf Neto (2014), o fluxo de caixa expressa a diferença entre as receitas de caixa e as despesas, bem como o conhecimento das entradas e saídas financeiras. Desse modo, o fluxo de caixa é uma ferramenta que possibilita a projeção do saldo em determinado momento, subsidiando uma melhor avaliação da decisão de investimento em um dado empreendimento por sua capacidade de gerar caixa.

### 4.4.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é definida pela menor taxa de desconto capaz de tornar aquele investimento atrativo, levando em consideração variáveis como os riscos envolvidos, o período do investimento e a taxa de desconto do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), por ser a taxa que norteia as demais taxas de juros do país (SOUZA, 2016). Segundo Assaf Neto (2014), a SELIC é aceita na economia como uma taxa livre de risco por sua natureza de operar títulos públicos, o que a torna referência para formação das taxas de juros do mercado.

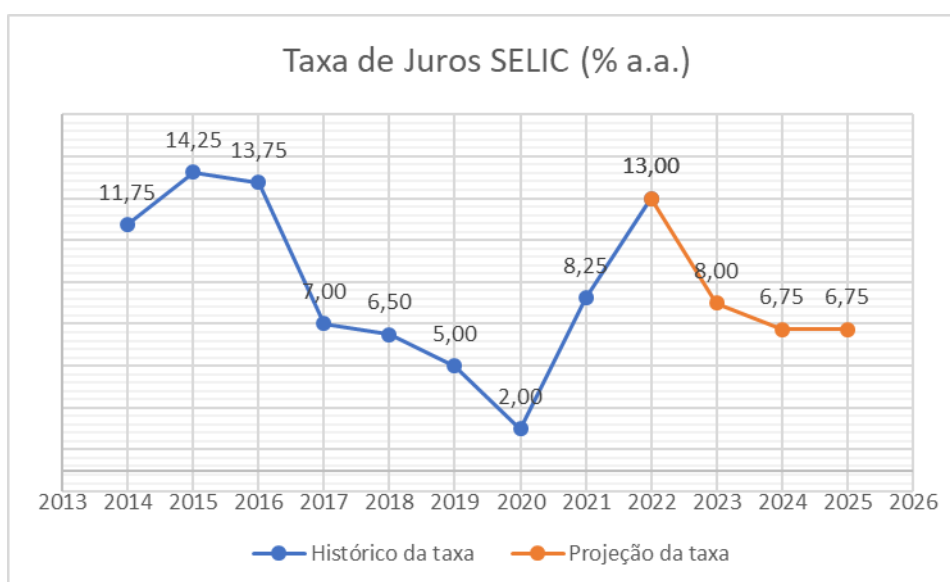


Figura 7 - Histórico da taxa SELIC e projeção do mercado para os próximos anos

Fonte: Adaptado de Banco Central

Analisando a Figura 7, pode-se observar que nos últimos anos a SELIC apresentou uma redução significativa até o ano de 2020, passando a mostrar crescimento muito forte. Segundo as projeções mais atuais do mercado constantes no Boletim Focus, a expectativa é que ela esteja em 13% ao fim do ano de 2022 e enviesando para uma redução de alguns pontos percentuais para o ano de 2023, encontrando um patamar de possível estabilização para os anos de 2024 e 2025 (BANCO CENTRAL, 2022).

#### 4.4.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa de juros que iguala em um dado momento os valores presentes das entradas com os das saídas previstas. O método do TIR mostra a rentabilidade ao considerar o valor do investimento no tempo, por meio de uma taxa de juros equivalente (ASSAF NETO, 2012).

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j}$$

(1)

Onde:

$FC_0$  é o valor do fluxo de caixa no momento zero;

$FC_j$  são os fluxos previstos de entrada e saída em cada período;

$i$  é a taxa de desconto que iguala em determinada data as entradas e saídas previstas.

A TIR é utilizada da seguinte maneira, quando seu valor supera a TMA determinada inicialmente para o investimento, indica que a rentabilidade será acima da desejada, sendo assim economicamente viável, caso contrário o investimento é indesejado (ASSAF NETO, 2014).

#### 4.4.4 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente líquido (VPL) consiste em um método que demonstra o resultado econômico do investimento na referência da data zero, ao descontar os fluxos de entrada e saída por uma taxa de desconto, no caso a TMA, calculando a diferença entre o valor presente dos benefícios previstos e o valor presente do fluxo de caixa inicial (ASSAF NETO, 2012).

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0$$

(2)

Onde:

$FC_0$  é o valor do fluxo de caixa no momento zero;

$FC_j$  são os fluxos previstos de entrada e saída em cada período;

$i$  é a taxa de desconto.

Um VPL maior que zero demonstra que o investimento vai apresentar uma taxa de rentabilidade superior ao desconto adotado no cálculo do indicador, demonstrando a atratividade econômica para aquela aplicação, e quando o VPL for menor que zero, demonstra que o investimento não se mostra viável para a taxa de desconto associada (ASSAF NETO, 2012).

Quando se trata de valores nulos para o VPL, tem-se o retorno do investimento na TMA adotada e ao comparar diferentes alternativas em que o VPL apresentou um valor positivo, a melhor decisão de investimento será a que apresentar o maior valor para o método, pois indica uma rentabilidade superior.

#### 4.4.5 Pay-Back

O *Payback* é definido como o período necessário para que o capital investido possa ser recuperado por meio dos benefícios incrementais daquele investimento. O tempo de retorno pode ser definido de duas maneiras, *Payback* simples, que não considera a taxa de juros e o *Payback* descontado, que considera a taxa de juros e mostra-se mais adequado para grandes projetos, minimizando os riscos em um cenário de análise mais longa. (SOUZA, 2016).

A viabilidade econômica é obtida quando ao comparar o tempo previsto de *Payback*, adotando a TMA no caso do descontado, o retorno do investimento apresenta compatibilidade com o tempo estabelecido como padrão naquele modelo de negócio. Um *Payback* maior que o desejado é indicativo que o investimento não traz o efetivo retorno esperado (ASSAF NETO, 2014).

## 4.5 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

As usinas geradoras de fonte hidráulica, também conhecidas como de geração hidrelétrica, são aquelas que aproveitam a vazão de um curso d'água juntamente com o desnível do relevo, convertendo a energia potencial contida na água em energia elétrica por meio de turbinas e geradores. O arranjo da usina é composto por algumas estruturas, sendo elas a barragem, sistema de captação de água, casa de força e vertedouro.

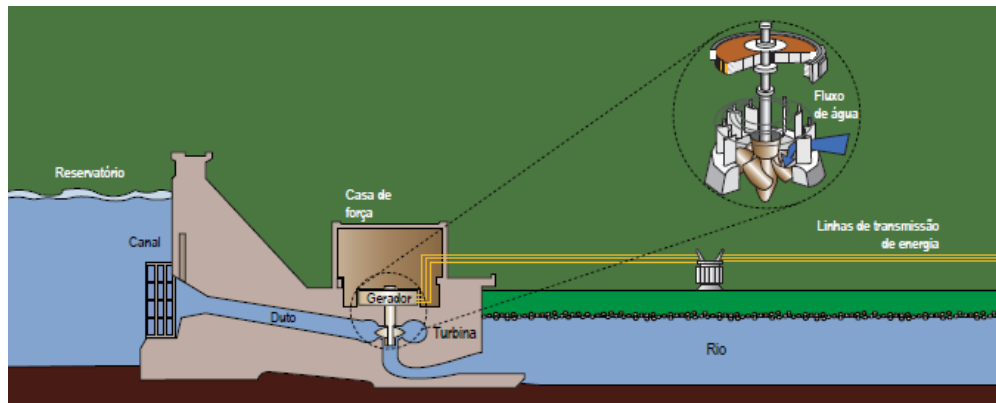


Figura 8 - Ilustração de Usina Hidrelétrica

Fonte: Atlas Energia Elétrica brasil 3ed

A barragem, também conhecida como barramento, é a estrutura responsável por reter a vazão do curso natural do rio, formando um reservatório. O sistema de captação de uma usina é a ligação entre a água presa no barramento da usina para a casa de força e pode ser formado por canal de adução e estruturas metálicas conhecidas como conduto forçado. A casa de força é onde encontram-se os conjuntos turbinas e geradores da usina e o vertedouro é a estrutura cuja função é liberar a água do reservatório quando em níveis acima dos especificados no projeto da usina.

## 4.6 CARACTERÍSTICAS DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

### a) NÍVEIS OPERACIONAIS

Levando em consideração o tipo de operação, as usinas hidrelétricas podem ser caracterizadas de duas formas: as que não possuem variação na cota do reservatório, chamadas de usinas a fio d'água, e as de reservatórios de regularização. As PCHs são usinas a fio d'água, ou seja, que não possuem em seu arranjo reservatório de regularização, cujo nível de água

operativo (NA) não varia (ou varia muito pouco). A partir dos anos 1990, no Brasil, as usinas com reservatório de regularização tiveram seu uso reduzido devido às restrições ambientais, já que, geralmente, elas necessitam de reservatórios maiores (PEREIRA, 2015).

O Manual de Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas da Eletrobrás traz as seguintes definições para os níveis de água:

#### NÍVEL DE ÁGUA NO RESERVATÓRIO (NA DE MONTANTE)

- Nível Máximo e Mínimo Normal no Reservatório: são definidos através dos estudos energéticos, levando-se em consideração possíveis condicionantes ambientais. Correspondem aos níveis que limitam a parte superior e inferior, respectivamente, do volume útil. Para PCHs, estes níveis são equivalentes.
- Nível de Máxima Enchente no Reservatório (Nível Máximo Maximorum): é resultado da propagação da cheia de projeto da barragem, por meio da sobrelevação do NA operacional para a passagem da cheia.

#### NÍVEL DE ÁGUA DE JUSANTE (NA DE JUSANTE)

- Os níveis de água de jusante são definidos com base na curva-chave estabelecida para o local. O nível mínimo no canal de fuga será definido em função da vazão sanitária, ou em função da vazão de engolimento nominal de uma máquina.

#### b) QUEDA BRUTA

Para uma PCH, o nível de montante é fixo e o de jusante variável. Assim sendo, para um determinado evento (i), a queda bruta disponível é calculada pela Equação 3:

$$H_b(i) = NA_{MONT} - NA_{JUS}(i) \quad (3)$$

Onde:

$NA_{MONT}$  é o NA de montante (m);

$NA_{JUS}$  é o NA de jusante (m);

$H_b$  é a queda bruta (m).

Numa PCH, como não há reserva de água, a vazão afluente será igual à vazão defluente descontadas as perdas por evaporação, que podem ser desprezadas. Assim sendo, o nível d'água



de jusante, em um determinado evento está associado ao resultado da aplicação da vazão afluyente na curva-chave estabelecida no canal de fuga. Intuitivamente, a queda bruta de uma PCH será maior nos períodos de seca, pois os níveis de jusante serão menores.

### c) PERDAS HIDRÁULICAS E QUEDA LÍQUIDA

As perdas hidráulicas são definidas em projeto e são estimadas por meio de equações em função das características físicas do empreendimento, incluindo canais de adução, tomadas d'água, condutos forçados, galerias, saída do tubo de sucção e o canal de fuga. A perda hidráulica total é a soma das perdas distribuídas com as perdas localizadas:

Perdas distribuídas: ocorrem em trechos retilíneos de uma tubulação;

Perdas localizadas: ocorrem em elementos individuais, ou seja, nos acessórios presentes na tubulação (válvulas, curvas, reduções, etc.).

Assim sendo, a queda líquida, para um determinado evento (i), nada mais é que a diferença entre a queda bruta e as perdas hidráulicas.

$$H_{liq(i)} = H_{b(i)} - hp(i) \quad (4)$$

Onde:

$H_{liq}$  é a queda líquida (m);

$hp$  são as perdas hidráulicas (m).

### d) RENDIMENTOS DOS GRUPOS GERADORES

O processo de transformação de energia hidráulica em energia mecânica por meio de um grupo gerador é função, dentre outros fatores aqui já apresentados, da eficiência desse equipamento em fazer essa conversão de energia. Como ocorre em todo equipamento hidromecânico, a energia mecânica fornecida pelas máquinas é inferior à energia hidráulica potencial disponível na usina. À relação entre esses valores dá-se o nome de rendimento, ou eficiência, e pode ser representada pela seguinte equação:

$$\eta = \frac{P_f}{P_e} \quad (5)$$

Onde:

$\eta$  é o rendimento, ou eficiência, do equipamento;

$P_f$  é a potência final entregue no eixo do grupo gerador;

$P_e$  é a potência de entrada, ou hidráulica potencial no caso de empreendimentos hidrelétricos.

#### e) DISPONIBILIDADE HÍDRICA – SÉRIE DE VAZÕES

A disponibilidade hídrica de uma PCH é representada pela sua série de vazões afluentes, que pode ser definida por balanço hídrico, por correlações com outras estações oficiais em operação na bacia ou por monitoramento hidrométrico no próprio local, a partir de seção de medição de vazão e registro de níveis d'água.

Os modelos do setor elétrico brasileiro trabalham com médias mensais. No caso em tela, tendo em vista a grande disponibilidade de dados horários observados no local da PCH Braço Sul (4 anos de informações) e visando possibilitar a avaliação precisa da complementariedade entre as fontes hidráulica e solar, optou-se por trabalhar com eventos horários.

#### f) VAZÕES REMANESCENTES

A vazão remanescente, também conhecida como vazão sanitária, é a vazão estabelecida como valor ou valores mínimos a serem mantidos nos trechos de vazões reduzidas de empreendimentos com derivação, ou seja, nos trechos de rio entre o barramento e o canal de fuga.

Para empreendimentos com geração próxima ao barramento, esta vazão não é normalmente aplicada. No caso da PCH Braço Sul, será necessária, em função da previsão de derivação por canal de adução, com casa de força afastada do eixo do barramento.

#### g) VAZÕES PARA USOS CONSUNTIVOS

Um uso é considerado consuntivo quando a água retirada do corpo hídrico é consumida, parcial ou totalmente, no processo a que se destina, não retornando diretamente ao corpo d'água. O consumo pode ocorrer por evaporação, transpiração, incorporação em produtos, consumo por seres vivos, dentre outros.

Os principais usos consuntivos da água no Brasil são o abastecimento humano (urbano e rural), o abastecimento animal, a indústria de transformação, a mineração, a termoeletricidade, a irrigação e a evaporação líquida de reservatórios artificiais. Para cada uso são caracterizadas as vazões de retirada (montante captado no corpo hídrico), de consumo (fração da retirada que não retorna ao corpo hídrico) e de retorno (fração da retirada que retorna ao corpo hídrico) (ANA, 2019).

As vazões de usos consuntivos a serem consideradas nas simulações e estudos energéticos de uma usina hidrelétrica são definidas pelo órgão ambiental competente, estadual ou federal, a depender da dominialidade do corpo hídrico em questão.

#### h) DEFINIÇÃO DE POTÊNCIA INSTALADA DE UMA PCH

A potência instalada de uma PCH é definida a partir de estudos de motorização, por meio da análise da relação entre a variação do custo de implantação e a variação do benefício gerado por cada alternativa de motorização. Para cada potência, são dimensionadas e quantificadas as principais estruturas do circuito de geração.

A potência instalada é calculada pela seguinte fórmula, apresentada na Equação 6.

$$P_{INST} = \frac{Q_{TURB-m\acute{a}x} \cdot H_{liq-ref} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot 9,81}{1000} \quad (6)$$

Onde:

$P_{INST}$  é a Potência Instalada da usina (MW);

$Q_{TURB-m\acute{a}x}$  é a vazão turbinada máxima (m<sup>3</sup>/s);

$H_{liq-ref}$  é a queda líquida de referência da usina (m);

$\eta_t$  é o rendimento da turbina (%);

$\eta_g$  é o rendimento do gerador (%).

#### i) OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)

A operação de qualquer empreendimento hidrelétrico deve ser executada respeitando-se, rigorosamente, às regras operativas constantes dos manuais elaborados especificamente para esse fim, com o intuito de garantir o funcionamento adequado e o desempenho harmônico das diversas estruturas e equipamentos existentes. Além disso, é necessário realizar o acompanhamento ambiental das condições do reservatório, a fim de obter a renovação da Licença de Operação (LO) a cada ciclo entre 5 e 10 anos (ELETROBRAS, 2022).

Em relação aos aspectos ambientais, destaca-se que os reservatórios em regiões onde o uso do solo é inadequado ou com pontos de poluição industrial, mineração ou de agricultura com intensa utilização de agrotóxicos, estão sujeitos a sofrer processo de eutrofização, com o consequente desenvolvimento de plantas aquáticas. Essas plantas, quando em grande

quantidade, podem gerar problemas no funcionamento da usina e comprometer a qualidade da água, com reflexos indesejáveis para a população ribeirinha (ELETROBRAS, 2022).

Nesse contexto, o monitoramento ambiental é imprescindível. Esse monitoramento deve iniciar no começo da obra e continuar durante a operação da usina, em pontos pré-selecionados e com periodicidade definida, conforme definido no Projeto Básico Ambiental – PBA (ELETROBRAS, 2022).

A manutenção programada das obras e equipamentos de qualquer usina hidrelétrica é fundamental, tanto para garantir seu desempenho, como a segurança do empreendimento. Os serviços de inspeção e manutenção são realizados, regularmente, conforme “check-lists” padronizados. A regularidade varia de acordo com a idade da usina e de critérios e normas específicos, para cada obra e equipamento da usina (ELETROBRAS, 2022).

Para avaliações de projetos de PCHs, os custos de O&M são estimados, normalmente, por uma taxa por megawatt hora (MWh), como mostra a Equação 7.

$$O\&M = TAXA \times P_{INST} \times 8760 \text{ (R\$/ano)} \quad (7)$$

Onde:

*O&M* é o custo total anual de operação e manutenção;

*TAXA* é a taxa estimada em R\$/MWh;

8760 é o total de horas no ano.

#### j) CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

De acordo com o Manual de Custos da Eletrobrás, a estimativa de custos de implantação de uma PCH é realizada, de acordo com o Plano de Contas Padrão ELETROBRÁS, por meio da aplicação de custos aos principais quantitativos (obras civis, equipamentos, despesas fundiárias e ações socioambientais), cuja metodologia visa oferecer informações que conduzem à obtenção de resultados que permitem a tomada de decisão segura quanto à viabilidade ou não do empreendimento, do ponto de vista econômico.

Para avaliação do custo total do empreendimento, recomenda-se, como processo principal, a utilização do programa SISOHR3 (Sistema para Elaboração de Orçamento de Obras Civis de Usinas Hidrelétricas – Versão 3.0). Em linhas gerais, o programa processa o Banco de Dados, com todas as informações técnicas do empreendimento, juntamente com um Banco de Preços de insumos diversos (materiais, mão-de-obra, equipamentos de construção), gerando

como resultado orçamentos, composições básicas, histogramas, tabelas diversas de totalização, etc.

Para PCHs, os custos são divididos em:

- Obras civis: quantitativos levantados no projeto, com custos unitários obtidos a partir de obras de mesmo porte já realizadas;
- Equipamentos: informações obtidas junto a fornecedores especializados;
- Meio ambiente: estimativa de custos obtida por consultoria especializada;
- Custos indiretos: experiência das equipes em projetos similares.

#### **4.6.1 Licenciamento Ambiental de uma PCH**

Um estudo ambiental bem estruturado, apresentando os impactos do empreendimento sobre o meio ambiente e deste sobre a PCH, juntamente com a previsão e implantação das indispensáveis medidas mitigadoras e compensatórias, é muito importante e imprescindível.

A Eletrobrás traz um passo a passo do licenciamento ambiental de PCH, em seu manual “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas” de 2000:

O primeiro passo é a realização de uma avaliação prévia do empreendimento, com levantamentos e análises que permitam indicar a viabilidade ambiental ou não da PCH. Sendo considerada viável, passe-se então para uma segunda etapa, de Estudos Preliminares, que resulta em um documento que, em diversos estados, é conhecido como RAP – Relatório de Avaliação Preliminar ou Relatório Ambiental Preliminar. Esse documento deve ser encaminhado ao órgão ambiental, para que este determine, como estabelece a Resolução 237/97, do CONAMA, sobre a necessidade de elaborar um EIA/RIMA ou de um documento similar mais simplificado. Qualquer um desses documentos deverá convergir para a liberação da Licença Prévia (LP), que representa a comprovação da viabilidade ambiental da PCH.

A etapa seguinte deverá ser a elaboração de um novo documento, o Projeto Básico Simplificado (PBA), ou seu similar simplificado, de acordo com cada caso. Sua aprovação culminará na obtenção da Licença de Instalação (LI), que autoriza o início das obras.

Segundo a Resolução CONAMA 237/97, no item 8.6, fica a critério do órgão ambiental licenciador a exigência quanto à profundidade dos estudos, caso a caso, podendo ser solicitada a apresentação de um PBA detalhado, um Plano de Controle Ambiental (PCA) mais simplificado ou um documento complementar em relação aos estudos que resultaram na LP.

A Licença de Operação (LO), é o resultado do cumprimento, durante toda a construção e nos testes pré-operacionais, do que foi acordado nos documentos anteriores, com os órgãos ambientais e a sociedade em geral.

Em agosto de 2019, a Comissão de Minas e Energia aprovou um projeto de lei (PL 1962/15) que cria um procedimento simplificado, em uma única fase, para o licenciamento ambiental de Pequenas Centrais Hidrelétricas e de centrais de geração a partir de fonte solar e de biomassa, cujo objetivo é incentivar a exploração de fontes energéticas com baixo impacto social.

#### **4.7 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

O Sol, considerado inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor como de luz, é a principal fonte de energia do planeta e uma das alternativas energéticas mais promissoras para fornecer a energia necessária ao desenvolvimento da humanidade. Além disso, vale ressaltar que, com poucas exceções, praticamente toda a energia utilizada tem origem no Sol (VILLALVA et al., 2012; PINHO, 2014).

As usinas hidrelétricas, que são baseadas em turbinas movidas pela ação da água dos rios, têm origem na evaporação, origem do ciclo das águas, que se dá a partir da energia do Sol. A radiação solar também é responsável pela circulação atmosférica em larga escala, dando origem aos ventos. Portanto, a energia eólica é também uma forma indireta da manifestação da energia solar. Os combustíveis das usinas, advindos de matéria orgânica, como a cana de açúcar por exemplo, tem origem no Sol através da fotossíntese; dentre outros diversos exemplos (PINHO, 2014).

No interior do Sol, acontecem reações de fusão nuclear, que fazem com que parte de sua massa se converta em energia, elevando sua temperatura e emitindo radiação que, após alcançar a superfície da estrela, se propaga pelo vácuo com distribuição espectral razoavelmente contínua, atingindo outros corpos celestes ao seu redor (GONZÁLEZ et al., 2009; TWIDELL et al., 2006). De acordo com Kaltschmitt et al. (2007), a órbita elíptica da Terra em torno do Sol interfere na radiação solar recebida pela atmosfera terrestre, ocasionando sua variação ao longo do ano. Além disso, a radiação solar é influenciada também pelo ângulo de inclinação do eixo da Terra com relação a essa órbita, causando assim, variação da radiação recebida em cada região do planeta

A Figura 9 ilustra a variação da radiação solar global (soma das radiações direta e difusa, que serão explicadas à frente) no Brasil.

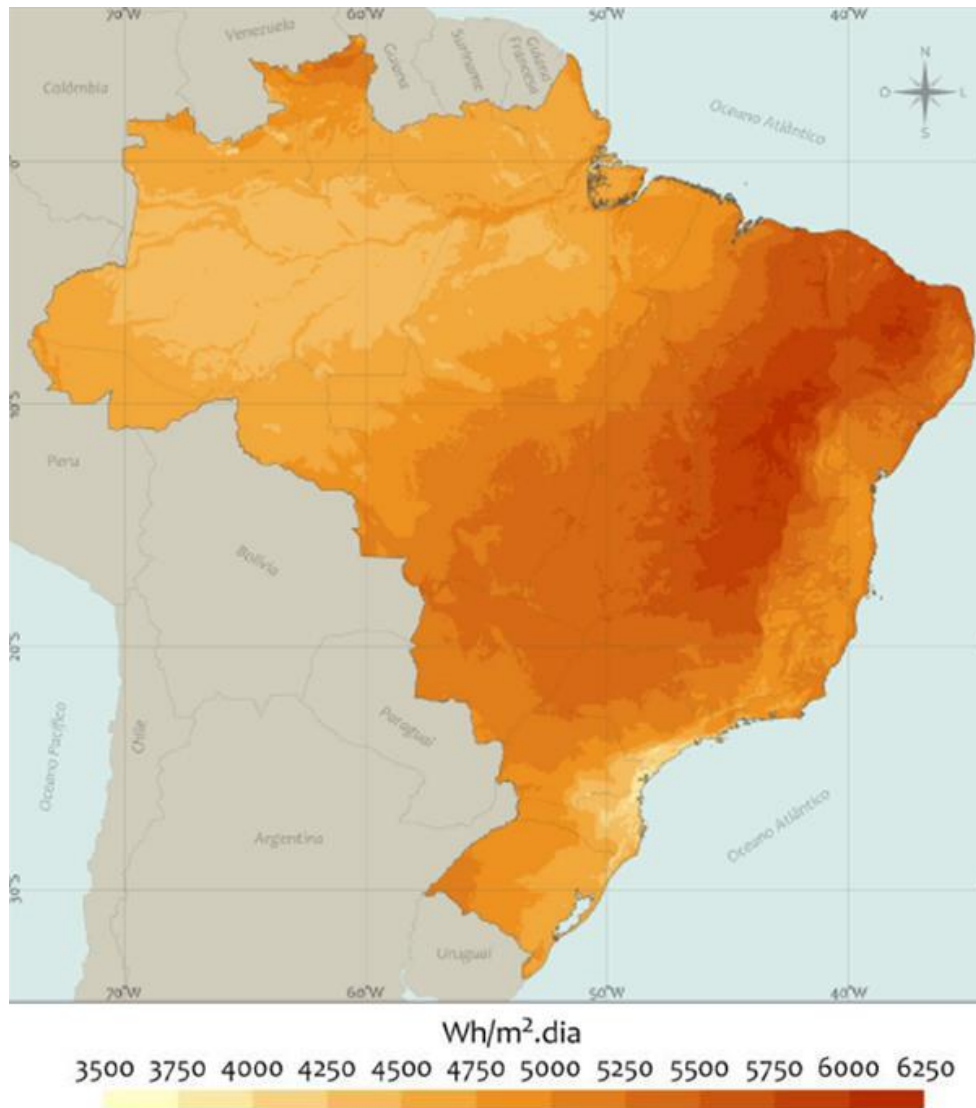


Figura 9 – Média anual para irradiação global horizontal diária

Fonte: Adaptado de Atlas da Energia Solar 2 ed.

Segundo Kaltschmitt et al. (2007), da radiação que alcança a atmosfera terrestre, parte dela é refletida ainda nas camadas mais externas da atmosfera, outra parte é absorvida, uma pequena parcela é refletida próxima à superfície do planeta e apenas cerca de 47,4% conseguem realmente alcançar a superfície de continentes e oceanos. A parcela de radiação que chega à superfície é dividida em radiação difusa, direta e refletida, como pode-se ver na Figura 10.

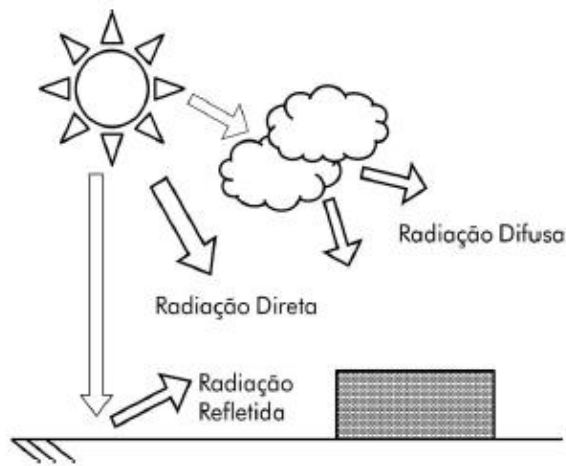


Figura 10 - Radiação difusa, direta e refletida

Fonte: ROSA (2019)

A radiação difusa chega na superfície de forma indireta, pois sofre difusão na atmosfera por partículas sólidas ou pelas nuvens; a radiação direta, como o próprio nome diz, é aquela que chega diretamente do sol, sem ter sido influenciada; por fim, a radiação refletida é aquela refletida por superfícies, principalmente em áreas próximas ao mar e à neve (KALTSCHMITT et al., 2007; GONZÁLEZ et al., 2009).

#### 4.7.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar pode ser utilizada para produzir eletricidade através do efeito fotovoltaico, que se baseia na conversão direta da luz solar em energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos são capazes de captar diretamente a luz do Sol e produzir corrente elétrica. Essa corrente é coletada e processada por dispositivos controladores e conversores, podendo ser armazenada em baterias ou utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica (VILLALVA et al., 2012).

De acordo com Ayrão (2018), o efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Bequerel e consiste na criação de tensão elétrica ou de uma corrente elétrica correspondente num material, após ser exposto à luz.

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014) define como componentes básicos de um sistema fotovoltaico: módulos fotovoltaicos; baterias; controladores de carga; inversores; conversores; dispositivos de proteção, supervisão e controle, aquisição e armazenamento de dados.

O esquema básico de funcionamento de um sistema fotovoltaico é ilustrado na Figura 11.



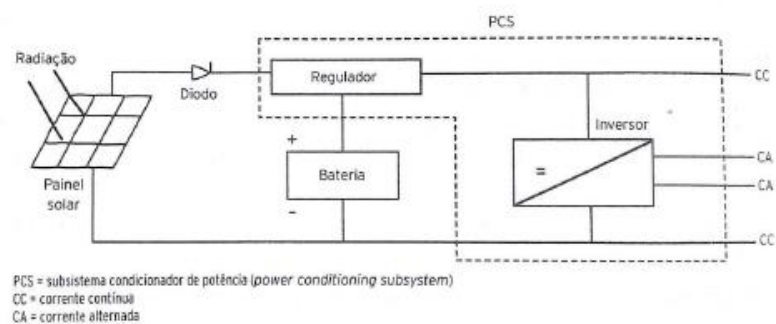


Figura 11 - Diagrama de bloco de um sistema de geração elétrica fotovoltaico

Fonte: DOS REIS (2011)

Um módulo fotovoltaico (ou painel) é formado por várias células fotovoltaicas interligadas elétrica e mecanicamente, com o intuito de obter uma maior disponibilidade de energia. Estes módulos são os equipamentos que convertem a energia solar em energia elétrica (AYRÃO, 2018). A energia proveniente dos módulos fotovoltaicos é gerada em corrente contínua e é transformada em corrente alternada nos inversores, em tensão e frequência sincronizada com a disponível na rede elétrica da instalação.

A inserção de usinas de fonte solar fotovoltaica cresce cada vez mais na matriz elétrica brasileira. A Figura 12 mostra a evolução da fonte ao longo dos anos.

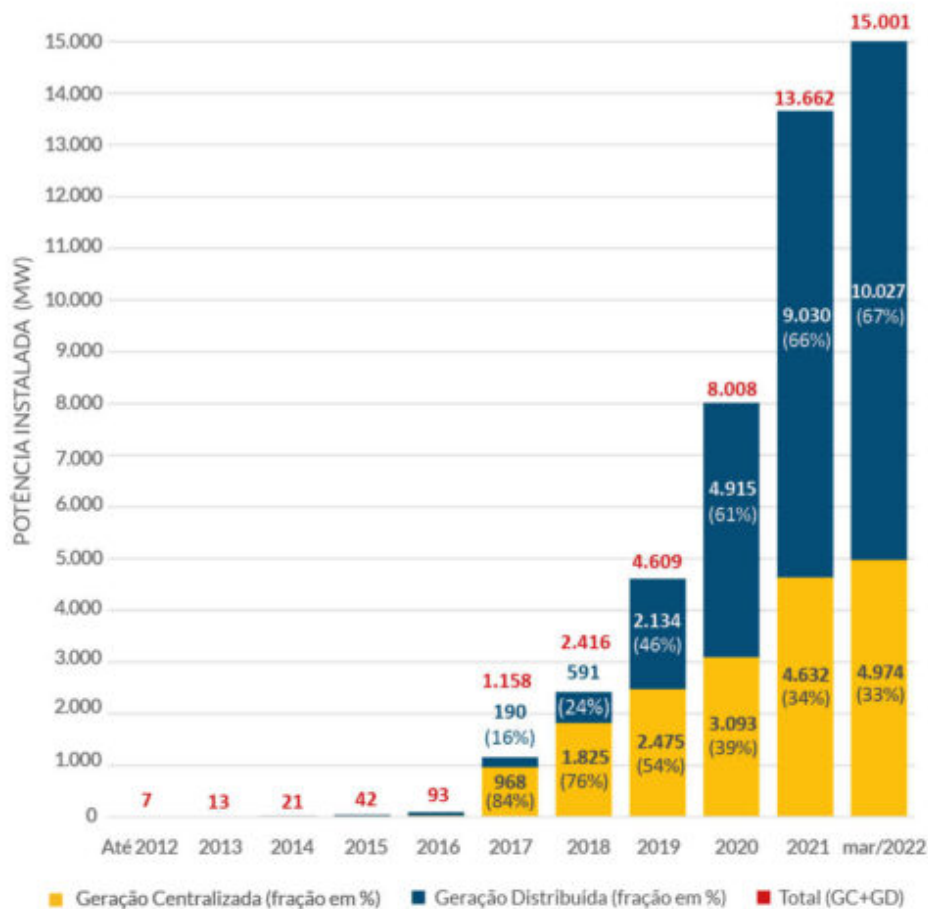


Figura 12 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil

Fonte: ABSOLAR (2022)

Apesar do seu constante e elevado crescimento, a fonte solar fotovoltaica ainda tem pouca representatividade nessa matriz, representando apenas 2,1% da matriz total do país.

#### 4.7.2 Licenciamento Ambiental de uma UFV

Por ser uma tecnologia que inicialmente possuía um custo elevado, a utilização da geração fotovoltaica para usinas começou a ganhar força no país após o ano de 2010, ocasionando no surgimento dos primeiros licenciamentos ambientais para esse tipo de empreendimento no ambiente regulado (EPE, 2021). Atualmente, uma década depois, o país ainda não possui uma norma geral para licenciamento ambiental de UFVs, o que motivou a

EPE e a Eletrobrás a elaborarem um documento<sup>3</sup>, consolidando os procedimentos adotados em municípios e estados, com objetivo de melhor esclarecer os critérios adotados nos órgãos licenciadores.

Para o estado do Mato Grosso, onde localiza-se a UGH Braço Sul, os procedimentos para obtenção da licença ambiental são estabelecidos pela Lei Complementar Estadual 592, de 2017, e realizados pela Secretaria do Meio Ambiente (SEMA/MT). O Decreto Estadual 695, de 2020, define e classifica os empreendimentos e atividades passíveis de licenciamento, incluindo geração de energia por fonte fotovoltaica. Segundo o Decreto citado, a atividade da UFV do estudo de caso é classificada como nível médio de poluição e é exigido um licenciamento ambiental do tipo simplificado (EPE, 2021).

A Lei complementar nº 668, de 2020, que dispõe do licenciamento ambiental das atividades poluidoras ou utilizadoras dos recursos naturais, define a Licença Ambiental Simplificada como uma avaliação de forma simplificada da localização autorizando a instalação e operação, aprovando ações de controle ambiental e estabelecendo condicionantes para a devida instalação e operação (Mato Grosso (MT), 2020).

---

<sup>3</sup> Nota Técnica Conjunta Eletrobras/EPE - NT Eletrobras DGOA 003/2021 / NT-EPE-DEA-SMA-006-2021 (EPE, 2021).

## 5 PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA BRAÇO SUL

### 5.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO – ESTUDOS DE INVENTÁRIO

A PCH Braço Sul foi identificada nos Estudos de Inventário Hidrelétrico (EIH) do rio Braço Sul, aprovados por meio do Despacho ANEEL nº 3.088, de 21 de setembro de 2017, afluente pela margem esquerda do rio Braço Norte, localizado na sub-bacia 17, bacia hidrográfica do rio Amazonas, nos estados do Mato Grosso e do Pará.

A localização do empreendimento está ilustrada na Figura 13.



Figura 13 - Localização da PCH Braço Sul (município Guarantã do Norte – MT)

Fonte: Prime Projetos e Consultoria Ltda.

## **5.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS**

Por meio do Despacho nº 3.589, de 25 de outubro de 2017, a ANEEL conferiu às empresas Prospecto Participações e Negócios Ltda. e Vila Energia Renovável S/S Ltda. o registro de intenção à outorga de autorização (DRI-PCH) referente à PCH Braço Sul, no município de Guarantã do Norte, no estado do Mato Grosso.

O Despacho nº 1.124, de 12 de abril de 2019, registrou a adequabilidade aos estudos de inventário e ao uso do potencial hidráulico do Sumário Executivo (DRS-PCH) da PCH Braço Sul, com 9.500 kW de Potência Instalada.

A partir do Projeto Básico, foram definidas as seguintes características principais para a PCH:

- Coordenadas do eixo: 09° 32' 25,72'' (S) e 54° 43' 55,22' (O);
- Coordenadas da casa de força: 09° 32' 35,09'' (S) e 54° 43' 57,68' (O);
- Área de drenagem: 247 km<sup>2</sup>;
- Distância da foz: 87,30 km;
- Nível d'água de montante: 458,00 km;
- Nível d'água de jusante: 381,95;
- Potência instalada de referência: 9,50 MW;
- Área do reservatório: 0,33 km<sup>2</sup>.

## **5.3 DESCRIÇÃO DO PROJETO E CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

A elaboração do projeto da PCH Braço Sul foi de responsabilidade da empresa Prime Projetos e Consultoria Ltda., seguindo a normatização técnica regulamentar, com participação de equipes multidisciplinares. As atividades realizadas pela empresa consistiram em levantamentos de campo por equipes especializadas (topografia, hidrometria e sondagens) e trabalhos de escritório para a definição do arranjo da PCH.

Considerando todos os estudos e levantamentos realizados, o Projeto Básico resultou na proposta de implantação de uma PCH com potência instalada de 9,5 MW, com queda bruta nominal de 76 metros. A concepção do arranjo final previu o aproveitamento da queda por meio de um barramento de pequena altura em concreto e captação das vazões a serem turbinadas por meio de canal na margem direita do rio, como mostra a Figura 14.

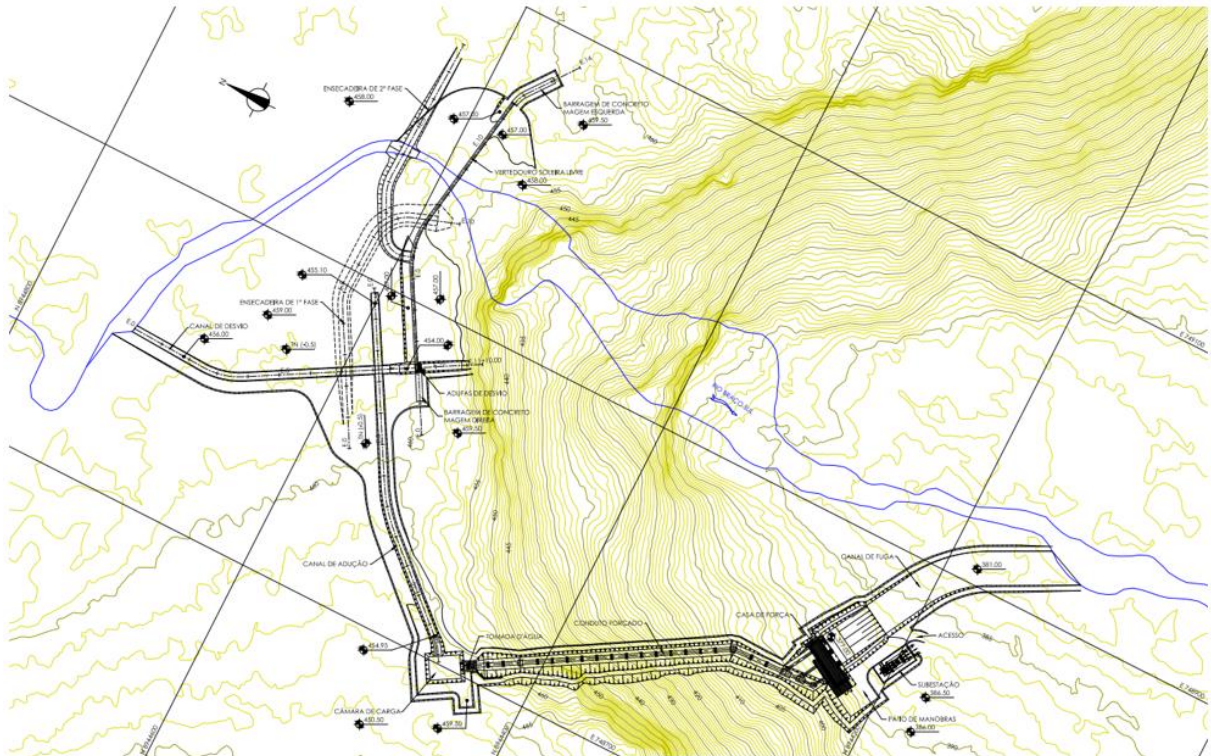


Figura 14 - Arranjo Geral da PCH Braço Sul

Fonte: Prime Projetos e Consultoria Ltda.

O reservatório a ser formado pelo eixo do barramento foi previsto para operar a fio d'água, com nível d'água definido pelo máximo normal do empreendimento, ou seja, 458,00 m. O reservatório sofrerá variações de nível d'água apenas para a passagem das cheias. A PCH apresenta reservatório com uma área igual a 0,33 km<sup>2</sup> e volume de 0,12 hm<sup>3</sup>, para o nível máximo normal de operação. Suas profundidades média e máxima serão, respectivamente, 0,4 m e 2,0 m, enquanto seu perímetro será de, aproximadamente, 9,3 km. A figura 15 mostra o arranjo do projeto demonstrando a previsão de formação do reservatório.

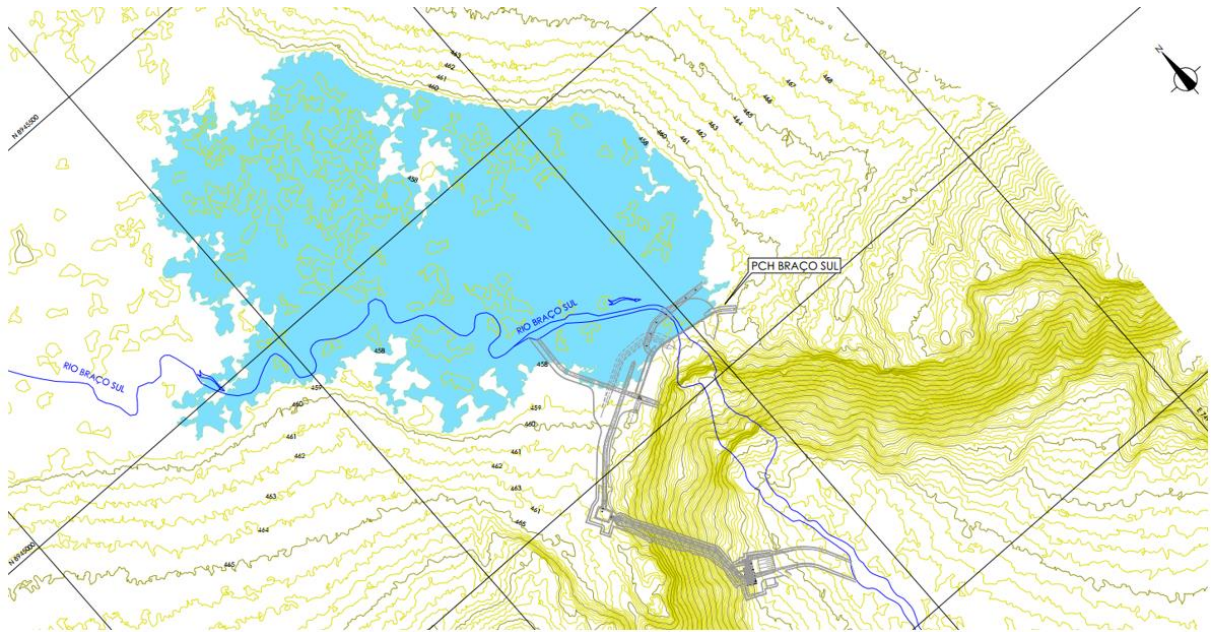


Figura 15 - Arranjo da PCH Braço Sul – Reservatório

Fonte: Prime Projetos Consultoria e Ltda.

O vertedouro será de soleira livre, dimensionado para a vazão com recorrência milenar, mas com sobrelevação para a passagem da cheia decamilenar sem riscos de galgamento, atendendo aos requisitos de segurança de barragens. Por ser uma usina de derivação, será mantida uma vazão remanescente variável mensalmente no trecho entre o barramento e o canal de fuga. Essa vazão será garantida por meio de pequenas sobrelevações no vertedouro.

O circuito de geração será composto por um canal de adução, câmara de carga, tomada d'água e conduto forçado únicos, com ramificações para entrada nas unidades geradoras, ilustrado na Figura 16.

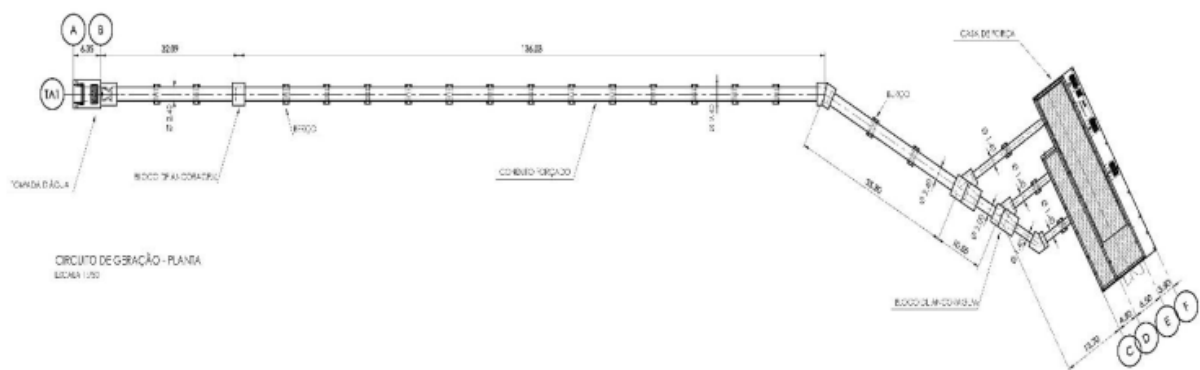


Figura 16 - Circuito de Geração da PCH Braço Sul

Fonte: Prime Projetos e Consultoria Ltda.

A casa de força será do tipo abrigada e foi dimensionada para a instalação de 3 grupos hidrogeradores, seus equipamentos auxiliares e de comando e controle. Como a queda do empreendimento é de 76 m, considerada no intervalo de média a alta queda ( $40\text{ m} < H < 400\text{ m}$ ), o tipo de turbina escolhida para a usina foi do tipo Francis de eixo horizontal, como mostra a Figura 17.

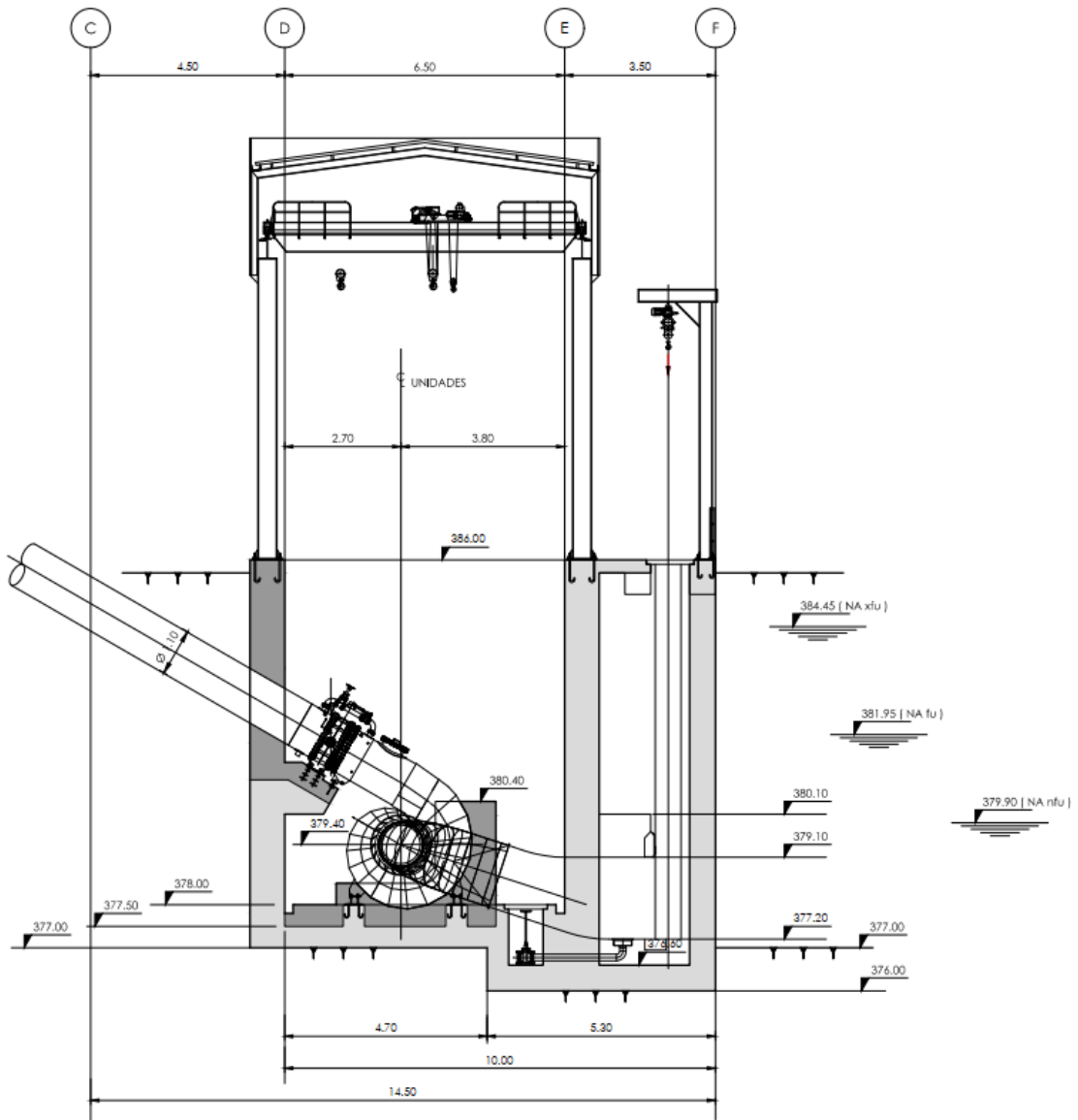


Figura 17 - Casa de Força PCH Braço Sul (corte) – Turbina Francis de eixo horizontal

Fonte: Prime Projetos e Consultoria Ltda.



#### **5.4 ESTUDOS AMBIENTAIS E LICENCIAMENTO**

Em abril de 2021, a empresa Bionorte Meio Ambiente ME Ltda. realizou o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) para a PCH Braço Sul, cujo objetivo dos estudos era conhecer as atuais condições ambientais da área do projeto e relacionar os possíveis impactos decorrentes da instalação do empreendimento. Com estes estudos, foi possível propor e executar medidas de minimização dos impactos, bem como subsidiar a avaliação da Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SEMA-MT) para emissão das Licenças Prévia e de Instalação.

Após todos os estudos e análises, a empresa Bionorte conclui no relatório que “em se tratando das questões sociais do empreendimento, em escala nacional e estadual, os impactos negativos decorrentes da construção e operação não serão perceptíveis. O mesmo ocorre em abrangência regional, considerando ainda a área da bacia hidrográfica, ao passo que não se notam tais efeitos negativos”.

Afirmam ainda que “do ponto de vista de possíveis ganhos relativos ao suprimento energético, pode-se considerar uma fonte de energia limpa, salutar ao equilíbrio planetário das emissões de gases de efeito estufa. De forma direta e indireta, o empreendimento trará proveitos econômicos desse suprimento energético, podendo trazer qualidade de vida às pessoas que farão usufruto”.

Em 28 de maio de 2021 foi concedida a Licença Prévia (LP Nº: 314328/2021), contendo condicionantes, cujos atendimentos serão necessários para a obtenção da Licença de Instalação (LI). Tais condicionantes são estabelecidas em Termo de Referência Padrão emitido pela Secretaria de Meio Ambiente.

Segundo a Secretaria do Meio Ambiente, a LP diz respeito aos aspectos ambientais e não exime o empreendedor da necessidade de obtenção e atendimento das demais licenças e autorizações federais, estaduais e municipais exigíveis por lei.

#### **5.5 RESERVA DE DISPONIBILIDADE HÍDRICA**

Em 12 de agosto de 2021, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) concedeu à ANEEL a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH (Nº 1.487/2021), referente à PCH Braço Sul.

Assim que for emitida a Outorga de Autorização para a exploração comercial do empreendimento, pela ANEEL ou pelo MME, a DRDH será convertida em Outorga de Uso dos Recursos Hídricos, para as empresas autorizadas.

## 5.6 MONITORAMENTO HIDROMÉTRICO REALIZADO

### 5.6.1 Curva-Chave da Estação Fluviométrica

Baseado nas medições de vazão realizadas no posto hidrométrico da PCH Braço Sul, foi elaborada a curva-chave da seção fluvial, relacionando vazão e nível d'água observado no rio. Essa curva-chave foi utilizada posteriormente para a conversão dos registros de nível horários em dados de vazão. A Figura 18 apresenta a curva-chave obtida, juntamente com a equação a ela relacionada.

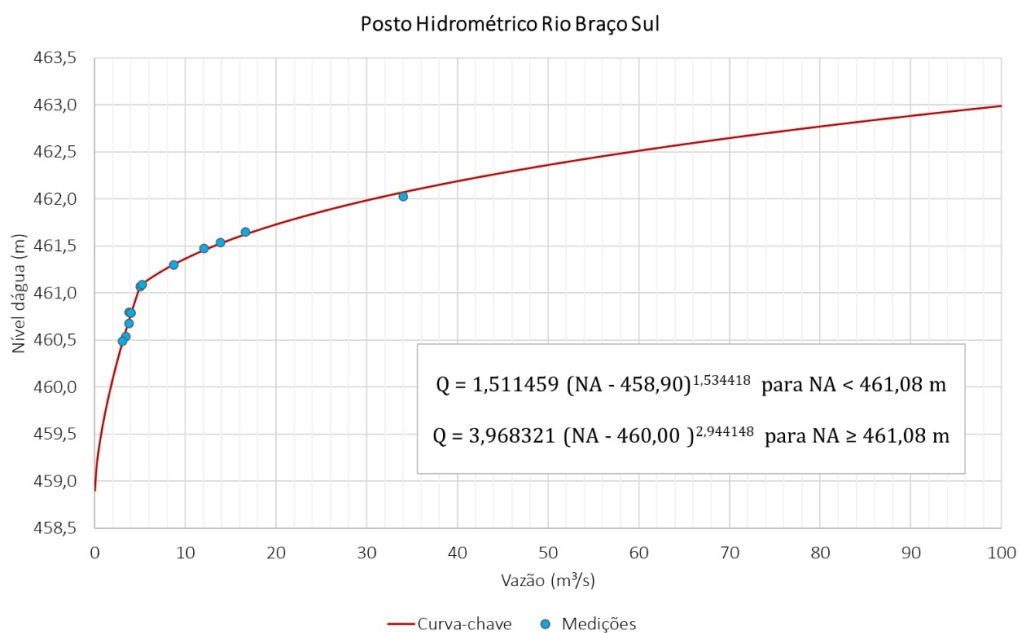


Figura 18 - Curva-chave da estação fluviométrica

Fonte: Prime Projetos Consultoria e Ltda.

### 5.6.2 Curva-Chave no Canal de Fuga

O estabelecimento da curva-chave no canal de fuga se deu com base em modelagens hidráulicas de escoamento. Para isso, foram utilizadas, além das características físicas do rio, inferidas dos levantamentos topográficos realizados, ferramentas computacionais.

A partir dos resultados obtidos nas simulações hidráulicas, foi possível estabelecer uma relação matemática entre os níveis e vazões. A Figura 19 ilustra a curva-chave obtida, bem como a equação ajustada para representar matematicamente o comportamento hidráulico da seção no local do empreendimento.

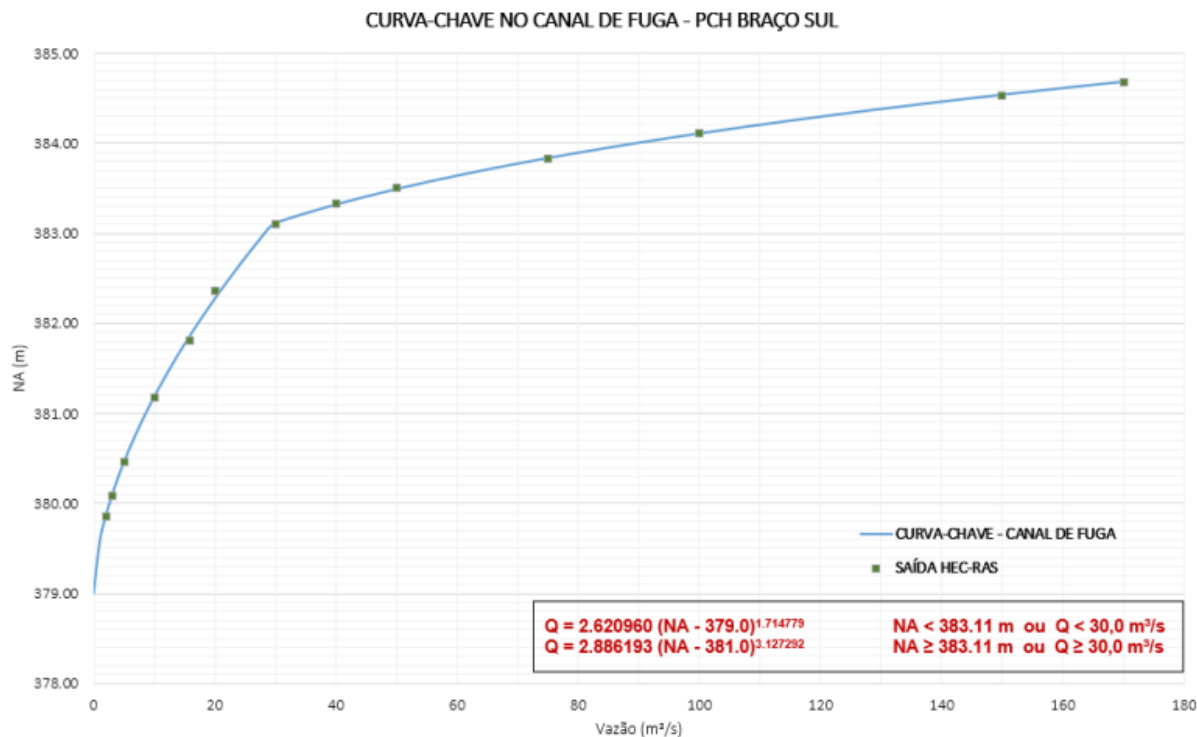


Figura 19 - Curva-chave no Canal de Fuga - PCH Braço Sul

Fonte: Prime Projetos Consultoria e Ltda.

### 5.6.3 Vazões Afluentes Observadas

Para se obter o comportamento das vazões do rio no trecho da PCH, foi realizado um monitoramento hidrométrico por meio da instalação de seção de medição e data logger para leituras horárias de nível d'água, localizada no trecho à montante do empreendimento. Uma aferição das vazões horárias permite uma análise mais precisa do comportamento do rio, bem como uma melhor estimativa da energia média gerada.

As vazões horárias são calculadas a partir da aplicação das leituras horárias de níveis d'água na curva-chave da estação fluviométrica, apresentada no item 5.6.1.

## 6 MONITORAMENTO HIDROMÉTRICO E EXPECTATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

### 6.1 PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES

Os parâmetros utilizados para as simulações da geração de energia da PCH Braço Sul foram os dados de vazões horárias, que permitem obter uma melhor estimativa da energia média gerada, bem como proporcionam uma melhor comparação com a geração fotovoltaica, a fim de analisar a complementariedade entre as fontes; o nível d'água normal de montante ( $NA_{MONT}$ ); a potência instalada da PCH ( $P_{INST}$ ); número de turbinas ( $n$ ); a vazão turbinada nominal ( $Q_{TURB-NOM}$ ); despacho mínimo da unidade ( $\%D_{ESPACHO}$ ); a vazão remanescente ( $Q_{REM}$ ), neste caso sendo 10% da média mensal da série de vazões do Projeto Básico (jan/1980 a dez/2017); a curva-chave no canal de fuga, apresentada no item 5.6.1; e os rendimentos da turbina e do gerador.

O período de análise das vazões horárias foi de janeiro de 2018 a dezembro de 2021, conferindo um período de quatro anos de dados, totalizando 35.064 eventos horários. Os demais dados de entrada estão apresentados no Quadro 2.

Quadro 2 - Dados de entrada para as simulações

Parâmetros	Valores
$NA_{MONT}$ (m)	458,00
$P_{INST}$ (MW)	9,50
$n$	3
$Q_{TURB-NOM}$ (m <sup>3</sup> /s)	14,80
$\%D_{ESPACHO}$	50%
$Q_{REM}$ (m <sup>3</sup> /s)	Variável mensalmente
Rendimento (turbina)	92%
Rendimento (gerador)	96%

Fonte: elaborado pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa

A partir desses dados foi possível estimar a energia média da PCH através de um modelo matemático.

## 6.2 MODELO MATEMÁTICO UTILIZADO

Para realizar as simulações foi utilizado o software Excel. Com os dados das vazões afluentes, calcula-se, para cada evento horário, a vazão disponível para geração, de acordo com a Equação 8.

$$Q_{DISP} = Q_{AFL} - Q_{REM} \quad (8)$$

Onde:

$Q_{DISP}$  é a vazão disponível ( $m^3/s$ );

$Q_{AFL}$  é a vazão afluente ( $m^3/s$ );

$Q_{REM}$  é a vazão remanescente ( $m^3/s$ ).

A partir da vazão afluente calcula-se também o respectivo NA de jusante, aplicando os valores na equação da curva-chave no canal de fuga, como mostra a Equação 9.

$$Q_{AFL} = a(NA_{JUS} - b)^c \quad (9)$$

Onde:

$a, b, c$  são coeficientes definidos nos estudos de projeto, apresentados no item 5.6.1;

$NA_{JUS}$  é o NA de jusante (m).

Após a definição do NA de jusante, calcula-se, então, a queda bruta, de acordo com a Equação 10.

$$H_b = NA_{MONT} - NA_{JUS} \quad (10)$$

Onde:

$H_b$  é a queda bruta (m);

$NA_{JUS}$  é o NA de jusante (m).

A vazão turbinada é calculada através da soma das vazões turbinadas de cada turbina que, por sua vez, é calculada pela divisão entre a vazão disponível e o número de unidades. Com isso, calcula-se, então, a vazão a ser vertida, pela diferença entre a vazão afluente e a vazão turbinada, como mostra a Equação 11.

$$Q_{VERT} = Q_{AFL} - Q_{TURB} \quad (11)$$

Onde:

$Q_{VERT}$  é a vazão vertida (m<sup>3</sup>/s).

$Q_{TURB}$  é a vazão turbinada (m<sup>3</sup>/s).

As perdas de carga são definidas pela Equação 12.

$$h_{p-i} = m_i Q_{TURB}^{n_i} \quad (12)$$

Onde:

$h_{p-i}$  é a perda de carga em cada evento (i).

$m, n$  são coeficientes também definidos em projeto.

Com as perdas de carga definidas, calcula-se a queda líquida, sendo a diferença entre a queda bruta e a perda de carga, como mostra a Equação 13.

$$H_{liq} = H_b - h_p \quad (13)$$

Onde:

$H_{liq}$  é a queda líquida (m).

Assim, a potência, sem as perdas elétricas, é calculada de acordo com a Equação 14.

$$P_{TOTAL} = \frac{Q_{TURB} \cdot H_{liq} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot 9,81}{1000} \quad (14)$$

Onde:

$\eta_t$  é o rendimento da turbina (%);

$\eta_g$  é o rendimento do gerador (%).

$P_{TOTAL}$  é a potência total gerada no evento, limitada à potência instalada da usina (MW);

As perdas elétricas são calculadas de acordo com a Equação 15.

$$h_{p-el} = \frac{R \cdot L \cdot (P_{TOTAL} \cdot C_{int})^2}{V^2} \quad (15)$$

Onde:

$h_{p-el}$  são as perdas elétricas;

$R$  é a resistência ôhmica do condutor (ohms/km);

$L$  é o comprimento da linha de transmissão (km);

$C_{int}$  é o consumo interno das instalações da PCH (MW);

$V$  é a tensão na linha de interesse restrito (kV).

Por fim, a energia média em cada evento horário é obtida pela potência gerada, descontando as perdas elétricas, como mostra a Equação 16.

$$E_{med} = P_{TOTAL} - h_{p-el} \quad (16)$$

Onde:

$E_{med}$  é a energia média (MWh).

Essa energia média é calculada para cada valor de vazão horária observada no monitoramento hidrométrico. Assim sendo, a energia média produzida pela PCH no período avaliado é calculada utilizando a média de todas as energias calculadas, descontando as taxas de indisponibilidade e o consumo interno, como mostra a Equação 17.

$$E_{med-prod} = MÉDIA(E_{med}) \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - C_{int} \quad (17)$$

Onde:

$E_{med-prod}$  é a energia média produzida (MW<sub>médios</sub>);

$TEIF$  é a taxa de indisponibilidade forçada (%);

$IP$  é a taxa de indisponibilidade programada (%);

$C_{int}$  é o consumo interno das instalações da PCH (MW).

## 6.3 RESULTADOS OBTIDOS

### 6.3.1 Geração Média Mensal

Com o modelo matemático foi possível calcular a geração horária e, a partir delas, as gerações médias horárias e mensais da PCH Braço Sul para os anos de 2018 a 2021, como mostram as Tabelas 1, 2, 3 e 4.

Tabela 1 - Gerações Médias Diárias Mensais (2018)

Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	7,51	8,74	7,58	9,34	7,51	5,44	3,26	2,86	2,42	2,54	2,70	9,22
2	6,91	7,88	7,37	9,30	7,07	5,16	3,19	2,84	2,40	2,46	3,45	8,28
3	8,61	8,71	7,55	9,28	6,91	4,91	3,30	2,82	2,38	2,59	3,64	8,80
4	8,69	9,34	7,64	9,35	6,92	4,67	3,18	2,82	2,38	2,60	3,10	7,84
5	8,94	9,35	7,71	9,35	6,63	4,55	3,19	2,83	2,37	2,69	2,96	7,03
6	8,94	9,33	7,88	9,33	6,49	4,48	3,16	2,82	2,36	2,55	2,81	8,62
7	9,25	9,31	8,07	9,36	6,22	4,40	3,18	2,80	2,36	2,98	2,61	9,37
8	8,51	9,30	9,19	9,33	5,80	4,33	3,14	2,67	2,34	3,25	2,70	9,37
9	8,58	9,29	9,37	9,33	5,70	4,29	3,15	2,63	2,35	2,78	3,06	9,36
10	7,94	9,31	8,69	9,31	5,46	4,12	3,13	2,65	2,35	2,75	3,06	9,24
11	9,01	9,34	7,98	9,24	5,46	3,98	3,11	2,66	2,33	2,76	2,81	7,35
12	7,93	9,20	9,15	9,19	7,85	3,87	3,11	2,64	2,32	2,76	2,97	6,12
13	7,40	9,19	9,32	9,30	9,04	3,67	3,08	2,63	2,33	2,75	3,13	5,07
14	9,31	9,33	9,29	9,34	7,96	3,54	3,07	2,62	2,31	2,84	3,35	4,53
15	9,36	9,03	8,78	9,36	8,01	3,50	3,05	2,60	2,29	2,73	7,87	4,20
16	9,36	9,33	9,32	9,35	9,35	3,49	3,02	2,73	2,30	3,06	8,86	3,90
17	9,09	8,17	9,26	9,37	9,33	3,48	2,97	2,77	2,31	3,33	6,42	3,56
18	7,27	8,00	9,27	9,29	9,35	3,43	2,99	2,75	2,34	3,39	4,68	3,30
19	5,57	8,71	9,32	9,34	8,19	3,39	2,98	2,72	2,35	3,03	7,25	3,15
20	5,63	9,33	9,24	8,99	8,96	3,38	2,96	2,70	2,32	3,09	9,37	3,06
21	5,95	9,32	8,29	8,38	9,25	3,36	2,94	2,65	2,31	3,17	8,45	3,64
22	5,54	9,36	8,47	7,85	9,09	3,40	2,93	2,63	2,31	3,34	6,19	3,80
23	4,88	9,18	8,93	7,40	7,51	3,36	2,92	2,59	2,29	3,42	7,65	3,83
24	6,32	7,71	9,33	7,12	7,05	3,34	2,91	2,56	2,43	3,28	9,24	4,07
25	7,82	6,75	9,25	7,59	6,27	3,33	2,90	2,54	3,01	2,80	9,29	4,15
26	8,01	6,83	9,26	9,22	6,76	3,31	2,89	2,53	3,26	2,62	9,19	4,28
27	7,86	8,20	9,30	9,04	6,02	3,26	2,90	2,53	2,83	2,60	9,25	4,47
28	8,19	8,41	9,35	8,14	5,60	3,17	2,89	2,50	2,63	2,76	9,33	4,62
29	9,34		9,37	7,34	5,39	3,21	2,88	2,48	2,75	3,36	9,35	4,75
30	9,34		9,35	7,07	5,21	3,17	2,86	2,46	2,99	3,30	9,34	4,66
31	9,35		9,13		5,09		2,85	2,44		3,13		4,45
<i>Média</i>	7,95	8,78	8,77	8,84	7,14	3,84	3,04	2,66	2,46	2,93	5,80	5,74

Fonte: elaborada pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa Prime Projetos (2022)



Tabela 2 - Gerações Médias Diárias Mensais (2019)

Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	4,34	5,96	9,32	8,18	5,32	3,04	2,72	2,38	2,43	2,50	2,26	2,50
2	4,26	4,43	9,32	7,53	5,63	3,05	2,71	2,36	2,80	2,48	2,28	2,42
3	4,35	4,08	9,31	7,53	5,25	3,04	2,70	2,38	2,83	2,61	2,15	2,29
4	4,48	5,50	9,27	8,71	4,29	3,04	2,72	2,41	2,83	2,49	2,05	2,61
5	4,39	5,04	9,28	9,37	3,84	3,02	2,71	2,39	2,82	2,37	1,96	2,24
6	4,60	3,81	9,31	9,37	3,49	3,00	2,69	2,40	2,83	2,40	1,93	2,25
7	4,75	3,95	9,34	7,95	3,08	2,97	2,70	2,40	2,83	2,50	2,04	2,03
8	4,96	4,52	9,35	7,22	3,00	2,93	2,69	2,38	2,80	2,36	2,13	1,98
9	5,13	4,78	9,26	8,97	2,95	2,93	2,66	2,35	2,79	2,34	2,28	2,21
10	5,25	4,99	9,24	8,42	2,91	2,91	2,68	2,35	2,60	2,32	2,60	2,24
11	5,38	5,32	9,36	7,12	2,88	2,92	2,67	2,33	2,31	2,31	2,31	2,20
12	5,62	5,65	9,18	7,13	2,86	2,93	2,65	2,33	2,22	2,37	2,32	2,57
13	5,86	6,16	9,33	7,01	2,86	2,92	2,65	2,32	2,24	2,40	2,64	2,40
14	6,02	6,44	9,30	6,67	3,18	2,93	2,66	2,31	2,25	2,90	2,73	2,62
15	6,25	5,34	9,34	5,69	3,24	2,89	2,63	2,31	2,26	3,15	2,91	2,90
16	6,44	4,68	9,06	5,07	3,02	2,87	2,63	2,34	2,29	3,09	2,55	2,46
17	6,63	8,36	8,16	4,50	2,96	2,84	2,61	2,34	2,27	3,63	3,06	2,38
18	6,82	9,32	8,81	5,30	2,90	2,83	2,59	2,32	2,29	3,17	3,83	2,48
19	6,99	9,31	9,17	5,41	2,83	2,84	2,57	2,34	2,29	2,60	3,52	2,22
20	7,24	9,32	8,14	4,73	2,79	2,86	2,58	2,33	2,30	2,50	4,17	2,06
21	7,32	9,33	9,15	4,84	2,78	2,88	2,56	2,29	2,26	2,39	3,31	2,36
22	6,43	9,33	9,33	7,84	3,28	2,82	2,57	2,29	2,75	2,46	3,04	2,30
23	4,87	9,33	9,36	8,79	3,70	2,78	2,57	2,32	2,80	2,36	3,52	2,64
24	9,15	9,32	9,34	7,22	3,06	2,73	2,58	2,34	2,60	2,25	2,71	2,59
25	9,32	9,29	9,35	5,30	2,87	2,74	2,59	2,32	2,55	2,24	2,57	2,14
26	8,19	9,34	8,17	4,32	2,77	2,74	2,54	2,33	2,47	2,54	2,57	2,06
27	7,18	9,27	7,15	3,76	2,70	2,76	2,52	2,32	2,43	2,80	2,78	3,20
28	7,78	9,30	8,34	3,45	2,69	2,76	2,54	2,30	2,57	2,49	3,39	3,01
29	8,99		9,27	3,29	2,64	2,75	2,53	2,32	3,10	2,34	3,38	2,66
30	8,60		9,36	4,60	2,58	2,74	2,53	2,30	2,97	2,32	2,76	3,29
31	8,10		9,29		2,53		2,48	2,30		2,31		2,71
<i>Média</i>	6,31	6,84	9,06	6,51	3,25	2,88	2,62	2,34	2,56	2,55	2,72	2,45

Fonte: elaborada pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa Prime Projetos (2022)

Tabela 3 - Gerações Médias Diárias Mensais (2020)

Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	3,76	4,94	9,32	8,27	6,56	3,08	1,88	1,94	1,92	2,08	2,35	5,44
2	3,75	3,37	9,31	7,56	6,12	2,21	1,88	1,94	1,91	2,01	2,71	5,11
3	8,06	2,45	9,35	7,44	6,27	1,97	1,87	1,91	1,87	2,05	2,86	6,00
4	3,07	2,83	9,31	7,53	6,47	1,95	1,84	1,91	1,90	2,08	2,65	7,79
5	3,35	4,23	9,26	7,09	6,42	1,93	1,85	1,93	1,87	2,21	2,52	6,45
6	5,44	6,14	9,21	8,31	6,49	1,95	1,83	1,91	1,85	2,10	2,38	6,15
7	8,98	5,81	9,23	8,34	5,88	2,08	1,81	1,89	1,85	2,48	2,18	5,77
8	6,43	7,38	9,30	8,59	6,12	2,10	1,80	1,88	1,83	2,84	2,25	5,42
9	6,35	8,32	9,32	9,16	5,38	2,07	1,82	1,90	1,85	2,80	2,60	5,83
10	5,94	9,31	8,73	8,20	5,91	2,05	1,79	1,88	1,86	2,62	2,61	7,08
11	4,45	9,04	9,05	7,26	7,08	2,01	1,80	1,88	1,83	2,44	2,45	9,25
12	2,85	7,11	9,30	8,91	7,71	1,97	1,81	1,88	1,81	2,31	2,51	9,36
13	2,86	6,73	9,18	9,26	7,44	1,95	1,80	1,89	1,82	2,26	2,71	9,00
14	3,53	5,73	9,27	9,31	7,91	1,91	1,78	1,90	1,82	2,38	2,69	9,33
15	4,07	5,12	9,16	9,31	7,37	1,91	1,79	1,92	1,82	2,25	5,13	9,11
16	3,46	6,76	9,10	9,31	8,90	1,90	1,77	1,93	1,84	2,55	6,52	8,51
17	3,09	6,51	9,20	9,32	8,96	1,90	1,78	1,90	1,81	2,63	4,20	8,87
18	2,54	4,55	9,28	9,34	8,21	1,89	1,80	1,90	1,78	2,90	3,10	9,28
19	2,30	3,78	9,29	9,34	7,67	1,86	1,80	1,85	1,81	2,54	2,95	9,37
20	2,38	8,02	9,23	9,32	6,81	1,82	1,80	1,84	1,82	2,63	3,03	9,31
21	3,46	7,44	9,26	9,35	6,71	1,79	1,83	1,88	1,81	2,66	3,09	9,28
22	4,25	7,97	9,25	9,34	4,90	1,82	1,81	1,89	1,81	2,82	3,14	9,27
23	4,20	8,34	9,31	9,30	4,61	1,82	1,82	1,83	1,79	2,91	3,15	9,26
24	4,79	9,12	9,25	9,34	4,38	1,85	1,78	1,81	1,88	2,81	3,15	9,25
25	4,87	9,24	9,25	9,25	4,14	1,83	1,76	1,86	2,40	2,38	3,29	9,25
26	3,55	9,18	9,22	9,35	3,62	1,82	1,79	1,86	2,70	2,16	3,63	9,28
27	3,73	9,22	9,21	8,67	3,34	1,78	1,78	1,86	2,34	2,14	4,00	9,29
28	8,23	9,29	9,26	6,50	3,14	1,77	1,75	1,87	2,11	2,25	4,27	9,30
29	9,32	8,96	9,27	6,55	2,98	1,76	1,76	1,82	2,19	2,79	4,58	9,27
30	9,33		9,25	8,41	2,91	1,76	1,76	1,84	2,46	2,84	4,98	9,23
31	7,48		8,68		2,86		1,85	1,84		2,67		9,21
<i>Média</i>	4,83	6,79	9,21	8,57	5,91	1,95	1,81	1,88	1,95	2,47	3,26	8,20

Fonte: elaborada pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa Prime Projetos (2022)

Tabela 4 - Gerações Médias Diárias Mensais (2021)

Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	9,22	9,30	2,66	6,54	9,35	3,06	2,65	2,35	2,38	2,25	2,39	9,37
2	9,28	9,34	3,41	8,22	8,37	3,06	2,55	2,32	2,34	2,30	2,56	9,37
3	9,33	9,21	4,74	8,39	6,88	3,12	2,52	2,30	2,30	2,30	2,66	9,35
4	9,30	8,81	3,90	7,49	6,13	3,16	2,48	2,33	2,31	2,22	2,82	9,34
5	9,32	9,32	2,83	7,12	6,07	3,08	2,49	2,36	2,37	2,14	2,71	9,36
6	9,33	9,22	2,69	6,74	5,51	3,17	2,52	2,39	2,44	2,09	3,04	9,28
7	9,32	9,30	2,68	6,71	5,00	3,01	2,50	2,44	2,56	2,02	3,01	8,80
8	8,95	9,24	3,47	6,69	4,74	3,04	2,44	2,46	2,57	2,00	2,93	8,12
9	8,95	9,21	5,79	7,23	5,48	3,01	2,47	2,42	2,54	2,10	2,72	8,10
10	9,35	9,17	6,35	8,24	5,81	2,99	2,43	2,40	2,51	2,19	3,72	8,78
11	9,33	9,18	5,82	8,11	4,93	2,94	2,44	2,38	2,48	2,28	4,88	9,30
12	9,35	9,19	6,49	6,68	4,13	2,89	2,45	2,36	2,42	2,35	4,30	9,35
13	9,37	9,24	6,98	5,53	3,67	2,87	2,44	2,32	2,40	2,32	3,76	9,32
14	9,36	9,27	9,08	5,14	3,47	2,83	2,41	2,31	2,39	2,34	3,04	9,31
15	9,34	9,28	9,15	4,85	3,37	2,83	2,43	2,28	2,35	2,41	7,07	9,31
16	9,29	9,30	8,83	4,71	3,28	2,82	2,40	2,23	2,34	2,37	8,88	9,34
17	9,24	9,32	8,61	4,76	3,16	2,82	2,40	2,27	2,31	2,47	9,37	9,30
18	9,21	9,35	9,33	6,76	3,15	2,81	2,44	2,31	2,30	2,30	9,34	9,31
19	9,15	8,43	9,27	6,85	3,02	2,77	2,44	2,34	2,28	2,27	8,95	9,34
20	9,14	3,40	9,31	5,76	2,97	2,73	2,44	2,36	2,28	2,41	8,11	9,27
21	9,21	2,57	9,30	6,11	2,86	2,68	2,48	2,31	2,26	2,46	6,86	9,03
22	9,23	2,24	8,61	6,02	2,88	2,72	2,46	2,27	2,29	2,56	6,48	9,09
23	9,25	2,19	9,18	5,64	2,95	2,73	2,46	2,22	2,28	2,51	4,94	9,13
24	9,27	2,31	8,83	5,99	2,91	2,76	2,42	2,17	2,24	2,44	4,92	9,18
25	9,28	2,44	8,62	8,80	2,87	2,74	2,40	2,13	2,24	2,56	5,09	9,28
26	9,30	2,50	9,29	9,33	2,81	2,73	2,44	2,14	2,18	2,53	8,11	9,34
27	9,31	2,61	9,30	9,34	2,75	2,69	2,48	2,18	2,11	2,53	9,34	9,34
28	9,32	2,50	8,16	9,26	2,73	2,68	2,40	2,26	2,19	2,74	9,33	9,33
29	9,29		7,76	9,34	2,64	2,67	2,37	2,31	2,19	2,70	8,81	9,32
30	9,28		7,40	9,28	2,62	2,65	2,34	2,36	2,22	2,47	9,36	9,29
31	9,28		6,74		2,59		2,32	2,40		2,65		9,16
<i>Média</i>	9,26	7,05	6,92	7,05	4,16	2,87	2,45	2,31	2,34	2,36	5,65	9,18

Fonte: elaborada pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa Prime Projetos (2022)

A partir dos resultados obtidos, plotou-se o gráfico de geração, ilustrado na Figura 20, para uma melhor visualização do comportamento do rio no local da PCH Braço Sul.

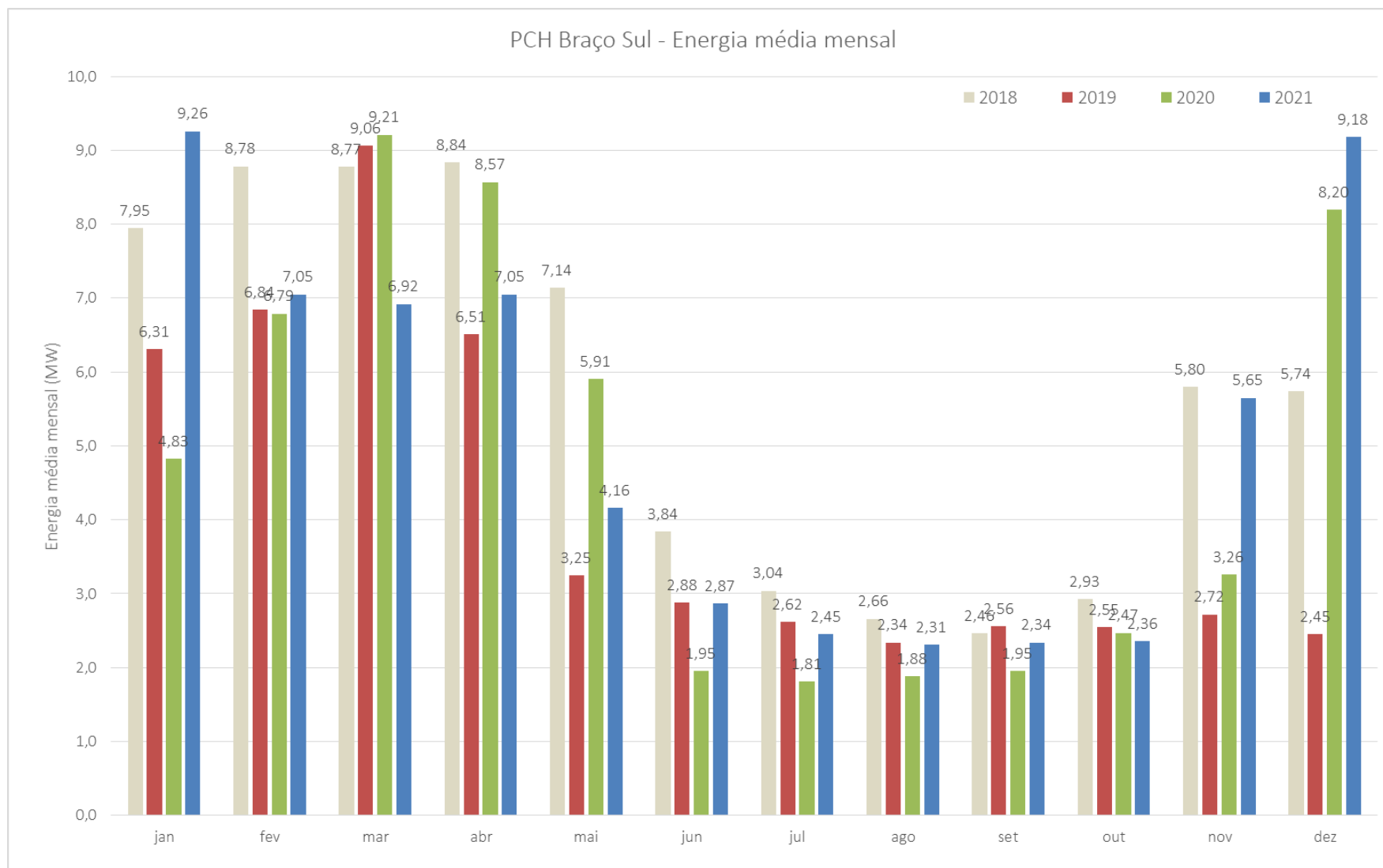


Figura 20 - Geração Média Mensal

Fonte: elaborado pelos autores (2022)

Como a geração de energia de uma usina hidroelétrica está diretamente relacionada com a vazão que passa pelas suas turbinas, pode-se inferir do gráfico que há uma grande variabilidade sazonal de vazões entre as estações, estando o período de seca bem evidente entre os meses de junho a outubro. Nesta época a usina apresenta baixa disponibilidade de geração. Em eventos extremos de estiagem, faz-se necessário até a parada total das máquinas por indisponibilidade hídrica. Após o início das chuvas, as vazões no rio aumentam significativamente.

Essa grande amplitude de vazões ao longo do ano corrobora para as avaliações propostas neste estudo, de tal modo que a geração de energia por fonte fotovoltaica seja complementar à fonte hídrica, principalmente na época que esta esteja prejudicada pelas águas baixas do rio.

### **6.3.2 Perfis Horários de Geração**

Como dito anteriormente, os dados de vazões horárias possibilitam realizar uma comparação mais eficaz entre as fontes solar e hídrica, uma vez que a simulação feita para a geração de energia da usina fotovoltaica é a partir dos dados horários de irradiação. Além disso, os perfis horários da geração hídrica fornecem uma melhor estimativa da energia média gerada pela PCH.

Além da geração média mensal, com o modelo matemático utilizado para as simulações, foi calculada a geração diária, de janeiro a dezembro, dos anos de 2018 a 2021. Na Tabela 5 mostra-se as médias horárias de todos os meses, enquanto na Figura 21 apresenta-se o gráfico com as médias horárias de todos os meses, com destaque para os meses de março (maiores médias horárias) e de agosto (menores médias horárias).

Tabela 5 - Geração Média Horária Mensal (2018 a 2021)

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
01:00	7,01	7,34	8,51	7,76	5,10	3,60	2,65	2,43	2,95	3,22	4,41	6,41
02:00	7,09	7,38	8,47	7,79	5,23	3,95	2,69	2,43	2,96	3,22	4,27	6,41
03:00	7,15	7,37	8,49	7,81	5,20	3,90	2,66	2,44	2,95	3,17	4,28	6,39
04:00	7,08	7,35	8,48	7,77	5,24	3,82	2,68	2,42	2,94	3,17	4,28	6,40
05:00	7,14	7,37	8,49	7,77	5,21	3,82	2,66	2,43	2,96	3,16	4,30	6,41
06:00	7,13	7,36	8,49	7,79	5,16	3,76	2,69	2,43	2,95	3,14	4,32	6,39
07:00	7,10	7,34	8,50	7,77	5,17	3,75	2,67	2,43	2,96	3,14	4,31	6,40
08:00	7,06	7,36	8,52	7,77	5,18	3,77	2,65	2,43	2,95	3,14	4,35	6,39
09:00	7,07	7,36	8,51	7,74	5,14	3,82	2,66	2,43	2,96	3,16	4,36	6,38
10:00	7,09	7,36	8,52	7,75	5,19	4,06	2,65	2,43	2,96	3,17	4,35	6,40
11:00	7,09	7,37	8,51	7,76	5,21	4,03	2,66	2,43	2,93	3,16	4,35	6,44
12:00	7,10	7,37	8,51	7,75	5,17	3,8	2,66	2,43	2,94	3,19	4,35	6,39
13:00	7,09	7,37	8,52	7,75	5,20	3,72	2,65	2,45	2,94	3,23	4,36	6,37
14:00	7,09	7,37	8,51	7,70	5,04	3,67	2,67	2,44	2,94	3,23	4,36	6,37
15:00	7,05	7,36	8,48	7,70	5,07	3,67	2,65	2,44	2,93	3,25	4,37	6,38
16:00	7,08	7,37	8,47	7,69	5,03	3,67	2,65	2,44	2,94	3,29	4,40	6,39
17:00	7,05	7,38	8,46	7,67	5,05	3,66	2,65	2,44	2,91	3,28	4,40	6,39
18:00	7,08	7,40	8,46	7,67	4,99	3,63	2,66	2,42	2,90	3,29	4,40	6,37
19:00	7,06	7,39	8,47	7,71	4,99	3,61	2,64	2,44	2,89	3,27	4,41	6,38
20:00	7,10	7,39	8,46	7,72	5,10	3,57	2,66	2,44	2,89	3,29	4,41	6,38
21:00	7,11	7,37	8,49	7,73	5,03	3,64	2,65	2,43	2,88	3,25	4,41	6,39
22:00	7,12	7,36	8,49	7,77	4,99	3,67	2,64	2,42	2,92	3,25	4,39	6,41
23:00	7,11	7,34	8,50	7,79	5,05	3,61	2,63	2,43	2,93	3,25	4,39	6,40
00:00	7,12	7,35	8,50	7,77	5,12	3,52	2,65	2,43	2,93	3,24	4,40	6,42
<i>Média</i>	7,09	7,37	8,49	7,74	5,12	3,74	2,66	2,43	2,93	3,21	4,36	6,39

Fonte: elaborado pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa

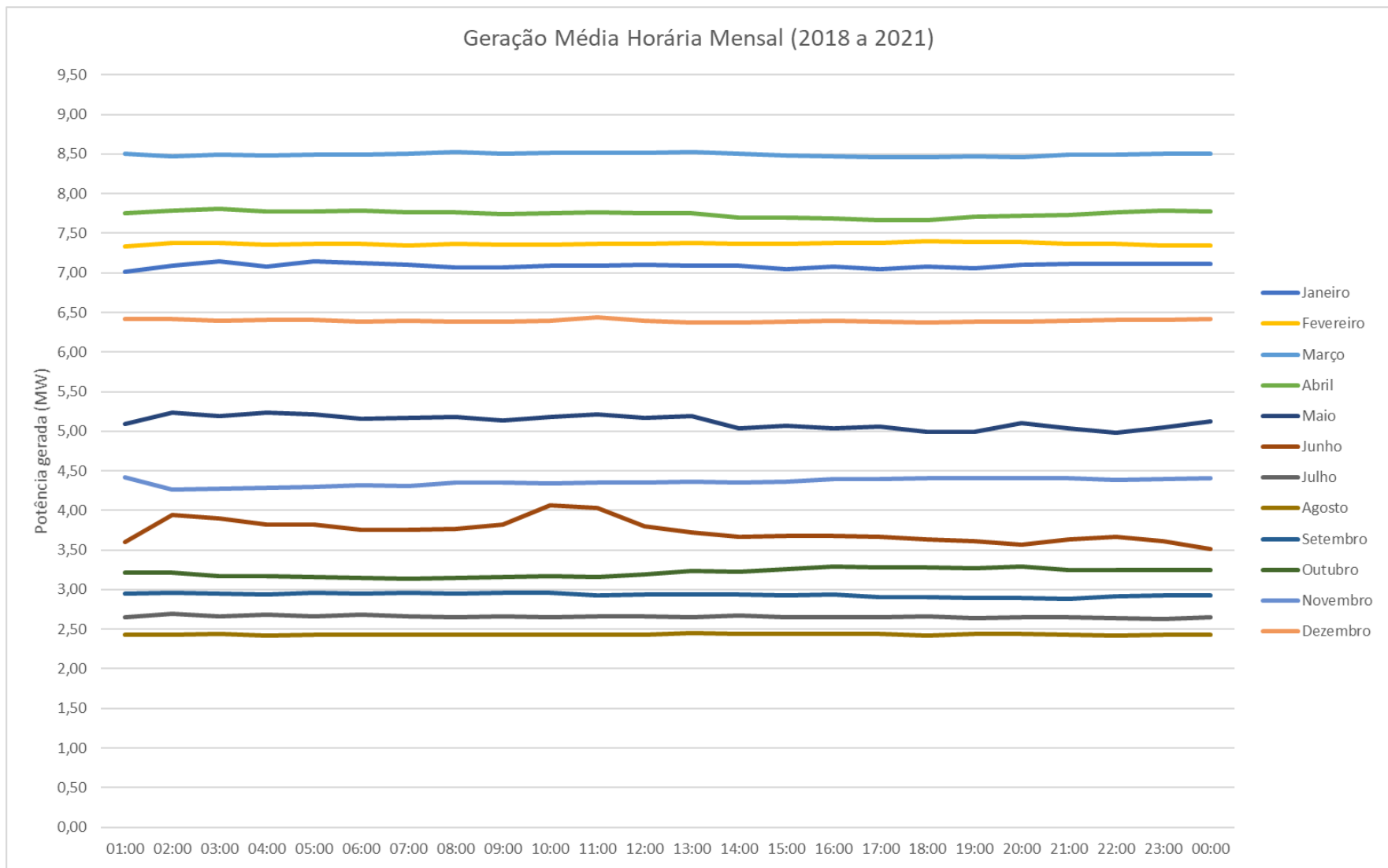


Figura 21 - Geração Média Horária (2018 a 2021)

Fonte: elaborada pelos autores

Ao analisar as curvas da Figura 21, é possível confirmar a grande variabilidade sazonal do rio no trecho estudado, como visto no item 6.3.1, a partir das gerações médias mensais.

Para estimar a energia média gerada pela PCH Braço Sul, calculou-se a média de todas as energias horárias geradas, nos quatro anos de medições, menos as indisponibilidades e o consumo interno. A energia média estimada para PCH foi de 4,78 MW médios, resultando em um fator de capacidade de 0,50.

Como a Potência Instalada da PCH Braço Sul é de 9,50 MW, com esse valor de energia média gerada, a implantação de um sistema híbrido de energia mostra-se muito favorável a contribuir com a otimização do sistema de transmissão, de modo a complementar a geração de energia nas horas em que a fonte hídrica não está gerando o suficiente, mais especificamente nos meses de junho a outubro.



## 7 PROPOSTA DE USINA FOTOVOLTAICA

### 7.1 POTENCIAL SOLARIMÉTRICO

A produção de energia elétrica por meio da irradiação solar está atrelada ao recurso solar da região que a central geradora será implantada, no caso da UGH Braço Sul, no norte do estado do Mato Grosso, próxima à divisa com o estado do Pará. Pode-se observar na Figura 22 que o empreendimento possui valores de irradiação próximos à 5 kWh/m<sup>2</sup>.dia.



Figura 22 – Média anual para irradiação global horizontal diária e localização da UFV proposta

Fonte: adaptado de Atlas da Energia Solar 2 ed.

A irradiação encontrada para a UFV está próxima da média dos valores encontrados no país, sendo considerados satisfatórios e apresentando boa relação de complementariedade com as vazões encontradas no aproveitamento hidráulico da PCH, mostrado no item 6.3. Além disso, relacionando comparativamente ao recurso solar encontrado no Brasil, o local menos ensolarado do país é capaz de gerar mais energia elétrica que o melhor local de irradiação da Alemanha (Atlas Brasileiro Energia solar 2 ed).

## **7.2 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS**

A localização geográfica da bacia do rio Braço Sul possui uma predominância de clima tropical de verão úmido e período de estiagem no inverno, apresentando uma sazonalidade seca e fria seguida por outro período mais chuvoso, úmido e quente. A bacia pode ser considerada estável do ponto de vista meteorológico, apresentando um regime pluvial bem definido, sendo as máximas chuvas observadas no verão e mínimas no inverno. A época seca e fria predomina de maio a setembro e o período úmido e quente acontece de outubro até abril, tendo ambos a predominância de temperaturas médias constantes durante o ano.

A umidade do ar da bacia começa a atingir valores mais significativos a partir de novembro, quando a umidade equatorial traz as chuvas sazonais, aumentando a nebulosidade até atingir seu valor máximo entre dezembro e fevereiro. Essa cobertura nebulosa reduz a incidência de radiação solar, onde atinge seu mínimo entre dezembro e fevereiro. Entre os meses de maio e agosto é observado os maiores índices de radiação, agora por conta da menor nebulosidade.

## **7.3 CONCEPÇÃO TÉCNICA**

A tecnologia fotovoltaica da UFV possui em sua concepção hipotética um arranjo simples, montada em estrutura de solo, com inclinação em 12° sentido norte para o melhor aproveitamento da radiação disponível pelos painéis (CRESESB, 2022). Os equipamentos que compõe a usina são inversores SG125-HV, fabricados pela Sungrow, trabalhando em conjunto com módulos LR5-72 HPH 545 de construção tecnológica monocristalina, da Longi Solar. Em cada um dos 41 inversores serão conectados 287 módulos, totalizando assim 5,125 MW de potência. O Quadro 3 apresenta as características da UFV proposta.

Quadro 3 - Características da UFV proposta

TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	
Potência Instalada CA (kW)	5.125
Potência Instalada CC (kWp)	6.406
Marca/ Modelo do Inversor	Sungrow/SG125-HV
Marca/ Modelo do Módulo	Longi Solar/ LR5-72 HPH 545
Potência do Módulo (Wp)	545
Potência Máxima Disponível na Unidade Geradora (kW)	125,0
Potência Máxima CC na Unidade Geradora (kWp)	156,4
Quantidade de Unidade Geradoras	41

Fonte: elaborado pelos autores

#### 7.4 INDICADORES DE INDISPONIBILIDADE

A Taxa de Indisponibilidade Programada (IP) é a taxa que indica quanto será o tempo dedicado nas usinas para manutenção programada. Como a operação na tecnologia fotovoltaica é realizada no período diurno, as manutenções são previamente agendadas para que ocorram no período noturno, onde é possível contar com aproximadamente 12h contínuas para suprir qualquer demanda de reparo ou limpeza.

A Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) é a taxa que indica o período em que a usina não é capaz de operar devido a interrupções ou falhas emergenciais não programadas. Novamente, considerando apenas operação diurna por se tratar de uma tecnologia solar, foi adotada um a taxa de 1% TEIF, que também será adotada para IP.

#### 7.5 GERAÇÃO DE ENERGIA

Para o cálculo de geração de energia da tecnologia solar fotovoltaica, foi feita uma análise no software PVsyst, utilizando os dados e equipamentos citados no item 7.3 como entradas, foi elaborada uma simulação para melhor aferir a geração de energia proveniente da fonte solar. Assim, a produção anual de energia no percentil 50%, adotada para cálculo de garantia física<sup>4</sup>, foi de 9.845,13 MWh.

---

<sup>4</sup> A garantia física é definida como a quantidade de MW médios que corresponde ao máximo de energia que a usina pode comercializar. Para uma usina de tecnologia solar, o cálculo é feito com dados da produção anual de energia, baseado no percentil 50% (EPE,2021).

Analisando a produção mensal, mostrada na Figura 23 em estratificação horária, tem-se a média de 817,01 MWh, onde julho é o mês com valores maiores de geração, alcançando 1060,88 MWh e fevereiro com a menor geração mensal, de 656,00 MWh.

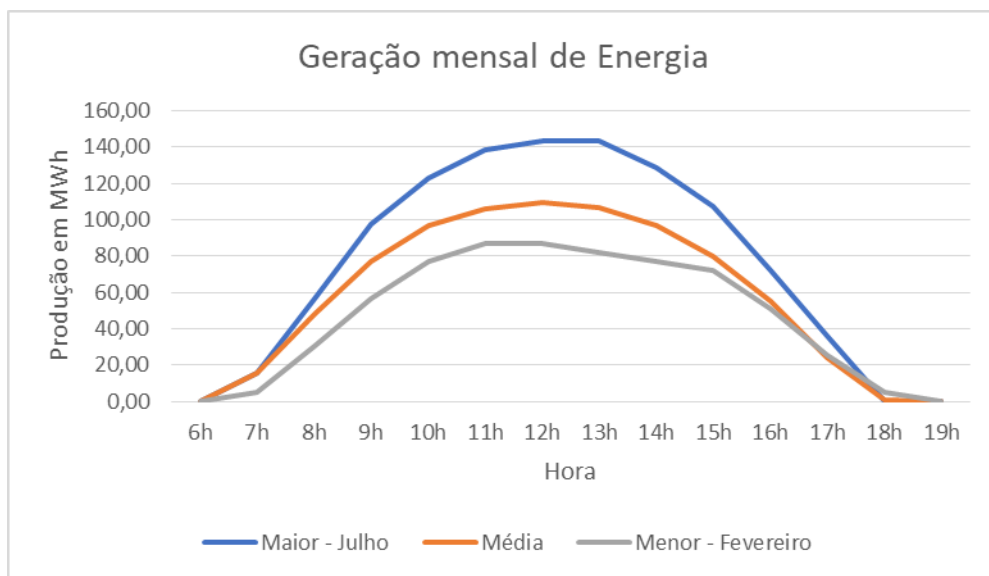


Figura 23 - Produção de energia mensal em base

Fonte: elaborado pelos autores

Com a o valor da geração e as taxas de indisponibilidade, foi encontrada uma energia média de 1,120 MW médios para a usina, com um fator de capacidade de 21,85%, condizente com os valores mostrados nos boletins de operação da ONS para empreendimentos fotovoltaicos (ONS, 2021).

## 8 ANÁLISE INTEGRADA – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E FOTOVOLTAICA

Para a análise integrada do sistema híbrido de energia, utilizou-se os perfis horários de geração de ambas as fontes. Para isso, foram calculadas também as gerações médias horárias mensais da UFV, para obter uma melhor comparação. A Tabela 6 mostra os dados de geração horário, em MW, da UFV.

Tabela 6 - Geração Média Mensal (horária) UFV

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	0,51	0,17	0,34	0,51	0,68	0,51	0,51	0,51	0,68	0,68	0,68	0,51
08:00	1,37	1,03	1,37	1,71	1,88	1,71	1,88	1,71	1,71	1,71	1,71	1,37
09:00	2,22	1,88	2,22	2,73	2,90	2,73	3,25	2,90	2,56	2,73	2,39	2,22
10:00	2,90	2,56	2,73	3,42	3,59	3,42	4,10	3,76	3,25	3,42	2,90	2,73
11:00	2,90	2,90	3,08	3,42	3,93	3,93	4,61	4,27	3,59	3,76	3,08	2,90
12:00	3,25	2,90	3,25	3,59	4,10	3,93	4,78	4,61	3,59	3,76	3,25	2,90
13:00	3,08	2,73	3,25	3,42	3,93	3,93	4,78	4,44	3,42	3,59	3,08	3,08
14:00	2,73	2,56	3,08	3,08	3,59	3,59	4,27	4,10	3,25	3,08	2,73	2,73
15:00	2,05	2,39	2,56	2,56	2,90	2,90	3,59	3,42	2,73	2,39	2,22	2,22
16:00	1,71	1,71	1,88	1,88	1,88	2,05	2,39	2,39	1,71	1,54	1,37	1,54
17:00	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	1,20	1,03	0,68	0,51	0,51	0,68
18:00	0,17	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Média</i>	0,99	0,91	1,03	1,13	1,26	1,23	1,47	1,38	1,13	1,13	1,00	0,95

Fonte: elaborada pelos autores a partir de dados fornecidos pela empresa

Pela Tabela 6, pode-se perceber que os meses com maior geração estão entre maio em outubro, e os meses com menor geração coincidem com os meses de maior geração da PCH, corroborando com a ideia de haver uma complementariedade entre as duas fontes nessa região. Para analisar essa complementariedade, plotou-se juntos os gráficos de geração de ambas as fontes para cada mês. As Figuras 24 e 25 ilustram os gráficos das gerações de cada fonte nos meses de março e agosto, cuja complementariedade ficou mais evidente.



Figura 24 - Geração Média Horária PCH e UFV (março)

Fonte: elaborada pelos autores

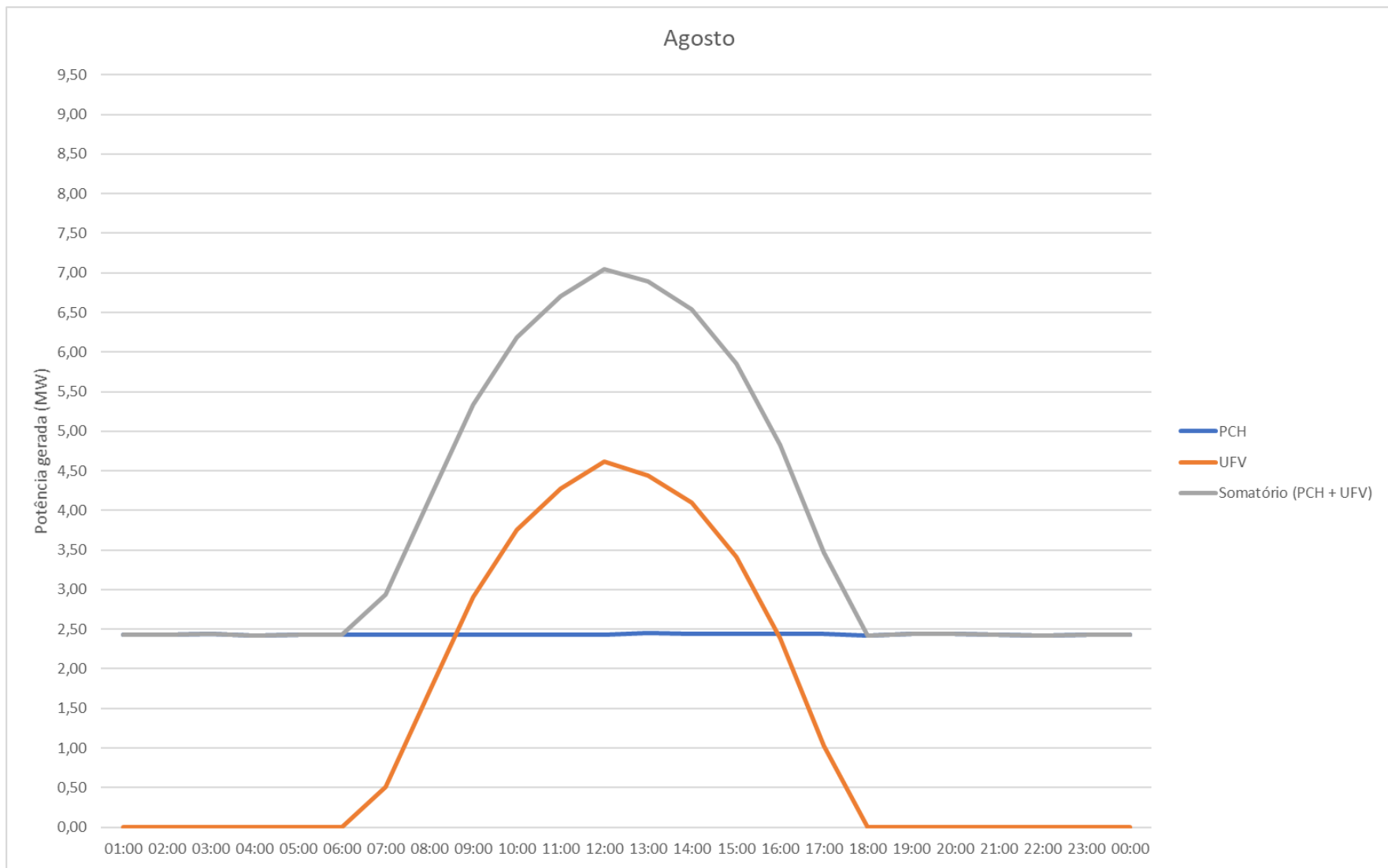


Figura 25 - Geração Média Horária PCH e UFV (agosto)

Fonte: elaborada pelos autores

A partir dos gráficos das Figuras 24 e 25, confirma-se a complementariedade entre as fontes, de tal forma que, nos períodos de seca (junho a outubro), a usina de fonte solar compense a não geração de energia suficiente da fonte hídrica, devido à baixa vazão do rio nesse período. Após essa análise, foi feita a soma das potências das duas usinas, a fim de obter o potencial de geração da Usina Híbrida em si. A Tabela 7 apresenta os valores de geração horária da UGH.

Tabela 7 - Geração Média Horária UGH

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
01:00	7,01	7,34	8,51	7,76	5,10	3,60	2,65	2,43	2,95	3,22	4,41	6,41
02:00	7,09	7,38	8,47	7,79	5,23	3,95	2,69	2,43	2,96	3,22	4,27	6,41
03:00	7,15	7,37	8,49	7,81	5,20	3,90	2,66	2,44	2,95	3,17	4,28	6,39
04:00	7,08	7,35	8,48	7,77	5,24	3,82	2,68	2,42	2,94	3,17	4,28	6,40
05:00	7,14	7,37	8,49	7,77	5,21	3,82	2,66	2,43	2,96	3,16	4,30	6,41
06:00	7,13	7,36	8,49	7,79	5,16	3,76	2,69	2,43	2,95	3,14	4,32	6,39
07:00	7,61	7,52	8,85	8,28	5,85	4,27	3,18	2,94	3,64	3,82	4,99	6,91
08:00	8,43	8,39	9,89	9,48	7,06	5,48	4,53	4,14	4,66	4,85	6,06	7,75
09:00	9,29	9,24	10,73	10,48	8,04	6,55	5,91	5,34	5,52	5,89	6,75	8,60
10:00	10,00	9,92	11,25	11,16	8,77	7,48	6,75	6,19	6,20	6,59	7,25	9,13
11:00	10,00	10,27	11,59	11,18	9,14	7,96	7,27	6,70	6,52	6,92	7,42	9,34
12:00	10,34	10,27	11,76	11,34	9,27	7,73	7,44	7,05	6,52	6,95	7,60	9,30
13:00	10,17	10,11	11,77	11,17	9,13	7,65	7,44	6,89	6,35	6,82	7,44	9,44
14:00	9,82	9,93	11,58	10,78	8,63	7,26	6,94	6,54	6,19	6,30	7,09	9,11
15:00	9,10	9,75	11,05	10,26	7,97	6,58	6,24	5,86	5,66	5,65	6,59	8,60
16:00	8,79	9,08	10,35	9,57	6,91	5,72	5,05	4,83	4,65	4,82	5,77	7,93
17:00	7,90	8,23	9,32	8,52	5,91	4,52	3,85	3,47	3,59	3,79	4,91	7,07
18:00	7,25	7,57	8,46	7,67	4,99	3,63	2,66	2,42	2,90	3,29	4,40	6,37
19:00	7,06	7,39	8,47	7,71	4,99	3,61	2,64	2,44	2,89	3,27	4,41	6,38
20:00	7,10	7,39	8,46	7,72	5,10	3,57	2,66	2,44	2,89	3,29	4,41	6,38
21:00	7,11	7,37	8,49	7,73	5,03	3,64	2,65	2,43	2,88	3,25	4,41	6,39
22:00	7,12	7,36	8,49	7,77	4,99	3,67	2,64	2,42	2,92	3,25	4,39	6,41
23:00	7,11	7,34	8,50	7,79	5,05	3,61	2,63	2,43	2,93	3,25	4,39	6,40
00:00	7,12	7,35	8,50	7,77	5,12	3,52	2,65	2,43	2,93	3,24	4,40	6,42

Fonte: elaborada pelos autores

Pela Tabela 7 nota-se uma melhora no potencial de geração da usina, elevando sua capacidade nos períodos de seca. Contudo, percebe-se também que, em algumas horas dos meses de janeiro a abril, a potência total gerada supera a potência instalada da PCH Braço Sul, superando, portanto, o MUST contratado. Para estas avaliações, limitou-se a potência total da UGH em 9,50 MW, e calculou-se uma nova geração para a UFV, apresentada na Tabela 8, de modo que a soma das potências das duas usinas não superasse o MUST de 9,50 MW.



Tabela 8 - Geração da UFV limitada pelo MUST de 9,5 MW

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	0,51	0,17	0,34	0,51	0,68	0,51	0,51	0,51	0,68	0,68	0,68	0,51
08:00	1,37	1,03	0,98	1,71	1,88	1,71	1,88	1,71	1,71	1,71	1,71	1,37
09:00	2,22	1,88	0,99	1,76	2,90	2,73	3,25	2,90	2,56	2,73	2,39	2,22
10:00	2,41	2,14	0,98	1,75	3,59	3,42	4,10	3,76	3,25	3,42	2,90	2,73
11:00	2,41	2,13	0,99	1,74	3,93	3,93	4,61	4,27	3,59	3,76	3,08	2,90
12:00	2,40	2,13	0,99	1,75	4,10	3,93	4,78	4,61	3,59	3,76	3,25	2,90
13:00	2,41	2,13	0,98	1,75	3,93	3,93	4,78	4,44	3,42	3,59	3,08	3,08
14:00	2,41	2,13	0,99	1,80	3,59	3,59	4,27	4,10	3,25	3,08	2,73	2,73
15:00	2,05	2,14	1,02	1,80	2,90	2,90	3,59	3,42	2,73	2,39	2,22	2,22
16:00	1,71	1,71	1,03	1,81	1,88	2,05	2,39	2,39	1,71	1,54	1,37	1,54
17:00	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	1,20	1,03	0,68	0,51	0,51	0,68
18:00	0,17	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaborada pelos autores

A energia média gerada pela UFV, após a limitação pelo MUST, de 1,120 MW médios, passou para 1,016 MW médios. A Figura 26 mostra os gráficos de geração média mensal da PCH Braço Sul operando sozinha e da UGH após a limitação do MUST. Ressalta-se que, mesmo com a limitação da energia gerada pela UFV, a perda de geração da fonte solar será mínima.

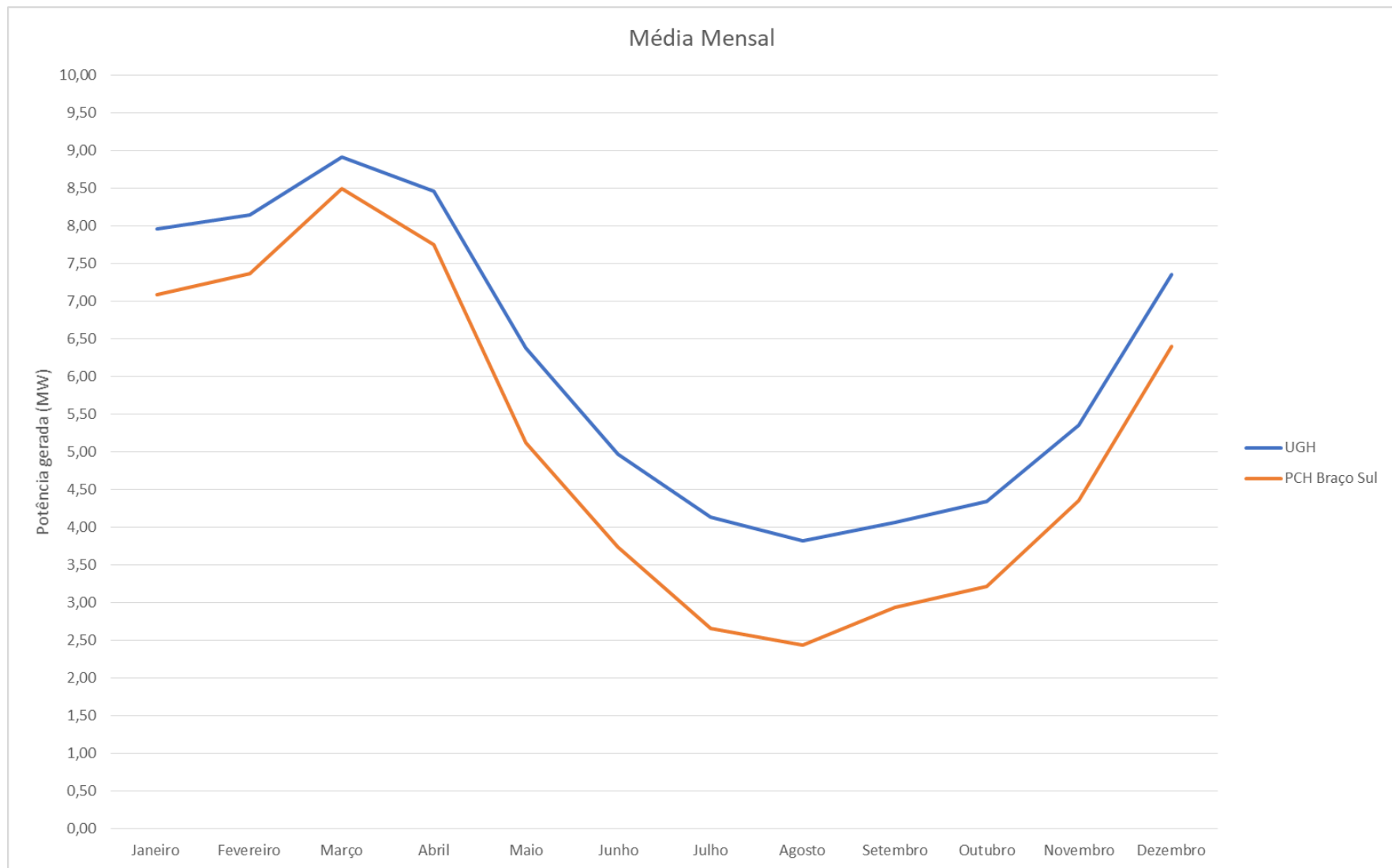


Figura 26 - Geração Média Mensal PCH e UGH

Fonte: elaborada pelos autores

Pelos gráficos da Figura 26, pode-se inferir que o sistema híbrido proposto, em termos de complementariedade de geração, seria uma proposta viável, uma vez que a geração média da UGH, além de superar a geração média da PCH Braço Sul, utiliza com maior eficiência as instalações de transmissão que necessariamente serão construídas para o escoamento da energia. Porém, essa análise não se limita apenas em potencial de geração. Faz-se necessária, também, uma análise econômica dos empreendimentos.

## 9 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

### 9.1 PCH BRAÇO SUL

O custo de implantação da PCH Braço Sul foi determinado com a aplicação de preços unitários de materiais, serviços e equipamentos necessários à implantação do aproveitamento, de acordo com o Plano de Contas dos Orçamentos Padrão ELETROBRÁS. Os preços utilizados na modelagem econômica do presente trabalho, foram de acordo com os preços cadastrados pela empresa Prime Projetos no Leilão A-4 de 2022, apresentados na Figura 1 do Anexo I.

As despesas operacionais utilizadas na modelagem econômica estão apresentadas no Quadro 4.

Quadro 4 – Custos de Implantação - PCH Braço Sul

Custos da PCH Braço Sul (R\$ mil)	
Custos Diretos Total	34.953,48
Custos Indiretos	4.213,91
Custos Total de Geração	39.167,39
Custos Total da Transmissão e Conexão	12.420,33

Fonte: elaborado pelos autores

Assim, o custo final de investimento da PCH Braço Sul foi de R\$ 51.587.720,00.

### 9.2 USINA FOTOVOLTAICA

Segundo o Caderno dos Preços de Geração (EPE, 2021), tem-se o investimento médio para UFVs por volta de R\$ 4.000/kW a R\$ 4.500/kW, enquanto custos com manutenção variam entre R\$ 40/kW.ano a R\$ 60/kW.ano. Assim, baseado nos dados da EPE, considerando que a usina será constituída por um sistema sem módulos bifaciais e rastreadores, tem-se a estimativa inicial de custos base para instalação e operação e manutenção para a geração da fonte fotovoltaica, conforme os Quadros 5 e 6.

Quadro 5 - Custos de Implantação UFV

Custos de Implantação da UFV	
Custo de implementação por MW	R\$ 4.000.000
Custo Total	R\$ 20.500.000

Fonte: elaborado pelos autores

Quadro 6 - Operação e Manutenção UFV

Operação e Manutenção da UFV	
Custo de Operação e Manutenção por MW/ano	R\$ 40.000
Custo de Operação e Manutenção Total/ano	R\$ 205.000

Fonte: elaborado pelos autores

Equipamentos e sistemas auxiliares compõe uma fração de 70% do investimento, seguidos por custos com conexão e transmissão, com 10%. Obras civis e outras despesas administrativas custam cerca de 8% cada, seguidos por terreno e ações socioambientais, com cerca de 4%. Assim, tem-se a estratificação do investimento da seguinte partição, mostrado no Quadro 7.

Quadro 7 - Custos Finais de Implantação UFV

Estratificação dos valores da UFV		%
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	R\$ 14.350.000,00	70%
Conexão e Transmissão	R\$ 2.050.000,00	10%
Obras Civis	R\$ 1.640.000,00	8%
Despesas Administrativas	R\$ 1.640.000,00	8%
Terreno e Ações Socioambientais	R\$ 820.000,00	4%
Custo Inicial	R\$ 20.500.000,00	100 %
Custo Final de Implementação	R\$ 20.500.000,00	

Fonte: elaborado pelos autores

Apesar da descrita estratificação do investimento, listado no Quadro 7, o custo final de implementação é passível de alterações, sendo dependente do cenário adotado para o arranjo da usina híbrida. O ganho sinérgico do modelo com duas tecnologias permite o compartilhamento do sistema de conexão e transmissão, terreno, ações socioambientais e despesas administrativas, impactando assim nos custos de implantação, operação e manutenção.

## 10 MODELAGENS ECONÔMICAS

A avaliação econômica da Usina de Geração Híbrida proposta foi elaborada tendo como ponto de partida as premissas técnicas, econômicas e financeiras para uma abordagem dividida em três possíveis cenários, onde serão calculados TIR, VPL e Payback para avaliação do empreendimento. A parte técnica da análise é a desenvolvida e mostrada nos capítulos anteriores do trabalho, sendo idêntica para cada um dos cenários, sendo que para compor os valores técnicos da UGH, foram combinados os valores das premissas de cada tecnologia mantendo a proporcionalidade da capacidade de geração.

Os fatores econômicos e financeiros variam entre os cenários com o objetivo de melhor avaliar a UGH em situações de diferentes fluxos de caixa. Para o cálculo dos fluxos de caixa ao longo dos períodos, é utilizado o software Microsoft Excel como ferramenta para a simulação, onde as entradas são as premissas elencadas no Quadro 8 os valores contidos em cada cenário econômico.

Quadro 8 - Premissas para modelagem econômica

PREMISSAS	PCH isolada	UFV isolada	UFV-UGH	UGH (PCH + UFV)
Potência Instalada (MW)	9,500	5,125	5,125	14,625
Fator de Capacidade	50,30%	21,85%	19,82	40,89%
Geração (MW médios)	4,780	1,120	1,016	5,796
Investimento (R\$)	51.587.720,00	20.500.000,00	18.450.000,00	70.037.720,00
TFSEE (BETU R\$/kW)	854,12	854,12	854,12	-
O&M (R\$/MWh)	15,00	10,30	6,50	-
Seguros Operacionais (%ROB)	1,40%	0,60%	0,60%	-
TUST (R\$/kW/mês)	10,00	10,00	-	10,00
MUST (MW)	9,50	5,125	-	9,50
Despesas Administrativas (%ROB)	1,50%	1,50%	1,00%	-
Despesas Ambientais (%ROB)	1,00%	0,50%	0,50%	-

Fonte: elaborado pelos autores

Os valores elencados na coluna “UFV-UGH” foram estabelecidos de acordo com a energia média gerada limitada pelo MUST de 9,50 MW. Os valores relacionados à taxa de O&M e despesas administrativas, foram recalculados descontando uma porcentagem, pelo fato da mão de obra desses custos serem aproveitadas pela da PCH. O Investimento total na UFV também sofreu redução, na ordem de 10%, por não haver necessidade de investir no sistema de transmissão, já que esse é compartilhado com a PCH de modo bem complementar entre as fontes, como descrito na seção 8.

Para o cálculo dos indicadores da UGH, considerou a soma dos fluxos de caixa da PCH sozinha e da UFV implantada como um sistema híbrido.

## **10.1 IMPOSTOS E ENCARGOS INCIDENTES**

Para o estudo de caso foi adotado o regime tributário de Lucro Presumido, com intuito de simplificar as tributações e apuração dos impostos. O regime escolhido, segundo a Receita Federal, é uma forma simplificada para determinação da base de cálculo, podendo ser qualificado no Lucro Presumido a pessoa jurídica cuja receita bruta no ano base anterior seja igual ou menor que R\$ 78.000.000,00 (ME,2022), compatível com a receita da UGH.

Os impostos e encargos definidos na seção são adotados seguindo as mesmas premissas do PDE 2030, elencadas no Parâmetro de Custos de Geração e Transmissão do estudo da EPE.

- a) Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS/PASEP): tributos de competência federal, aplicados sobre o faturamento bruto da empresa, apurados com alíquota de 3% para o COFINS e 0,65% para o PIS/PASEP (ME, 2022).
- b) Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ): o IRPJ é apurado sobre o lucro real da pessoa jurídica, a alíquota é de 15% sobre o lucro apurado e com adicionais de 10% sobre a parcela do lucro que exceder 20.000,00 reais por mês (ME, 2022).
- c) Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL): segundo a Receita Federal, a apuração do CSLL deverá ser feita da mesma forma do IRPJ, no caso do estudo, uma alíquota sobre o lucro de 9% (ME, 2022).
- d) Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica (TFSEE): tarifa destinada a suportar as despesas da ANEEL, tendo seu valor definido pela seguinte fórmula:

$$TFSEE = 0,4\% * P_{INST} * BETU \quad (18)$$

Onde BETU é o Benefício Econômico Típico Unitário Anual, tendo seu valor definido para o ano de 2022 pelo Despacho ANEEL nº 60, de 2022, em 854,12 R\$/kW (ANEEL, 2022).

- e) Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): a TUST é a tarifa destinada à remuneração do uso do sistema de transmissão para agentes geradores e consumidores (EPE,2021), ela é responsável por manter e operar as instalações de transmissão.

## 10.2 CENÁRIOS ECONÔMICOS

A construção dos cenários para a avaliação econômica é inicialmente composta de indicadores econômicos, baseados nos dados disponibilizados pelo Banco Central do Brasil no Boletim Focus, estipulando valores de inflação, taxa SELIC, câmbio e crescimento do Produto Interno Bruto (PIB).

Para as premissas de financiamento, foram adotadas as informações da linha de crédito Finem do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), destinada a expansão e modernização da infraestrutura de geração a partir de fontes renováveis, onde as taxas e custos estão elencados no Quadro 9. A taxa de juros do financiamento é definida como a soma do custo financeiro, remuneração do BNDES e Taxa de risco de crédito. Assim a taxa utilizada nos cenários da análise depende do valor definido de IPCA para cada caso.

Quadro 9 - Taxas de financiamento - FINEM

Finem BNDES	
Custo Financeiro	IPCA + 4,94 %
Remuneração do BNDES	0,9 % a.a (UFV) 1,3% a.a (PCH)
Taxa de Risco de Crédito	2,0 %
Taxa Final (parcela pré-fixada + IPCA)	UFV – 8,2% + IPCA
	PCH – 8,6% + IPCA

Fonte: BNDES (2022)



Os cenários 1 e 2 possuem os mesmos valores para IPCA, SELIC, PIB e câmbio, variando apenas a estrutura de capital do empreendimento, entre financiamento de 100% e 50% do custo de implantação. Para o cenário 3, tem-se os indicadores econômicos vistos de maneira mais otimista, com um maior crescimento da economia e menores taxas de inflação e SELIC.

Em todos os cenários analisados o financiamento possui Sistema de Amortização Constante com prazo de 20 anos, além do período de carência desde o ano zero até o início da geração de energia. Para o cálculo do VPL, a taxa de desconto utilizada foi a SELIC definida em cada cenário, por conta de sua referência para formação dos juros do mercado. Os valores para os indicadores econômicos dos cenários se encontram no Quadro 10.

Quadro 10 - Cenários para a análise econômica

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
IPCA	6,59 %	6,59 %	5,5 %
SELIC	13 %	13 %	7,5 %
PIB	0,5 %	0,5 %	2 %
Câmbio (BRL/USD)	5,25	5,25	5,20
Financiamento	100 %	50 %	50%

Fonte: Boletim Focus (2022)

### 10.3 RECEITA DE GERAÇÃO

Para valoração dos benefícios energéticos da PCH, considerou-se as médias dos últimos Leilões de Energia.

Assim sendo, foram selecionadas as usinas hidrelétricas de pequeno porte que comercializaram energia nos leilões a partir de 2010, que totalizaram 168 usinas. O Quadro contendo a lista de usinas está no Anexo II. O resultado obtido foi de R\$ 248,90/MWh, na data base de dezembro de 2021.

Para a receita da tecnologia fotovoltaica, é considerado o valor do MWh proveniente da plataforma DCIDE, disponibilizada pela empresa de mesmo nome, dedicada ao desenvolvimento de modelagens quantitativas para o setor elétrico (DCIDE,2022).

O valor definido para o uso nas análises financeiras da UFV é o índice Incentivada 50% Longo Prazo, que reflete o preço médio esperado da energia proveniente de fontes renováveis incentivadas para o período de 2023 a 2026, apontando um valor de R\$ 220,49/MWh. Os preços adotados para energia serão corrigidos pelo IPCA do cenário utilizado para o período da simulação.

## 10.4 RESULTADOS

Com as premissas e cenários definidos, as simulações para obtenção do fluxo de caixa foram feitas conforme metodologia proposta, para cada uma das tecnologias de geração de maneira isolada e trabalhando sinergicamente em uma Central Geradora Híbrida. Os resultados obtidos no estudo de caso, de modo geral, mostraram-se divergentes para cada tecnologia de geração, onde os indicadores apontaram que a PCH apresentou ser viável economicamente, porém, a UFV não, mostrando índices não financeiramente viáveis. Para o arranjo híbrido, como uma composição das duas tecnologias, os resultados apontaram para um empreendimento economicamente viável, apesar de comparativamente menos interessante que a PCH em todos os cenários.

Os resultados do Cenário 1, 2 e 3 estão apresentados nas Tabelas 9, 10 e 11, respectivamente. Apresenta-se, também, seus respectivos Fluxo de Caixa, ilustrados nas Figuras 27, 28 e 29.

Tabela 9 - Indicadores Econômicos (Cenário 1)

Indicadores	PCH	UFV	UFV-UGH	UGH
<i>TIR real (capital próprio)</i>	12,2%	2,2%	6,3%	10,6%
<i>TIR real do acionista</i>	30,9%	-1,0%	5,2%	17,7%
<i>VPL (R\$x10<sup>3</sup>)</i>	10.289,15	-8.435,43	-4.339,16	5.949,97
<i>Payback (anos)</i>	7	25	18	10

Fonte: elaborado pelos autores

Tabela 10 - Indicadores Econômicos (Cenário 2)

Indicadores	PCH	UFV	UFV-UGH	UGH
<i>TIR real (capital próprio)</i>	12,2%	2,2%	6,3%	10,6%
<i>TIR real do acionista</i>	14,8%	0,8%	5,9%	13,3%
<i>VPL (R\$x10<sup>3</sup>)</i>	3.755,27	-10.346,15	-6.249,84	-2.494,55
<i>Payback (anos)</i>	8	21	14	9

Fonte: elaborado pelos autores

Tabela 11 - Indicadores Econômicos (Cenário 3)

Indicadores	PCH	UFV	UFV-UGH	UGH
<i>TIR real (capital próprio)</i>	12,2%	2,2%	6,3%	10,6%
<i>TIR real do acionista</i>	14,7%	0,7%	5,8%	12,2%
<i>VPL (R\$x10<sup>3</sup>)</i>	26.611,44	-9.302,13	-2.399,98	24.211,49
<i>Payback (anos)</i>	9	23	15	10

Fonte: elaborado pelos autores

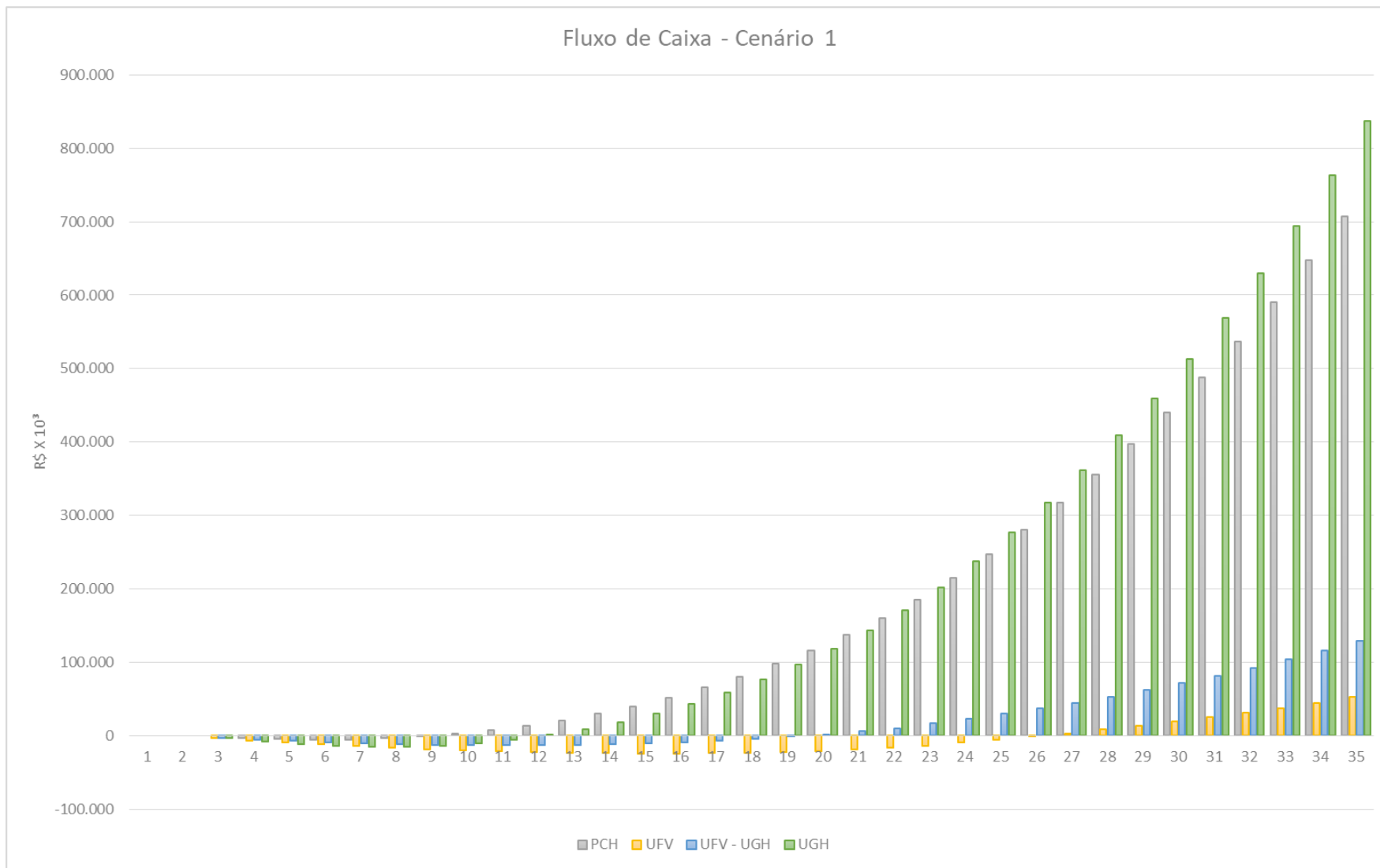


Figura 27 - Fluxo de Caixa (Cenário 1)

Fonte: elaborada pelos autores

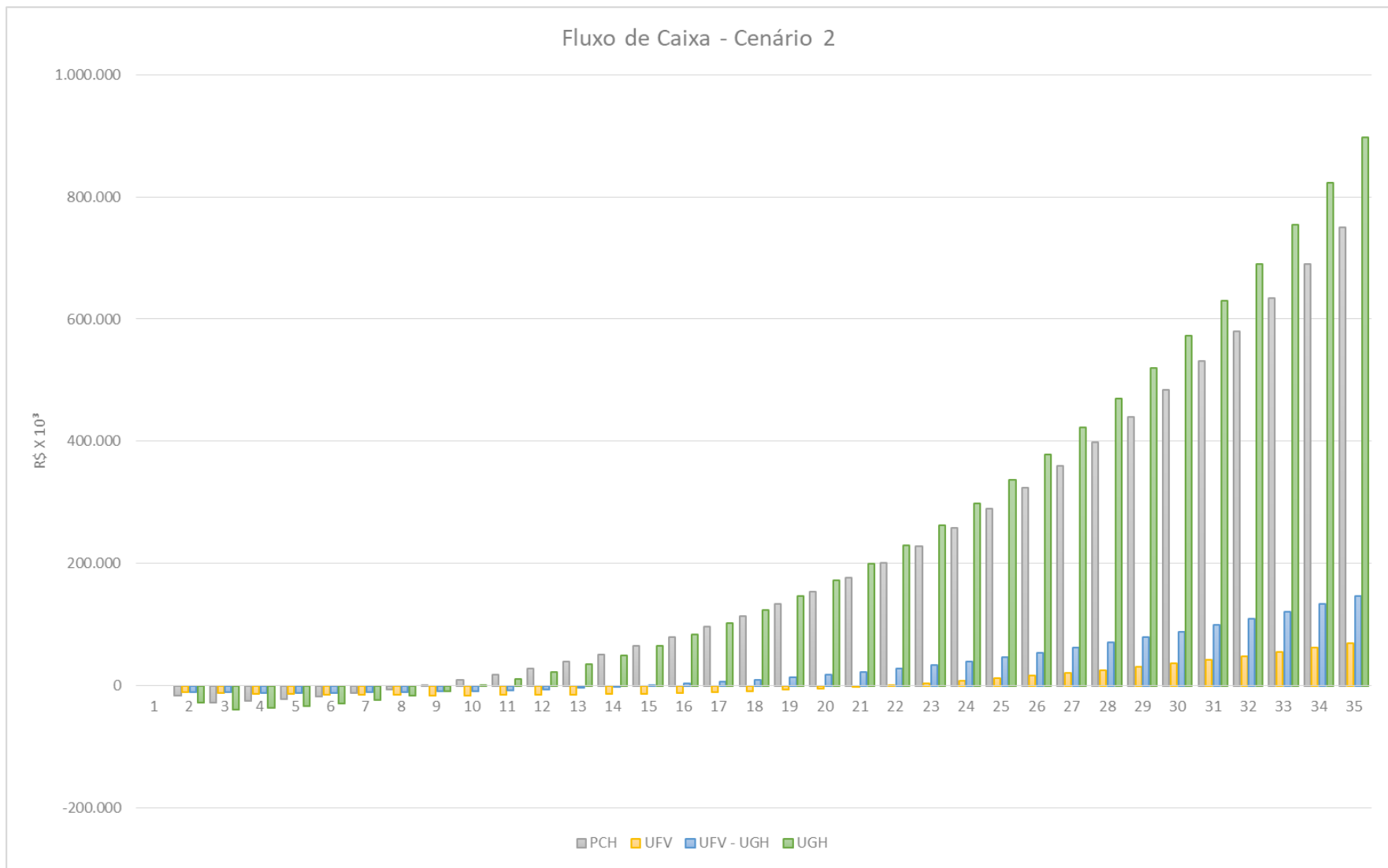


Figura 28 - Fluxo de Caixa (Cenário 2)

Fonte: elaborada pelos autores

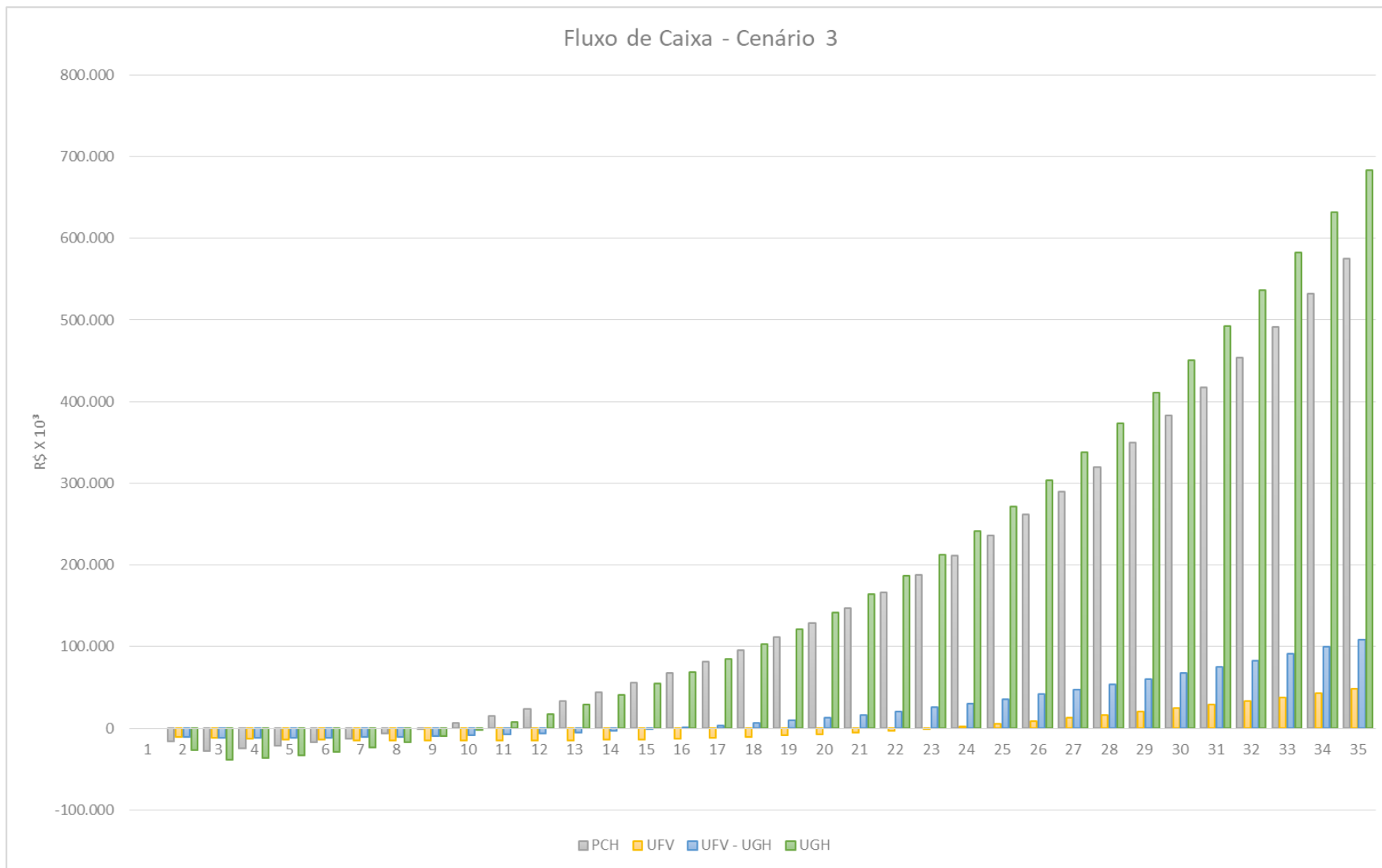


Figura 29 - Fluxo de Caixa (Cenário 3)

Fonte: elaborada pelos autores

Para melhor análise dos resultados, foi calculada também a TIR real do capital próprio (descontada do IPCA), ou seja, sem considerar a alavancagem por dívida (100% Equity e 0% Dívida). Se a TIR real do capital próprio for superior à taxa de juros real aplicada ao financiamento considerado (também descontada do IPCA), quanto maior for a porcentagem da dívida, melhores serão os resultados da TIR, em função da captação de recursos a taxas reais inferiores ao resultado do projeto sem a dívida.

Tal fato é comprovado analisando os resultados da modelagem econômica nas Tabelas 9, 10 e 11. Nota-se que, para a PCH, a TIR real do capital próprio é de 12,2%, ou seja, maior que a taxa de juros real de 8,6% aplicada ao financiamento. O mesmo é visto na UGH, com uma TIR real de capital próprio igual a 10,6%. Diante disso, os resultados para o Cenário 1, que considera 100% de Dívida pelo financiamento, apresentaram valores mais promissores para a PCH isolada e para UGH comparados ao Cenário 2.

Já para os casos da UFV, a TIR real do capital próprio apresentou valores menores que a taxa de juros de 8,2% do financiamento, sendo 2,2% para UFV isolada e 6,3% para a UFV como um sistema híbrido. Assim, ao contrário da PCH e UGH, a tomada de dívida a taxa maior que a TIR do projeto trouxe resultados economicamente menos interessantes.

Ao analisar os indicadores encontrados no Cenário 1, nota-se um VPL positivo para a PCH e UGH, mostrando viabilidade econômica. O Fluxo de Caixa mostrado na Figura 27 aponta o *Payback* para cada situação, onde é evidenciado que a UFV não apresentou ser um empreendimento viável financeiramente.

O Cenário 2, variando do primeiro apenas no montante do investimento financiado, demonstrou resultados piores que os encontrados no Cenário 1, como já evidenciado anteriormente, desta vez apresentando VPL negativo para a UGH, tendendo para a não viabilidade econômica nesse cenário. O Fluxo de Caixa mostrado na Figura 28 aponta o *Payback* para cada situação, onde é novamente evidenciado que a UFV isolada não apresenta ser um empreendimento viável.

Para o terceiro e último cenário, no qual foram adotadas premissas econômicas mais otimistas de crescimento da economia e dos indicadores econômicos, tem-se um resultado relativamente superior aos dois primeiros cenários. Com a TMA menor, o cenário 3 mostrou-se mais atrativo para a UGH. O cálculo da TIR resultou em taxas que superam a SELIC e o valor encontrado para o VPL foi bem maior que zero. Os valores de TIR e VPL mostrados na Tabela 11 e o Fluxo de Caixa da Figura 29, apontam para a viabilidade da UGH, rejeitando a UFV isolada como investimento atrativo economicamente.

## 11 DISCUSSÃO

Em 1992, ocorreu a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, no Rio de Janeiro, nomeada como Eco-92, que tratava de questões ambientais e mudanças climáticas. Como consequência desse evento, originou-se a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (CQNUAC), a qual o Brasil, dentre outros países, assinou o tratado de manter estáveis as concentrações de gases do efeito estufa na atmosfera, de maneira que se evite uma interferência, pelo homem, que cause risco ao sistema climático. Em Decreto Legislativo nº 144, de 2002, o Brasil aprovou o texto do protocolo de Kyoto, que definiram metas de redução de emissão (VELLOSO, 2017).

O Brasil assumiu, portanto, um compromisso de reduzir as emissões de gases do efeito estufa em 37%, em relação a 2005, no ano de 2025, e de 43% em 2030 (MMA, 2016), foi indicada na iNDC do Brasil, a necessidade de uma transição para sistemas de geração de energia provenientes de fontes renováveis, para alcançar as metas assumidas (BRASIL, 2015).

Comparativamente a outros países a matriz nacional elétrica nacional possui uma participação de fontes renováveis expressiva, grande parcela de origem hidráulica provenientes de grandes hidrelétricas, capazes de fornecer a carga para o sistema de modo seguro e realizar serviços ancilares para o funcionamento adequado da rede. Contudo, situações extremas como a recente crise hídrica evidenciam a fragilidade do suprimento centralizado em hidrelétricas, ocasionando no acionamento de termelétricas poluentes e que oneram o custo de operação.

Adicionalmente, é notável o crescimento das fontes renováveis eólica e solar na matriz elétrica nas duas últimas décadas, fato que tende a continuar acontecendo segundo o PDE 2030 nos próximos anos de maneira cada vez mais expressiva. Entretanto, essas tecnologias de geração são intermitentes, possuindo uma variabilidade muito grande no seu regime de operação, dificultando a atuação de maneira isolada em um fornecimento de energia para atender a demanda por carga imediata na rede.

Dentro desse contexto, é nítida a necessidade do Brasil em diversificar sua matriz elétrica, por meio de produção limpa e menos ofensiva ao meio ambiente. Sendo assim, o aproveitamento da energia solar vem ganhando grande espaço nas discussões do setor energético, bem como se mostrando uma boa alternativa. Além disso, a geração de energia fotovoltaica em complementariedade com a hidrelétrica, reduz a necessidade de ativação de termelétricas e, conseqüentemente, reduz a emissão de gases do efeito estufa liberados por esse tipo de usina, além de otimizar a segurança da matriz.

Ante ao exposto, o objetivo do presente trabalho foi realizar uma avaliação nos âmbitos técnico e financeiro de uma central geradora híbrida, localizada ao norte do estado do Mato Grosso, tendo como ponto de partida a PCH Braço Sul, que no presente momento está em processo de obtenção de outorga de autorização. A sazonalidade do rio Braço Sul e o período de seca bem definido daquela região apresentaram uma oportunidade para realizar o estudo de uma hipotética usina híbrida, com as tecnologias hidráulica e solar, favorecendo a ideia de que, possivelmente, existiria uma grande complementariedade entre as fontes de geração.

Observando o que a recente Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 definiu para os requisitos de uma Central Geradora Híbrida, a usina fotovoltaica foi estabelecida com a concepção de aproveitar os ganhos sinérgicos entre as duas fontes, reduzindo não só custos operacionais, de manutenção e administrativos, mas também buscando reduções expressivas no investimento ao explorar apenas o MUST da PCH. Analisando a geração de ambas as tecnologias em base horária-mensal, a grande complementariedade foi verificada, exigindo apenas um leve corte na produção da UFV para que a UGH utilize apenas o MUST contratado oriundo da potência de tecnologia hidráulica.

A economia de escala ao se adotar a usina híbrida mostrou-se eficaz, com a UGH possuindo menor custo total de investimento e também menor custo operacional, comparativo à soma das duas tecnologias atuando de maneira individual. De fato, os resultados obtidos sustentam a ideia de que a implantação da PCH de maneira isolada seria mais vantajosa economicamente comparada a UGH. Porém, pensando no setor elétrico como um todo, a implantação de um sistema híbrido é considerada como vantajosa também pois, além de apresentar os indicadores econômicos favoráveis, ela traz diversos benefícios para o setor.

Dentre os fatores que ocasionaram um desempenho não adequado na análise financeira da tecnologia fotovoltaica, três merecem destaque por mais influenciar o resultado da análise, sendo eles o baixo fator de capacidade, característico de UFVs, o valor da energia e o custo de implantação. Na pesquisa documental, as experiências nos casos internacionais de usinas híbridas, a viabilidade mostrou-se associada aos incentivos e subsídios governamentais, sejam eles para desenvolvimento da tecnologia híbrida ou para aproveitar melhor as fontes intermitentes e suas complementariedades de geração e sinergia na rede de transmissão.

Um ponto importante é que a sinergia existente nas tecnologias de geração das UGHs corrobora para o alinhamento com tratados e acordos internacionais de redução de emissões dos gases de efeito estufa e poluidores da atmosfera, cada vez mais evidenciados em discussões diplomáticas buscando um futuro mais limpo e sustentável para a população. Além disso, a capacidade em produzir uma energia com característica mais firme e previsível, como foi o



caso do presente estudo, aponta ser um possível caminho para a menor dependência de métodos mais poluentes de geração.

## 12 CONCLUSÕES

Analisando os objetivos presente trabalho, pode-se concluir que as suposições sobre a complementariedade das fontes de geração solar e hidráulica para o local do projeto mostraram-se adequadas à níveis de geração de energia e uso sinérgico da estrutura de uma Central Geradora Híbrida. A partir da análise econômica pode-se concluir que a UFV operando de maneira isolada no local da PCH Braço Sul, não é um empreendimento favorável a se construir, por apresentar indicadores econômicos insatisfatórios. Contudo, mesmo com indicadores inviáveis para a UFV-UGH, os Cenários 1 e 3 apresentaram resultados positivos para a implantação do sistema híbrido como um todo.

A experiência com esse tipo de usina, levantada em pesquisa documental, aponta que os projetos se mostraram viáveis quando incentivados ou subsidiados por programas governamentais. Por se tratar de um modelo novo de exploração das tecnologias existentes, ainda existem seus desafios, grande parte econômicos, como custo de implantação e o próprio preço da energia, muitas vezes não competitivos quando comparados as usinas convencionais.

Por se tratar de um primeiro momento e indo ao exemplo das experiências internacionais, uma alternativa para a viabilidade econômica mais favor seria um programa de incentivos ou subsídios para as usinas híbridas, de modo semelhante ao que é evidenciado nos casos fora do país. Buscando ir além da visão financeira do investimento, as UGHs também apresentam um potencial para melhor aproveitamento das fontes intermitentes, visto a grande parcela de fonte renovável na matriz elétrica brasileira, podendo almejar uma geração mais estável e previsível no Sistema Interligado Nacional.

O PDE 2030 aborda o caminho da hibridização de usinas para expansão da oferta, também objetivando melhor aproveitar as redes de transmissão mais afastadas dos grandes centros, além de alternativas como modernizar e repotencializar usinas já existentes, adotando a tecnologia híbrida como ferramenta para isso. Cabe ainda ressaltar outro ponto positivo que a expansão da oferta de energia no país por meio das UGHs de tecnologias renováveis oferece, um menor impacto ambiental, emitindo menos gases de efeito estufa e com o devido investimento, podem vir a ocupar parte da carga hoje suprida por usinas movidas a fontes fósseis.

Ante ao exposto, pode-se concluir que, ao se tratar de sistemas híbridos de energia, uma simples análise de viabilidade econômica não é suficiente. É de suma importância que diversos outros fatores sejam analisados, como se há complementariedade entre as fontes no local, avaliar os ganhos energéticos e o melhor uso do sistema de transmissão, avaliar a redução do

impacto ambiental. Assim, ao menos nesse primeiro momento, fica claro a importância da existência de subsídios ou incentivos para que as UGHs possam crescer no mercado de energias renováveis, assim como ocorreu com as fontes eólica e solar tempos atrás, sendo essas tecnologias hoje grandes responsáveis pela expansão da oferta, além de aspectos socioeconômicos valiosos como geração de empregos e crescimento econômico.

### 13 REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no Mundo**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> Acesso em: 7 set. 2021.

ALENCAR, C. A.; STEDILE, R.; JUNIOR, J. U. **Estudo da Complementariedade da Geração de Energia entre as Fontes Solar e Hidráulica**. Congresso Brasileiro de Energia Solar, VII, Gramado, 2018.

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (Brasil). **Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil**. Agência Nacional de Águas – Brasília, 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Despacho nº 60, de 7 de janeiro de 2022**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2022060ti.pdf/> Acesso em: março de 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020-SRG/SRT/ACG/ANEEL**. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p\\_auth=Ztzlr96V&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3476&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublic/](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=Ztzlr96V&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3476&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublic/) Acesso em: 2 de ago.2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf/> Acesso em: março de 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf/> Acesso em: março de 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 954, de 30 de novembro de 2021**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.pdf> Acesso em: fevereiro de 2022.

ASSAF NETO, A. **Matemática Financeira e Suas Aplicações**, 12 ed. Atlas, 2012.

ASSAF NETO, A. **Finanças Corporativas e Valor**, 7 ed. Atlas, 2014.

AYRÃO, V. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: conceitos, aplicações e estudos de caso**. International Copper Association Brazil. Rio de Janeiro, 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Focus - Relatório de Mercado**. Expectativas de Mercado. Disponível em <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/> Acesso em: mar. 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de Juros Básicas – Histórico**. Histórico da taxa de juros básica fixada pelo COPOM e evolução da taxa SELIC. Disponível em <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros/> Acesso em: 4 out. 2021

BARBOSA, C. F. O.; PINHO, J. T.; GALHARDO, M. A. B.; PEREIRA, E. J. S. **Sistemas Híbridos de Energia: Aplicações e Estudos no Brasil**. Congresso Brasileiro de Energia Solar, VI, Belo Horizonte, 2016.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento. **BNDES Finem – Geração de Energia**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia> Abril, 2022.

BRASIL. **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasília, 2015.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Contratos do Ambiente Livre - Versão 4.0**. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afzLoop=12058885809673&\\_adf.ctrl-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afzLoop=12058885809673&_adf.ctrl-)

[state=15fjt47j9w\\_1#!%40%40%3F\\_afrLoop%3D12058885809673%26\\_adf.ctrl-state%3D15fjt47j9w\\_5/](#) Acesso em: 24 set. 2021.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Contratos do Ambiente Regulado**  
- **Versão 4.0.** Disponível em:  
[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=12058885809673&\\_adf.ctrl-state=15fjt47j9w\\_1#!%40%40%3F\\_afrLoop%3D12058885809673%26\\_adf.ctrl-state%3D15fjt47j9w\\_5/](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=12058885809673&_adf.ctrl-state=15fjt47j9w_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D12058885809673%26_adf.ctrl-state%3D15fjt47j9w_5/) Acesso em: 24 set. 2021.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRÁS. **Diretrizes para estudos de Pequenas Centrais Hidrelétricas.** Janeiro, 2000.

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito – **Potencial Solar** – **SunData v 3.0.** Disponível em:  
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata/> . Acesso em: janeiro de 2022.

DALWADI, P. G.; MEHTA, C. R. **Feasibility study of solar-wind hybrid power system.** In: International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering. [S.l.: s.n.], v. 2, p. 125–128, 2012.

DCIDE. **Dashboard- Índices Curva Forward.** Disponível em  
<https://www.denergia.com.br/dashboard/> Acesso em: março de 2022.

Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Disponível em  
[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM/](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM/) Acesso em: 22 set. 2021.

DOS REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica**, 2 ed. Manole, 2011.

ELETROBRAS. **Manuais e Diretrizes para Estudos e Projetos**. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx> Acesso em: abr. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011**. Rio de Janeiro. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração**. Usinas Híbridas – Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE-DEE-NT-011/2018-r0, Brasília, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração**. Usinas Híbridas no contexto do planejamento energético. EPE-DEE-NT-029/2019-r0, Brasília, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudos do Sistema de Transmissão**. Cálculo da TUST – Análise de Sensibilidade. Nº EPE-DEE-NT-014/2021-rev0, Rio de Janeiro, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Garantia Física dos Empreendimentos Fotovoltaicos**. Leilão de Energia Nova A-4 de 2021. No EPE-DEE-RE-064/2021-r0, Rio de Janeiro, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Leilão de Energia Nova A-3 e A-4 de 2021 – Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leiloes-de-energia-nova-a-3-e-a-4-2021/> Acesso em: 1º out. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Leilão de Energia Nova A-5 de 2021 – Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-5-2021/> Acesso em: 1º out. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; ELETROBRAS. **Levantamento da legislação para licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar.** NT Eletrobras DGOA 003/2021 / NT-EPE-DEA-SMA-006-2021, Rio de Janeiro, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Matriz Energética e Elétrica.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> Acesso em: 5 out. 2022.

FANG, W.; HUANG, Q.; HUANG, S.; YANG, J.; MENG, E.; LI, Y. **Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant,** *Energy Conversion and Management* , vol. 136, pp. 161-172, 2017.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento.** 3 ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 400 p. 2012.

GONZÁLEZ, J. A. C.; PÉREZ, R. C.; SANTOS, A. C.; GIL, M. A. C. **Centrales de energias renovables: generación eléctrica con energias renovables,** 2 ed. Pearson Educación, 2009.

GUIMARÃES, A. A.; RIBEIRO, G. A.; ALTOÉ, G. B. O.; ARAÚJO, P. B.; GOMES, R. P.; SOARES, P. M. **Usinas Híbridas: projetos de geração de energia elétrica que combinem duas ou mais fontes de tecnologia.** Brasília. 4 p. 2021.

HYDROWHEEL. **Turbinas Hidráulicas.** Disponível em: <https://hydrowheel.com.br/produtos/turbinas-hidraulicas/> Acesso em: 7 set. 2021.

KALTSCHMITT, M.; STREICHER, W.; WIESE, A. **Renewable Energy: Technology, Economics and Environment,** 1 ed. Springer, 2007.

JONG, P.; SÁNCHEZ, A. S.; ESQUERRE, K.; KALID, R. A.; TORRES, E. A. **Solar and Wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, p. 526-535, 2013.



LOPES, Rafael. **Comissionamento de turbinas hidráulicas: nsaios de faixa operativa, índice, test e rejeição de carga**. Trabalho de Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Estadual Paulista, 50p. 2011.

MATO GROSSO. Lei Complementar nº 668, de 24 de julho de 2020. **Altera dispositivos da Lei Complementar nº 592, de 26 de maio de 2017, que dispõe sobre o Licenciamento Ambiental das Atividades poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais no âmbito do Estado de Mato Grosso e dá outras providências**. Disponível em <https://app1.sefaz.mt.gov.br/sistema/legislacao/LeiCompEstadual.nsf/9733a1d3f5bb1ab384256710004d4754/b88b0eb8f863f223042585b2005f778a?OpenDocument/> Acesso em: março de 2022.

ME – Ministério da Economia. **Receita Federal – Legislação Tributária Federal**. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/historico/arrecadacao/tributos/legislacao.htm#:~:text=Lucro%20Presumido%3A%20Forma%20simplificada%20para,valor%20da%20receita%20bruta%20mensal/> Acesso em: abril de 2022.

ME – Ministério da Economia. **Receita Federal – Tributos Federais Administrados Pela Receita Federal**. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos/> Acesso em: abril de 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos%20-%20PDE%202030.pdf/> Acesso em: março de 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília, 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília, 2020.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica** **Fevereiro/2021**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202021-02.pdf> Acesso em: fevereiro de 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 60p. 2006.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 80p, 2017.

PINHO J. T., et al. **Sistemas Híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia**. Ministério de Minas e Energia., Brasília., 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL – CRESESB. Rio de Janeiro, 2014.

ROSA, C. O. C. S. **Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica, eólica e fotovoltaica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste**. Dissertação (mestrado). Universidade Federal Fluminense, Volta Redonda, 156p. 2019.

ROSA, L. P.; SANTOS, M. A.; MATVIENKO, B.; SANTOS, E. O.; SIKAR, E. **Greenhouse gases emissions by hydroelectric reservoirs in tropical regions**. Climatic Change, v. 66, n. 2, p. 9-21, 2004.

RUDD, J. M. W.; HARRIS, R.; KELLY, C. A. **Are Hydroelectric Reservoirs Significant Sources of Greenhouse Gases?** Ambio, v. 22, n. 4, p. 246-248, 1993.

SANTOS, M. A.; ROSA, L. P.; MATVIENKO, B.; SANTOS, E. O.; ROCHA, C. H. E. F.; SIKAR, E.; SILVA, M. B.; JÚNIOR, A. M. P. B. **Emissões de gases de efeito estufa em reservatórios de hidrelétricas**. Oecologia Brasiliensis, v. 12, n. 1, p. 116-129, 2008.

SANTOS, M. A.; ROSA, L. P.; SIKAR, B.; SIKAR, E.; SANTOS, E. O. **Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to termo-power plants.** Energy Policy, v. 34, n. 4, p. 481-488, 2006.

SILVA, T. G. **Análise de viabilidade econômica de um projeto rodoviário.** Dissertação (monografia). Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 56p. 2016.

SOITO, J. L. D. S.; FREITAS, M. A. V. **Amazon and expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n; 6, p. 3165-3177, 2011.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable energy Resources**, 2 ed. Taylor & Francis, 2006.

VELLOSO, M. F. A. **Possibilidade de geração híbrida hidro-solar na bacia do São Francisco.** São José dos Campos: INPE, 2017.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 1. ed. São Paulo, 2012.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos** [recurso eletrônico] / Robert K. Yin; [tradução: Cristhian Matheus Herrera]. – 5.ed – Porto Alegre : Bookman, 2015.

## **ANEXOS**

## ANEXO I



v. 24/02/2021 12:00

31/05/2021 01:17:55 - pag. 12 / 13

### FICHA DE DADOS - PCH/CGH

Empreendimento: Braço Sul

Processo:

#### Orçamento

Valores declarados em R\$ mil, sem os juros durante a construção, referidos a dezembro do ano anterior ao do leilão. Empreendimento existente, os valores declarados referentes apenas à ampliação e/ou repotenciação.

Custos Diretos e Indiretos de Geração (R\$ mil)		Transmissão e Conexão (R\$ mil)	
Aquisição do Terreno:	929,56	Aquisição do Terreno:	186,30
Ações Socioambientais:	2.818,74	Ações Socioambientais:	372,61
Obras Cíveis:	9.059,90	Obras Cíveis:	621,02
Equipamentos - Outros Eletromecânicos:	6.151,88	Linhas de Transmissão:	5.866,73
Equipamentos - Turbinas:	3.779,26	Conexão:	845,66
Equipamentos - Geradores:	4.579,51	Transporte e Seguro:	993,63
		Montagem e Testes:	1.863,05
<b>Equipamentos - Total:</b>	<b>14.510,65</b>	<b>Custo Direto Total da Trans e Conexão:</b>	<b>10.749,00</b>
Sistemas Auxiliares:	548,14	Custo Indiretos da Trans e Conexão:	422,83
Transporte e Seguro:	2.657,43	Subestação:	1.248,50
Montagem e Teste:	4.429,06		
<b>Custo Direto Total:</b>	<b>34.953,48</b>	<b>Custo Total da Trans e Conexão:</b>	<b>12.420,33</b>
Custos Indiretos:	4.213,91		
<b>Custo Total de Geração:</b>	<b>39.167,39</b>	<b>Custo Final de Investimento:</b>	<b>51.587,72</b>
		<b>Custo de Instalação (s/JDC) (R\$ mil/kW) :</b>	<b>5,43</b>

Figura 30 - Custos de Implantação da PCH Braço Sul cadastrados no Leilão A-4 de 2022

## ANEXO II

Quadro 11 - Usinas Hidrelétricas de pequeno porte cadastradas em leilões de energia a partir de 2010

Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
10ºLEN	30/07/10	Energia Nova	MEGA ENERGIA	CANAA	RO	17,0	7,8	7,0	153,98	250,50
10ºLEN	30/07/10	Energia Nova	MEGA ENERGIA	JAMARI	RO	20,0	9,1	9,0	154,23	250,91
10ºLEN	30/07/10	Energia Nova	EMAE	PIRAPORA	SP	25,0	17,2	16,0	154,49	251,33
10ºLEN	30/07/10	Energia Nova	MEGA ENERGIA	SANTA CRUZ DE MONTE NEGRO	RO	17,0	7,7	7,0	153,73	250,09
02ºLFA	26/08/10	Fontes Alternativas	COPEL	CAVERNOSO II	PR	19,0	10,6	7,6	146,99	239,03
02ºLFA	26/08/10	Fontes Alternativas	GALHEIROS	GALHEIROS I	GO	11,0	6,4	6,4	144,50	234,98
02ºLFA	26/08/10	Fontes Alternativas	QUE	QUEIXADA	GO	30,0	21,6	16,6	148,39	241,31
02ºLFA	26/08/10	Fontes Alternativas	PCH SALTO GOES	SALTO GOES	SC	20,0	11,1	11,1	147,47	239,81
02ºLFA	26/08/10	Fontes Alternativas	UNAIBAIXO	UNAI BAIXO	MG	21,0	12,7	6,4	144,98	235,76
03ºLER	26/08/10	Reserva	PRIMUS	INXU	MT	20,6	16,5	16,5	129,93	211,29
03ºLER	26/08/10	Reserva	SEB	SAO SEBASTIAO	SC	9,9	5,2	5,2	133,25	216,69
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	EGP CABEÇA DE BOI	CABEÇA DE BOI	MT	29,7	13,6	13,6	119,99	162,99
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	CANTU 2	CANTU 2	PR	18,0	9,5	9,5	128,99	175,21
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	EGP FAZENDA	DA FAZENDA	MT	19,5	9,1	9,1	120,00	163,00
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	MANOPLA	MANOPLA	PE	5,0	2,6	2,6	128,99	175,21
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	PCH MATA VELHA	MATA VELHA	MG	24,0	13,1	12,7	128,99	175,21
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	EGP SALTO APIACAS	SALTO APIACÁS	MT	45,0	22,9	22,4	119,97	162,96
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	ELETROSUL	SANTO CRISTO	SC	19,5	10,8	0,5	129,00	175,23
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	ALUPAR	VERDE 08	GO	28,5	16,9	13,1	130,00	176,59
16ºLEN	29/08/13	Energia Nova	SANTA HELENA ENERGIA	YPÊ	GO	29,3	16,7	16,7	131,20	178,22
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	CEC	Ado Popinhak	SC	19,3	10,4	10,4	135,90	180,27
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	ALUPAR	Água Limpa	MG	23,0	11,4	6,0	138,00	183,06
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	FAZENDA VELHA	Fazenda Velha	GO	16,5	8,9	6,7	131,95	175,03
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	GARÇA BRANCA	Garça Branca	SC	6,5	3,4	3,2	137,86	182,87
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	JARDIM	JARDIM	RS	9,0	4,5	1,1	139,00	184,38
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	COOGERVAAPA	Linha Aparecida	RS	24,9	13,8	11,7	136,98	181,70
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	COOGERVAJAC	Linha Jacinto	RS	17,4	9,9	9,3	137,98	183,03
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	MORRO GRANDE	MORRO GRANDE	RS	9,8	4,4	1,1	139,00	184,38
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	MUTUM	Nova Mutum	MT	14,0	6,1	1,2	139,00	184,38

Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	PGE	PITO	SC	4,0	2,3	2,3	134,90	178,95
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	QI	Quartel I	MG	30,0	14,0	13,9	139,20	184,65
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	QII	Quartel II	MG	30,0	14,2	14,1	139,20	184,65
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	QIII	Quartel III	MG	30,0	14,1	14,0	139,20	184,65
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	REN	Renic	GO	16,0	6,6	2,5	136,90	181,60
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	OMEGA SERRA DAS AGULHAS	Serra das Agulhas	MG	28,0	11,7	11,7	134,90	178,95
18ºLEN	13/12/13	Energia Nova	TBL	Tamboril	GO	29,3	12,9	7,0	136,90	181,60
20ºLEN	28/11/14	Energia Nova	CDESA	COMODORO	MT	10,0	6,2	6,2	162,50	204,16
20ºLEN	28/11/14	Energia Nova	LAJARI	LAJARI	MT	20,9	10,9	9,0	160,90	202,15
20ºLEN	28/11/14	Energia Nova	PDESA	PRESENTE DE DEUS	MT	13,0	8,5	8,5	162,50	204,16
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	ATIAIA ENERGIA S.A.	BANDEIRANTE	MS	27,2	18,4	16,5	203,98	243,19
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	SPE BOA VISTA 2 ENERGIA S.A.	BOA VISTA II	MG	26,5	14,4	14,0	207,64	247,55
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	CONFLUÊNCIA ENERGIA SA	CONFLUÊNCIA	PR	27,0	13,7	13,5	205,00	244,40
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	GEOMECANICA TECNOLOGIA - TEC DE SOLOS ROCHAS E MATERIAIS	SECRETÁRIO	RJ	2,7	1,3	1,2	202,99	242,01
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	SERRA DOS CAVALINHOS I ENERGÉTICA S.A.	SERRA DOS CAVALINHOS I	RS	25,0	14,5	14,1	206,48	246,17
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	MINAS PCH S/A	TIBAGI MONTANTE	PR	32,0	20,3	19,0	209,50	249,77
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	TIGRE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	TIGRE	PR	9,0	5,3	1,0	195,00	232,48
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	SAVANA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	VERDE 4	MS	19,0	13,8	13,4	206,98	246,76
21ºLEN	30/04/15	Energia Nova	PHOENIX GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	VERDE 4A	MS	28,0	19,7	19,2	206,49	246,18
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	EUCLIDES MACIEL ENERGÉTICA SA	DAS PEDRAS	SC	5,6	3,3	2,3	207,00	241,02
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	PCH DORES DE GUANHÃES S.A.	DORES DE GUANHAES	MG	14,0	7,1	7,1	205,50	239,28
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	PCH FORTUNA II S.A.	FORTUNA II	MG	9,0	4,7	4,6	205,50	239,28
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	PC JACARÉ S.A.	JACARE	MG	9,0	5,0	4,9	205,50	239,28
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	CAROLINA GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA	SANTA CAROLINA	RS	10,5	5,1	4,6	203,00	236,37
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	PCH SENHORA DO PORTO S.A.	SENHORA DO PORTO	MG	12,0	6,5	6,5	205,50	239,28

Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
22ºLEN	21/08/15	Energia Nova	XAVANTINA ENERGÉTICA S.A.	XAVANTINA	SC	6,1	3,5	3,1	202,85	236,19
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	PRATA	AGUA BRAVA	MT	13,1	6,4	5,6	194,00	211,65
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	PRATA	AGUA PRATA	MT	13,3	6,6	5,9	194,00	211,65
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	EGP APC	CABEÇA DE BOI	MT	30,0	17,9	4,2	147,85	161,30
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	CACHIMBO ALTO	CACHOEIRA CACHIMBO ALTO	RO	9,8	6,0	5,9	193,95	211,60
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	CANHADAO	CANHADAO	PR	10,0	6,2	5,0	195,00	212,74
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	CEBRANORTE URBANO	CAPIVARI	SC	18,7	6,8	3,0	189,98	207,26
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	CASTRO	CASTRO	PR	4,0	2,5	1,7	195,00	212,74
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	CAZUZA FERREIRA	CAZUZA FERREIRA	RS	9,1	6,1	1,5	189,15	206,36
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	ARGENTUM	CLAIRTO ZONTA	PR	14,9	7,6	7,5	184,00	200,74
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	EGP FAZ	DA FAZENDA	MT	7,4	5,0	4,9	184,90	201,72
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	NOVA GUAPORE ENERGETICA	NOVA GUAPORE	MT	14,0	9,4	9,0	194,00	211,65
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	RECANTO	RECANTO	MT	9,1	5,3	5,3	192,88	210,43
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	RENIC	RENIC	GO	16,0	6,6	1,8	164,73	179,72
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	SALTO BANDEIRANTES	SALTO BANDEIRANTES	PR	4,2	2,9	2,3	194,00	211,65
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	HSJII	SAO JOAO II	PR	7,0	3,6	3,5	184,00	200,74
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	SÃO LUIZ	SAO LUIZ	ES	10,5	4,3	4,3	188,80	205,98
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	SIGMA ENERGIA	SERRA DAS AGULHAS	MG	30,0	12,9	1,1	162,33	177,10
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	TBL	TAMBORIL	GO	29,3	12,9	5,3	164,73	179,72
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	TIGRE	TIGRE	PR	9,0	5,3	3,2	195,00	212,74
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	HSBSA	UHE SANTA BRANCA	PR	62,0	35,1	34,1	150,00	163,65
23ºLEN	29/04/16	Energia Nova	3LEOES	USINA BARRA DO LEO	SC	3,6	1,9	1,9	193,75	211,38
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL GERADORA HIDRELETRICA ARMANDO RIBEIRO SA	ARMANDO RIBEIRO	RN	4,7	3,2	2,9	225,88	241,35
10ºLER	23/09/16	Reserva	ATIAIA ENERGIA S/A	AREADO	MS	18,0	10,9	9,8	235,00	251,09
10ºLER	23/09/16	Reserva	BRASIL SUL ENERGIA S.A.	CORAÇÃO	SC	4,3	2,3	1,7	231,49	247,34
10ºLER	23/09/16	Reserva	C2LG GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA	SANTO TESSARO	SC	1,0	0,6	0,6	229,98	245,73
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA CASTANHÃO S.A.	CASTANHAO	CE	9,0	5,0	4,5	225,88	241,35
10ºLER	23/09/16	Reserva	COVÓ ENERGIA S.A.	COVÓ	PR	5,0	2,6	2,3	232,45	248,37
10ºLER	23/09/16	Reserva	CONSORCIO ESTIVADINHO 3	ESTIVADINHO 3	MT	9,9	7,0	6,3	223,25	238,54



Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAIS ELÉTRICAS FIGUEIRÃO LTDA - ME	FIGUEIRA	RO	1,3	0,9	0,8	229,90	245,64
10ºLER	23/09/16	Reserva	INGA - MIRIM ENERGIA S.A.	INGA MIRIM	MG	1,0	0,8	0,5	232,50	248,42
10ºLER	23/09/16	Reserva	PCH JUÍNA S.A.	JUI 117	MT	24,4	18,8	16,9	223,20	238,48
10ºLER	23/09/16	Reserva	LOMBO DO CAVALO S/A GERAÇÃO DE ENERGIA	RONCADOR	SC	6,0	3,0	2,7	226,90	242,44
10ºLER	23/09/16	Reserva	MAFRAS ENERGIA E REFLORESTAMENTO LTDA.	WILLY FALLER	SC	1,0	0,7	0,7	229,78	245,51
10ºLER	23/09/16	Reserva	CONSORCIO MANTOVILLIS	MANTOVILLIS	MT	5,2	3,6	3,0	223,30	238,59
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA MANUEL ALVES LTDA	MANUEL ALVES	TO	8,0	5,2	4,7	231,49	247,34
10ºLER	23/09/16	Reserva	MAUE S/A - GERADORA E FORNECEDORA DE INSUMOS	BARRINHA	SC	3,3	1,7	1,5	222,50	237,74
10ºLER	23/09/16	Reserva	MAUÊ S/A - GERADORA E FORNECEDORA DE INSUMOS	LAMBARI	SC	4,0	1,9	1,7	228,00	243,61
10ºLER	23/09/16	Reserva	HIDRELÉTRICA MÉDIO GARCIA SPE LTDA	MÉDIO GARCIA	SC	1,0	0,6	0,5	223,15	238,43
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL HIDRELETRICA PALMEIRAS DO TOCANTINS LTDA	PALMEIRAS	TO	2,8	1,5	1,3	214,00	228,65
10ºLER	23/09/16	Reserva	HIDRELÉTRICA PARAÍSO SPE LTDA	PARAÍSO	SC	1,0	0,6	0,5	223,15	238,43
10ºLER	23/09/16	Reserva	PB PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - EIRELI	PONTE BRANCA	SP	10,2	5,8	5,2	220,00	235,06
10ºLER	23/09/16	Reserva	POÇO FUNDO ENERGIA S/A	POÇO FUNDO	RJ	14,0	7,2	6,5	234,70	250,77
10ºLER	23/09/16	Reserva	PONTE SERRADA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	PONTE SERRADA	SC	4,1	1,8	1,6	232,49	248,41
10ºLER	23/09/16	Reserva	PORTO ENERGÉTICA LTDA.	JOÃO FRANCO	MG	1,0	0,7	0,6	205,00	219,04
10ºLER	23/09/16	Reserva	HIDRELÉTRICA PULO LTDA	PULO	PR	7,3	4,4	3,9	228,50	244,15
10ºLER	23/09/16	Reserva	RINCAO ENERGIA S/A	RINCAO	RS	10,0	4,6	4,0	228,00	243,61

Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
10ºLER	23/09/16	Reserva	ENERGÉTICA RIO DAS PEDRAS LTDA	ENXADRISTA	PR	1,0	0,6	0,6	207,00	221,17
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL GERADORA HIDROELETTRICA SANTANA DO DESERTO LTDA	SANTANA DO DESERTO I	MG	1,6	1,1	1,0	227,90	243,51
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL HIDRELETRICA SIRIVERA LTDA	SIRIVERA	TO	1,8	1,4	1,2	209,00	223,31
10ºLER	23/09/16	Reserva	CENTRAL HIDRELETRICA SUCURI LTDA	SUCURI	TO	2,8	1,4	1,2	214,00	228,65
10ºLER	23/09/16	Reserva	TRD E COBRAPAR	PCH TAMBORIL	GO	15,8	7,4	6,7	232,50	248,42
25ºLEN	18/12/17	Energia Nova	FOCKINK	BURITI	MT	10,0	8,6	5,0	182,05	187,41
25ºLEN	18/12/17	Energia Nova	ENERVIX	SANTA LUZIA	ES	1,5	0,9	0,8	179,00	184,27
26ºLEN	20/12/17	Energia Nova	FORQUILHA IV	FORQUILHA IV	RS	13,0	5,6	5,0	218,29	224,71
26ºLEN	20/12/17	Energia Nova	SAO LUIZ	FOZ DO ESTRELA	PR	29,5	17,6	17,5	220,74	227,23
26ºLEN	20/12/17	Energia Nova	EEOO JACUTINGA	PERDIDOS	MT	28,0	16,4	16,4	218,88	225,32
26ºLEN	20/12/17	Energia Nova	SAO CARLOS	SAO CARLOS	SC	14,5	7,7	4,5	218,19	224,61
26ºLEN	20/12/17	Energia Nova	RPEE ENERGIA	TUPITINGA	SC	24,0	10,5	9,7	218,47	224,90
26ºLEN	20/12/17	Energia Nova	VERDE 08	VERDE 08	GO	30,0	18,7	18,2	218,89	225,33
27ºLEN	04/04/18	Energia Nova	BURITIZAL	BURITIZAL	MT	5,0	4,6	4,5	198,35	202,32
27ºLEN	04/04/18	Energia Nova	CHALE	CHALE	MG	2,1	1,4	1,2	197,27	201,22
27ºLEN	04/04/18	Energia Nova	QUEVEDOS ENERGÉTICA	QUEBRA DENTES	RS	22,4	11,3	9,0	198,47	202,44
27ºLEN	04/04/18	Energia Nova	SALTO DO GUASSUPI	SALTO DO GUASSUPI	RS	12,2	6,3	5,0	197,47	201,42
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	GUAPORE 2	ALTO GUAPORE 2	MT	7,0	5,0	5,0	195,99	223,64
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	APE	ANTONIO PRADO	MG	1,0	0,8	0,8	194,99	222,50
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	CBVG	BELA VISTA	PR	29,0	16,6	14,7	195,70	223,31
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	PCH BV II	BOA VISTA II	PR	16,0	6,9	6,0	196,66	224,41
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	EW	DIAMANTINO	GO	3,0	2,2	1,3	195,00	222,51
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	LAC	LACERDOPOLIS	SC	9,6	5,5	5,4	196,00	223,65
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	CPFLR	LUCIA CHEROBIM	PR	28,0	16,6	16,5	189,95	216,75
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	ENERGIA LIMPA	NOVA PONTE QUEIMADA II	MG	3,0	1,9	1,9	195,00	222,51
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	OURO BRANCO	OURO BRANCO	PR	4,0	2,9	1,4	194,99	222,50
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	PCH SEDE II	SEDE II	RS	7,0	2,9	2,3	195,97	223,62
28ºLEN	31/08/18	Energia Nova	GERACAO CEU AZUL	UHE BAIXO IGUACU	PR	350,2	171,3	23,4	151,68	173,08
29ºLEN	28/06/19	Energia Nova	CEESAM	ÁGUAS DA SERRA	SC	22,5	12,2	8,6	199,00	220,21
29ºLEN	28/06/19	Energia Nova	CELESC GERA	CELSO RAMOS	SC	8,3	3,0	2,9	201,11	222,54
29ºLEN	28/06/19	Energia Nova	RIO DO CEDRO ENERGIA	FOZ DO CEDRO	MT	24,0	13,9	13,9	198,88	220,07
29ºLEN	28/06/19	Energia Nova	CEMIG GT	POÇO FUNDO AMPLIAÇÃO	MG	20,8	11,0	11,0	195,50	216,33

Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
29ºLEN	28/06/19	Energia Nova	GALUPO	VILA GALUPO	PR	5,7	3,1	1,0	199,99	221,30
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	POLIFERTIL	ALAGOA III	MG	1,5	1,1	0,8	233,62	257,59
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	ALTO ALEGRE ENERGÉTICA	ALTO ALEGRE	SC	17,4	8,9	7,0	233,14	257,06
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	PCH ÁGUAS DO RIO IRAN	BARRA DAS ÁGUAS	SC	8,5	4,1	3,0	225,00	248,08
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	WENERGY	BOM JESUS	ES	7,8	4,3	4,0	230,00	253,60
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	VOLTALIA	CABUÍ	MG	16,0	9,9	8,8	234,00	258,01
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	RIO DO COBRE	COBRE KM 19	PR	14,2	7,4	5,0	232,00	255,80
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	AT&T ENERGIA	FAZENDA DO SALTO	PR	9,9	5,4	2,1	233,99	258,00
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	SAO BARTOLOMEU GERADORA	GAMELEIRA	GO	14,0	7,0	6,0	232,50	256,35
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	HIDRELÉTRICA GARCIA DE ANGELINA	GARCIA DE ANGELINA	SC	2,0	1,3	1,0	233,98	257,99
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	JASPE	JASPE	SC	5,1	2,5	2,1	233,09	257,00
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	JESUÍTA ENERGIA	JESUÍTA	MT	22,2	18,8	13,2	234,00	258,01
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	IBICARE	LINHA RICA	SC	7,9	3,9	2,0	234,13	258,15
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	PESQUEIRO	MACACOS	PR	9,9	6,0	3,0	233,63	257,60
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	HIDRELETRICA MAROMBAS I	MAROMBAS I	SC	3,3	1,6	1,3	233,00	256,91
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	HIDRELETRICA MAROMBAS II	MAROMBAS II	SC	1,8	0,9	0,7	233,00	256,91
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	PACIFICO MASCARENHAS	PACÍFICO MASCARENHAS	MG	2,0	1,4	1,4	233,63	257,60
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	PIRA	PIRA	SC	19,6	9,5	7,5	233,50	257,46
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	RODEIO ENERGÉTICA	RODEIO	SC	9,8	6,0	4,2	233,08	256,99
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	SAO BARTOLOMEU GERADORA	SALGADO	GO	15,8	8,5	7,0	232,52	256,38
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	ARA ENERGIA	SANTA LUZIA	BA	15,5	9,0	8,0	234,63	258,70
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	SAO BARTOLOMEU GERADORA	SÃO BARTOLOMEU	GO	12,0	6,5	6,0	232,51	256,36
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	SAO CARLOS ENERGIA	SAO CARLOS	SC	15,2	7,7	2,5	225,02	248,11
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	SÃO LUIZ	SAO LUIZ	ES	10,5	5,7	1,4	220,00	242,57
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	MANTIQUEIRA	SERRA NEGRA	MG	3,0	1,8	1,8	228,00	251,39
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	TIBAGI ENERGIA	TIBAGI MONTANTE	PR	36,0	21,0	1,2	157,08	173,20
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	SÃO ROQUE ENERGÉTICA	UHE SÃO ROQUE	SC	141,9	91,3	60,0	157,08	173,20
30ºLEN	18/10/19	Energia Nova	VERDE 2	VERDE 02 BAIXO	GO	22,5	12,9	11,0	234,20	258,23
33ºLEN	08/07/21	Energia Nova	COPREL	Tio Hugo	RS	9,3	4,6	3,6	218,00	229,03
33ºLEN	08/07/21	Energia Nova	RINCAO S MIGUEL A4	RINCÃO SÃO MIGUEL	RS	9,8	4,9	4,2	218,68	229,74
33ºLEN	08/07/21	Energia Nova	CACH 5 VEADOS A4	CACHOEIRA CINCO VEADOS	RS	16,2	8,5	7,2	220,33	231,48
34ºLEN	08/07/21	Energia Nova	CHM	CHIMARRÃO	RS	11,5	5,4	5,3	206,28	216,71

Leilão	Data de realização do leilão	Tipo de Leilão	Vendedor	Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MW médio)	Energia Contratada (MW médio)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda Atualizado (R\$/MWh)
34°LEN	08/07/21	Energia Nova	LINHA 11 OESTE	Linha Onze Oeste	RS	15,5	8,6	2,6	206,28	216,71
34°LEN	08/07/21	Energia Nova	UHE JURUENA	JURUENA	MT	50,0	39,8	12,0	207,84	218,35
35°LEN	08/07/21	Energia Nova	SÃO ROQUE ENERGÉTICA	UHE SÃO ROQUE	SC	141,9	91,3	27,8	174,27	183,09

Fonte: Prime Projetos Consultoria e Ltda. (a partir de dados da EPE)