

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA
ESCOLA POLITÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

FERNANDO HIROYUKI HAMAJI

ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO DA HIBRIDIZAÇÃO DAS FONTES DE
ENERGIA HIDRELÉTRICA E SOLAR FV: UMA CONTRIBUIÇÃO AOS IMPACTOS
DA CRISE HÍDRICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

SÃO PAULO

2021

FERNANDO HIROYUKI HAMAJI

ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO DA HIBRIDIZAÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA
HIDRELÉTRICA E SOLAR FV: UMA CONTRIBUIÇÃO AOS IMPACTOS DA CRISE
HÍDRICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Monografia apresentada ao Programa de
Educação Continuada da Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista em
Energias Renováveis, Geração Distribuída
e Eficiência Energética.

Orientadora: Prof^a Dr^a Virginia Parente

SÃO PAULO

2021

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Hamaji, Fernando Hiroyuki

Análise de custo-benefício da hibridização das fontes de energia hidrelétrica e solar FV: uma contribuição aos impactos da crise hídrica do setor elétrico brasileiro.

Orientadora: Prof^a Dr^a Virginia Parente – São Paulo, 2021.

136 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE - Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Geração hidrelétrica 2. Geração fotovoltaica 3. Usinas híbridas 4. Crise hídrica 5. Viabilidade econômica.

Nome: HAMAJI, Fernando Hiroyuki

Título: Análise de custo-benefício da hibridização das fontes de energia hidrelétrica e solar FV: uma contribuição aos impactos da crise hídrica do setor elétrico brasileiro

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Trabalho defendido em / /2021 pela Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira – Poli USP

Presidente da Comissão Julgadora

Prof^a Dr^a Virginia Parente – PPGE/IEE/USP

Orientadora

Prof. Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco – Poli USP

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Juliana Shimnyo, pelo apoio, companheirismo e pelo incentivo incondicional em todos os momentos, se abstendo das horas de lazer, sempre ao meu lado, me acompanhando em mais uma conquista pessoal que é também nossa.

Aos meus pais Silvio Hamaji, Lúcia Hamaji e minha irmã Thaís Hamaji, que com muito carinho e apoio, nunca mediram esforços para que eu concluísse mais uma importante etapa da minha vida.

À minha orientadora Prof^a Dr^a Virginia Parente, por ter me orientado, compartilhado conhecimentos, e também por sua confiança, paciência e pela atenção com que me ajudou a conduzir este trabalho.

Aos professores e funcionários do PECE-USP por todo aprendizado e suporte nesta jornada.

RESUMO

O Brasil é um país privilegiado por dispor de abundantes recursos hídricos, o que lhe permite uma menor dependência de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica. A geração hidráulica responde por cerca de 62,5% da capacidade instalada no país. Entretanto, a oferta interna de energia elétrica é altamente dependente do clima e das chuvas, como verificado ao longo do ano de 2021, pior ano na série histórica de pluviometria desde 1930. Em consequência, observa-se a elevação dos custos de energia devido utilização das alternativas de geração com combustíveis fósseis, mais caros. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade técnico-econômica da hibridização das fontes de energia, em especial da fonte hidrelétrica em associação à solar fotovoltaica. Para isto, em um primeiro momento, foi realizada a revisão dos aspectos técnicos que definem uma usina híbrida e o arcabouço regulatório necessário para viabilizar a hibridização na geração de energia em larga escala no sistema elétrico brasileiro. Em seguida, através de um estudo de caso de hibridização de uma usina hidrelétrica existente em associação à tecnologia solar FV, foram avaliados um cenário base e 3 possíveis cenários de aproveitamento da superfície do reservatório, bem como seus aspectos técnicos, regulatórios e de racionalização da utilização dos recursos hídricos. No cenário base, considerando investimento de 100% de capital próprio, sem financiamento externo, o projeto se mostrou economicamente inviável, conforme esperado. No primeiro cenário, os resultados indicaram que a implementação de uma usina solar fotovoltaica flutuante no reservatório da usina hidrelétrica analisada também não se mostrou economicamente viável, em virtude, principalmente, dos custos que chegaram a ser quase 18% maiores do que numa usina solar convencional. Entretanto, considerando no segundo cenário, que uma das principais vantagens da hibridização reside na otimização dos custos de O&M e das tarifas de utilização do sistema de transmissão, além do aproveitamento a sua capacidade ociosa, após a redução das despesas de O&M em 50% e computando a eliminação da tarifa de uso do sistema de transmissão, o VPL tornou-se positivo atingindo R\$ 5 MM, com um *payback* de 12 anos. Ao se reduzir as despesas de O&M para zero, no terceiro cenário, através do aproveitamento a infraestrutura da UHE existente, o VPL passou para R\$ 9 MM. Essa análise sinaliza que a hibridização das fontes de energia hidrelétrica e solar FV pode ser uma alternativa economicamente promissora e relevante no sistema elétrico brasileiro, agregando ganhos de eficiência, relacionados principalmente à complementaridade da geração e à otimização do uso da rede.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Hidroeletricidade; Hibridização; Crise Hídrica; Brasil.

ABSTRACT

Brazil is a privileged country for having abundant water resources, which allows it to be less dependent on fossil fuels for the generation of electricity. Hydraulic generation accounts for about 62.5% of the country's installed capacity. However, the domestic supply of electricity is highly dependent on climate and rainfall, as verified throughout 2021, the worst year in the historical series of rainfall since 1930. As a result, there is an increase in energy costs due to use generation alternatives with more expensive fossil fuels. In this context, the objective of this work is to analyze the technical-economic feasibility of the hybridization of energy sources, especially the hydroelectric source in association with solar photovoltaic. For this, at first, a review was carried out of the technical aspects that define a hybrid power plant and the regulatory framework necessary to enable hybridization in large-scale energy generation in the Brazilian electricity system. Then, through a case study of hybridization of an existing hydroelectric plant in association with solar PV technology, a base scenario and three possible scenarios for the use of the reservoir surface were evaluated, as well as its technical, regulatory and rationalization aspects about using of water resources. In the base scenario, considering 100% equity investment, without external financing, the project proved to be economically unfeasible, as expected. In the first scenario, the results indicated that the implementation of a floating photovoltaic solar plant in the reservoir of the analyzed hydroelectric plant was also not economically viable, mainly due to the costs that were almost 18% higher than in a conventional solar plant. However, considering in the second scenario, that one of the main advantages of hybridization resides in the optimization of O&M costs and tariffs for the use of the transmission system, in addition to taking advantage of its idle capacity, after reducing O&M expenses by 50% and calculating the elimination of the tariff for the use of the transmission system, the NPV became positive reaching R\$ 5 MM, with a payback of 12 years. By reducing O&M expenses to zero, in the third scenario, through the use of the existing HPP infrastructure, the NPV was increased to R\$ 9 MM. This analysis indicates that the hybridization of hydroelectric and solar PV energy sources can be an economically promising and relevant alternative in the Brazilian electrical system, adding efficiency gains, mainly related to the complementarity of generation and the optimization of the use of the grid.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Hydroelectricity; Hybridization; Water Crisis; Brazil.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte	20
Figura 2 - Participação das fontes na capacidade instalada no Brasil	20
Figura 3 - Volume de água disponível nos reservatórios em equivalência energética no SIN	22
Figura 4 - Energia armazenada no SIN.....	23
Figura 5 - Histórico das bandeiras tarifárias	24
Figura 6 - Usinas adjacentes.....	49
Figura 7 - Usinas associadas	50
Figura 8 - Usinas híbridas	51
Figura 9 - Portfólios comerciais	52
Figura 10 - Esquema geral solar fotovoltaico flutuante	55
Figura 11 - Painéis fotovoltaicos flutuantes	55
Figura 12 - Módulos flutuantes	57
Figura 13 - Usina solar flutuante na barragem de Yamakura	58
Figura 14 - Benefícios e desafios da geração solar flutuante.....	59
Figura 15 - Usina solar fotovoltaica flutuante no reservatório da UHE Sobradinho...	64
Figura 16 - Usina solar fotovoltaica no reservatório, Alto Rabagão, em Portugal	67
Figura 19 - Metodologia do estudo de caso	70
Figura 17 - Taxa de juros BNDES Finem	75
Figura 18 - Submódulo 12.3 da ANEEL	78
Figura 20 - Vista aérea da UHE Santo Antônio do Jari	83
Figura 21 - Vista aérea da UHE Santo Antônio do Jari	83
Figura 22 - Bacia hidrográfica da UHE	85
Figura 23 - Usina Hidrelétrica: Santo Antônio do Jari.....	86
Figura 24 - Dados da UHE Santo Antônio do Jari	86
Figura 25 - Dados da UHE Santo Antônio do Jari	87
Figura 26 - Imagem de satélite da UHE e seu reservatório.....	87
Figura 27 - Arranjo Geral da UHE	88
Figura 28 - Contrato de uso do sistema de transmissão – CUST	89
Figura 29 - Histórico de geração mensal da UHE Santo Antônio do Jari desde 2014	89

Figura 30 - Histórico de geração mensal da UHE Santo Antônio do Jari de 2015 a 2020 - curva de tendência	90
Figura 31 - Histórico de geração mensal da UHE Santo Antônio do Jari em 2019 ...	90
Figura 32 - Histórico de geração horária no dia 06 de junho de 2021 da UHE Santo Antônio do Jari	91
Figura 33 - Histórico do PLD horário do dia 06 de junho de 2021	91
Figura 34 - Histórico de geração x PLD horário do dia 06 de junho de 2021	92
Figura 35 - Histórico das vazões afluentes (m ³ /s)	93
Figura 36 - Fator de capacidade anual da UHE Santo Antônio do Jari	94
Figura 37 - Fator de capacidade mensal no ano de 2020	95
Figura 38 - Estações mais próximas da localidade desejada	96
Figura 39 - Irradiação solar diária média mensal [KWh/m ² .dia].....	97
Figura 40 - Geração total solar FV mensal (KWh).....	102
Figura 41 - Complementaridade da geração hidrelétrica e solar FV no ano de 2015	105
Figura 42 - Complementaridade da geração hidrelétrica e solar FV no ano de 2020	106
Figura 43 - Fator de capacidade da usina hidrelétrica x usina híbrida no ano de 2020	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Combinações de fontes de geração	47
Tabela 2 - Principais benefícios da hibridização	53
Tabela 3 - Área total considerada dos reservatórios com área superior a 0,01 km ²	61
Tabela 4 - Resultados para os reservatórios brasileiros	61
Tabela 5 - Capacidade máxima e potencial de geração de energia de FVF em reservatórios.....	62
Tabela 6 - Comparação dos custos de investimento – FV em solo x FVF	66
Tabela 7 - As 70 maiores usinas solares fotovoltaicas flutuantes	67
Tabela 8 - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão aplicáveis às novas centrais de geração participantes	74
Tabela 9 - Taxas de depreciação da unidade de geração solar.....	76
Tabela 10 - Irradiação solar na horizontal, diário e mensal	97
Tabela 11 - Orientação dos painéis.....	99
Tabela 12 - Análise das perdas por sombreamento.....	100
Tabela 13 - Geração de energia elétrica anual	101
Tabela 14 - Composição do sistema FV	102
Tabela 15 - Dados técnicos do inversor	104
Tabela 16 - Custos de investimento CAPEX.....	108
Tabela 17 - Impostos e despesas operacionais	109
Tabela 18 - Condições do financiamento	110
Tabela 19 - Projeção do fluxo de caixa no cenário base	113
Tabela 20 - Fluxo de caixa ajustado a valor presente	113
Tabela 21 - Análises de cenários	115
Tabela 22 - Comparação dos resultados de cada cenário	115

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Cálculo da taxa de desconto WACC	77
Equação 2 - Cálculo do custo de oportunidade pelo modelo CAPM	78
Equação 3 - Cálculo do custo de oportunidade pelo modelo CAPM adaptado	79
Equação 4 - Cálculo do VPL	81
Equação 5 - Cálculo da TIR	81
Equação 6 - Cálculo da correção do preço de venda.....	109

LISTA DE SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar e Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APINE	Associação dos Produtores Independentes de Energia
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
CUST	Contrato de uso do sistema de transmissão
EAR	Energia armazenada
EBITDA	<i>Earning Before Interest, Tax, Depreciation And Amortization</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCL	Fluxo de Caixa Livre
FCO	Fluxo de Caixa Operacional
FV	Fotovoltaica
FVF	Fotovoltaica flutuante
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
Kd	Custo do capital de terceiros
Ke	Custo de oportunidade do investidor
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LAJIDA	Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MUSD	Montante do Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante do Uso do Sistema de Transmissão

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
ROL	Receita operacional líquida
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina hidrelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. MOTIVAÇÃO, JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TEMA	15
1.2. OBJETIVOS E QUESTÃO CENTRAL	16
1.3. METODOLOGIA	17
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.1. PANORAMA ATUAL	19
2.2. CRISE HÍDRICA	21
2.3. AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	24
2.4. USINAS HÍBRIDAS NO CONTEXTO REGULATÓRIO E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	25
2.5. VIABILIZAÇÃO DE PROJETOS HÍBRIDOS OU ASSOCIADOS	40
2.6. PANORAMA ATUAL DO CONTEXTO REGULATÓRIO	42
2.7. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	43
3. HIBRIDIZAÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA	45
3.1. CONTEXTO HISTÓRICO DO DESENVOLVIMENTO DO TEMA NO BRASIL	45
3.2. COMBINAÇÕES DE FONTES E TECNOLOGIAS	47
3.3. TIPOLOGIAS E CONFIGURAÇÕES COMBINADAS DE FONTES GERADORAS	48
3.4. BENEFÍCIOS NA COMBINAÇÃO DE FONTES	52
3.5. LIMITAÇÕES FÍSICAS E OPERATIVAS	53
3.6. USINAS HÍBRIDAS HIDRELÉTRICA E SOLAR FOTOVOLTAICA	54
4. ESTUDO DE CASO	70
4.1. CONCEITOS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	71
4.2. ESTUDO DE CASO: UHE SANTO ANTÔNIO DO JARI	82
4.3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR FV	95
4.4. AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES HIDRELÉTRICA X SOLAR FV	105
4.5. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	107
4.6. COMPOSIÇÃO DOS CENÁRIOS E RESULTADOS	115
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	116
REFERÊNCIAS	121
APÊNDICES	125

1. INTRODUÇÃO

É cada vez mais frequente a discussão sobre a possibilidade de geração de energia combinando duas ou mais fontes distintas numa mesma localização, denominado de hibridização. Uma das principais características da hibridização refere-se a complementaridade temporal das fontes de energia, o que possibilita melhor aproveitamento do sistema de transmissão existente (ANEEL, 2021; EPE, 2020 e BELUCO; 2001).

Dentre as diversas combinações possíveis de fontes e tecnologias, algumas já estão em testes em menor escala, como, por exemplo: eólica e fotovoltaica; hidrelétrica e fotovoltaica, biomassa e gás natural, carvão e biomassa (coqueima); entre outras. Entretanto, não há uma definição clara do que pode ser considerada uma usina híbrida, inclusive na própria regulamentação necessária para viabilização técnico-econômica de uma usina híbrida (EPE, 2018).

Desse modo, faz-se necessário identificar as necessidades referentes ao arcabouço regulatório de implementação destes projetos híbridos. Além disso, é igualmente importante discutir as vantagens e limitações de projetos energéticos em função da adoção da hibridização.

Alguns estudos indicam que a hibridização pode contribuir para o aumento de eficiência dos sistemas de geração de energia elétrica. Ademais, ela é capaz de atrair investimentos ao setor por apresentar, em muitos casos, soluções financeiras mais vantajosas. Segundo um estudo elaborado em 2021 pela empresa Sunlution, a hibridização pode atrair cerca de R\$ 76 bilhões em investimentos ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e gerar aproximadamente 475 mil novos empregos em um período de 10 anos, contribuindo para a modernização dos sistemas de geração no país (SUNLUTION, 2021).

1.1. Motivação, justificativa e relevância do tema

O Brasil, por ser um país privilegiado pela abundância dos recursos hídricos, com a predominância de hidrelétricas, possui um sistema elétrico altamente dependente do regime de chuvas. Essa situação se viu agravada pela crise hídrica de 2021, a pior desde 1930, ocasionando baixos níveis históricos dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas.

A escassez de chuvas que vem agravando a crise hídrica no Brasil, afetando os reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasiona além de custos elevados de tarifas de energia, risco de racionamento. Segundo Silva (2019), devido a maior utilização de usinas hidrelétricas a fio d'água, com baixa capacidade de armazenamento, o sistema brasileiro é altamente dependente do clima e do regime de chuvas.

Essas questões, somadas ao aumento exponencial da participação das fontes de energia solar e eólica, com alta variabilidade de geração e maior necessidade de utilização dos sistemas de transmissão, impõem a necessidade de se estudar novas formas de geração de energia. Tais formas passam por incluir o aumento de eficiência e otimização das linhas de transmissão existentes, ou seja, com a utilização da capacidade ociosa das linhas quando esses espaços existirem. Surge, assim, o tema da hibridização das fontes de energia, como uma das alternativas que lida com essa questão. Ademais, nesse cenário, a hibridização pode ter diversas combinações de fontes e tecnologias, como indica estudo de planejamento da expansão de geração realizado pela EPE (2018).

1.2. Objetivos e questão central

Mediante a relevância do tema da hibridização das fontes de energia, principalmente no contexto da crise hídrica do ano de 2021 no setor energético brasileiro, o objetivo principal deste trabalho é analisar a viabilidade técnica-econômica de hibridização de uma usina hidrelétrica existente com associação da geração solar fotovoltaica.

Assim, são revisados os conceitos de hibridização das fontes de energia, com o foco na geração hidrelétrica e solar fotovoltaica, bem como a evolução da discussão

sobre esse tema no Brasil. Adicionalmente, são considerados: (i) os principais benefícios, bem como as limitações e aspectos relacionados ao uso do sistema de transmissão; (ii) a forma de liquidação da energia; e (iii) os aspectos regulatórios necessários para viabilizar a hibridização em sistemas de geração de energia em larga escala no sistema elétrico brasileiro. Desse modo, os objetivos secundários podem ser sintetizados em:

- ✓ Revisar a bibliografia a respeito da hibridização das fontes de energia, com foco na geração de fonte hidrelétrica e solar fotovoltaica;
- ✓ Apresentar seus benefícios, limitações, aspectos referentes à utilização das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e à contabilização e liquidação da energia proveniente de uma usina híbrida;
- ✓ Explorar o contexto regulatório e normativo do tema da hibridização no Brasil e verificar a eventual existência de entraves à viabilidade de projetos híbridos.

1.3. Metodologia

Para a elaboração desta monografia, a abordagem metodológica evolui em 4 etapas: (i) compreensão do problema e suas dimensões; bem como motivação e relevância do tema; (ii) definição dos objetivos principal e secundários e a contextualização do tema; (iii) utilização de pesquisa bibliográfica com objetivo de fornecer suporte teórico para a pesquisa de campo e checar a hipótese proposta, revendo os conceitos-chave para se obter a profundidade necessária na discussão do que já foi estudado por outros autores; e por fim (iv) aplicação do método de Estudo de Caso, com o objetivo de simular cenários plausíveis e aderentes aos conceitos vistos na revisão bibliográfica e às condições de contorno do projeto analisado.

Na revisão da literatura são considerados, como de praxe, artigos e trabalhos acadêmicos como teses e dissertações, mas também relatórios de organizações nacionais e internacionais, todos no tema da hibridização das fontes de energia, e, em especial, sobre a geração hídrica e solar fotovoltaica. Adicionalmente são considerados os aspectos do arcabouço regulatório necessários para regularização

das usinas híbridas, com as análises das Consultas Públicas da ANEEL que foram postas em discussão no ano de 2021 com o objetivo de debater com a sociedade a regulamentação das usinas híbridas.

1.4. Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos. O primeiro corresponde a esta introdução aonde foram apresentados o contexto do tema, motivação e justificativas para o desenvolvimento do estudo. Também foram descritos os principais objetivos e a abordagem metodológica.

O segundo e terceiro capítulo são dedicados à revisão da literatura que aborda o tema central da hibridização das fontes de energia. Dentre eles destacam-se: (i) panorama da matriz energética brasileira; (ii) crise hídrica; (iii) hibridização das fontes de energia; (iv) conceitos, benefícios, limitações do hibridismo; (v) aspectos financeiros e regulatórios; (vi) experiência internacional; e (vii) viabilização dos projetos híbridos.

O quarto capítulo é dedicado ao estudo de caso de uma usina hidrelétrica existente, com o objetivo de simular sua integração à geração solar fotovoltaica, e analisar a viabilidade econômica dessa hibridização, além de explorar o potencial de otimização dos recursos hídricos como contribuição aos impactos da crise hídrica do SEB.

Não será foco do estudo a viabilidade técnica da instalação dos flutuadores das placas solares, cuja viabilidade será tomada como pressuposto. Assim, o estudo de caso volta-se apenas ao planejamento energético e à análise de complementariedade de geração das fontes.

Por fim, as considerações finais são sumarizadas no quinto capítulo. Nessa etapa, também são destacadas as indicações para trabalhos futuros.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Para o melhor entendimento da questão é preciso compreender os conceitos da hibridização das fontes de energia, inclusive histórico do desenvolvimento do tema no Brasil. No caso da realidade brasileira são revisados o contexto regulatório vigente referente à normatização das usinas. Assim, estarão postas as bases para uma melhor compreensão dos principais desafios para viabilizar a implantação das usinas híbridas no país.

2.1. Panorama atual

Com grande disponibilidade de bacias hidrográficas, a hidroeletricidade é a principal fonte de geração de energia no país, onde poucos países desfrutam da mesma disponibilidade de recursos hídricos como o Brasil. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021, ano base 2020, o Brasil dispõe de uma matriz de geração elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que responde por 65,2% da oferta interna. As fontes renováveis representam 84,8% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável.

Silva (2019) destaca que apesar de que a geração hidrelétrica seja intermitente e dependente do regime de chuvas, os grandes reservatórios permitem uma regularização das vazões. Entretanto, devido principalmente a entraves ambientais, houve redução da capacidade de armazenamento e de regularização dos reservatórios das hidrelétricas brasileiras.

Portanto, como opção de viabilizar grandes empreendimentos hidrelétricos, a estratégia adotada pelo governo brasileiro, através de hidrelétricas a fio d'água, não têm capacidade de armazenamento, ou seja, com maior dependência das chuvas (SILVA, 2019).

Nos anos com a hidrologia favoráveis, a geração hidrelétrica atende a demanda de consumo de energia elétrica do país, porém em anos de escassez hídrica, o baixo

fator de capacidade das usinas impõe a necessidade de utilização das alternativas de geração com combustíveis fósseis mais caros.

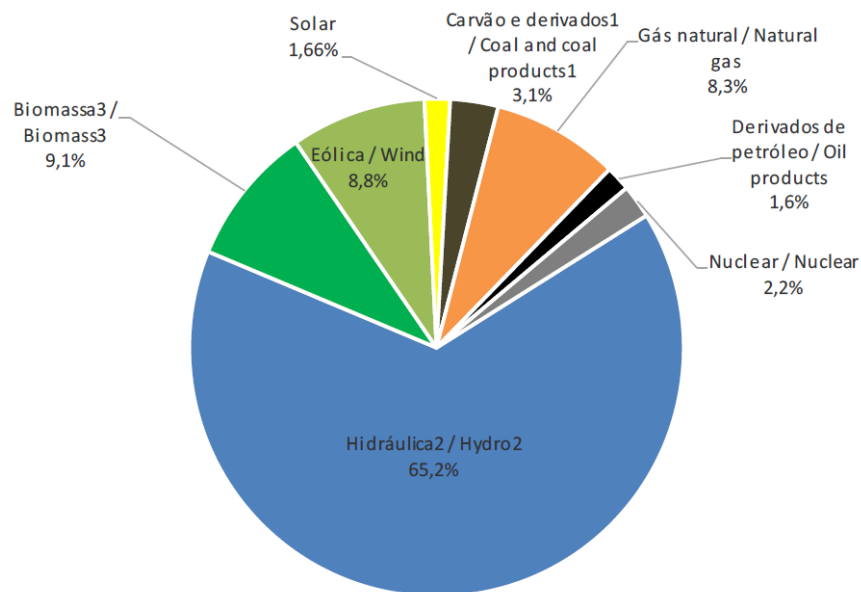


Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte

Fonte: BEN, 2021.

Em termos de capacidade instalada, a geração hídrica representa 62,5% da matriz energética brasileira, seguida pela eólica com 9,8% da capacidade instalada.

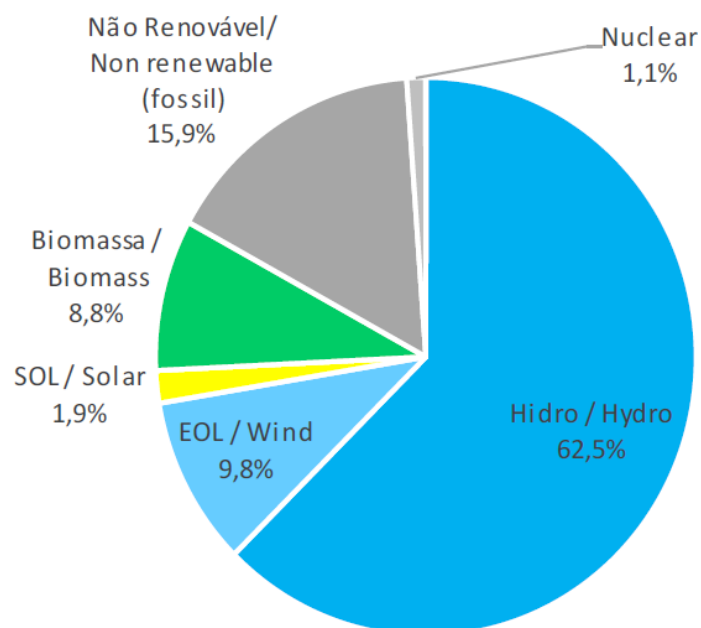


Figura 2 - Participação das fontes na capacidade instalada no Brasil

Fonte: BEN, 2021.

Devido a necessidade de complementar a geração hídrica, as usinas térmicas têm um papel significativo no SEB. A Energia solar fotovoltaica, a qual tem uma pequena participação no momento, está se tornando extremamente competitiva devido a redução de custos de fabricação dos painéis solares.

Referente ao sistema de transmissão, o Sistema Interligado Nacional (SIN) atende a maior parte do país, interligando todas as capitais de estado, com exceção da cidade de Boa Vista. O SIN pode ser dividido em cinco grandes regiões, sendo que quatro são interconectadas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte (N) e Nordeste (NE).

2.2. Crise hídrica

O país enfrenta a pior crise hídrica desde o ano de 1930. Conforme já visto, a geração hídrica representa 62,5% da capacidade instalada de geração de energia elétrica, porém os reservatórios do Sudeste e do Centro-Oeste, responsáveis por aproximadamente 70% da geração de energia do país, alcançaram em agosto de 2021 apenas apenas 23% da capacidade de armazenamento (RIZÉRIO, 2021).

De acordo com a Agência Nacional de Águas (ANA), em novembro de 2021, o SIN atingiu 34,9% do volume equivalente, ou seja, o o percentual de todo volume de armazenamento dos aproveitamentos de geração de energia elétrica. O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica, que estão sob coordenação e controle do ONS, que, por sua vez, é fiscalizado e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A figura 3 demonstra que o volume equivalente do SIN se mantém abaixo de 34% desde o ano de 2018.

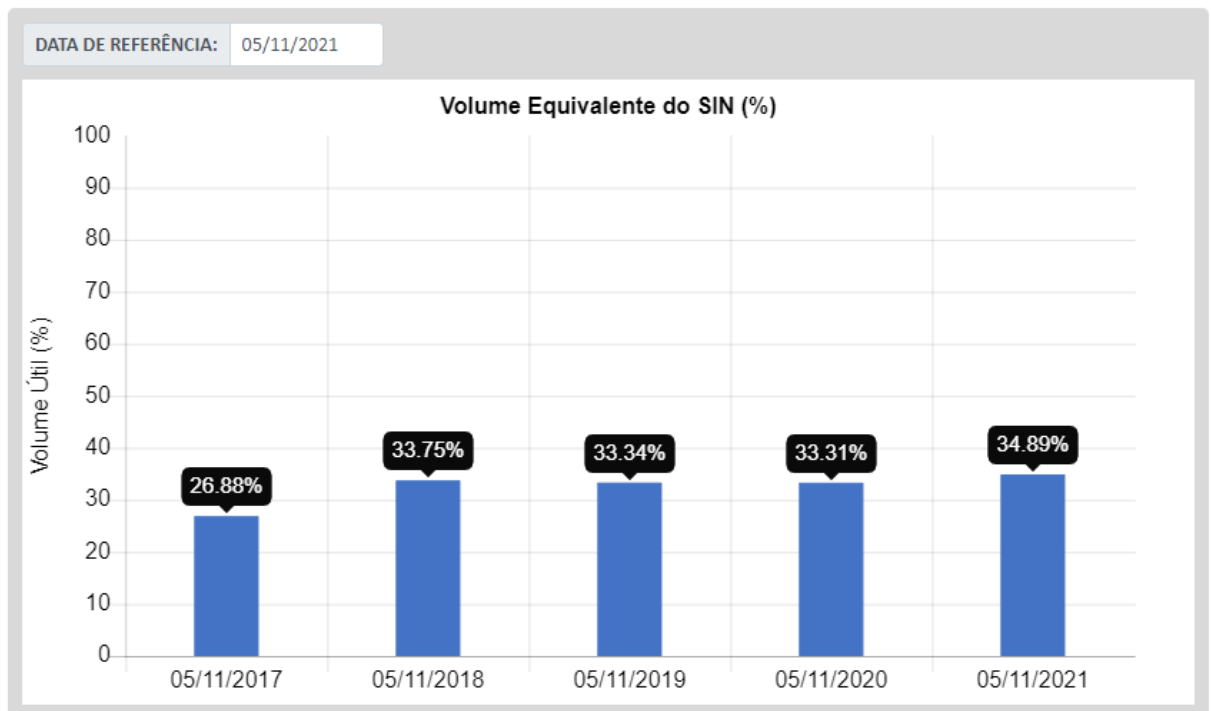


Figura 3 - Volume de água disponível nos reservatórios em equivalência energética no SIN

Fonte: ANA, 2021.

O SIN contempla dados operativos de 162 infraestruturas para geração das usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS, que compreendem 10 reservatórios, 91 usinas a fio d'água, 60 usinas com reservatório e 1 usina de bombeamento, ou seja, a maioria das usinas sem capacidade de armazenamento de água.

Como pode ser observado na figura 4, a energia armazenada (EAR) no SIN, subsistema Sudeste/Centro-Oeste, vem reduzindo de 77% no ano de 2010 para abaixo de 20% em novembro de 2021, devido as afluições abaixo da média histórica verificadas na maioria dos submercados (ONS, 2021). O EAR representa a energia elétrica associada ao volume armazenado em um reservatório, para cujo cálculo se considera a produtividade do reservatório e das demais usinas hidrelétricas a jusante, descontando-se o volume morto, expressa em MW médio ou percentual da energia máxima armazenada.

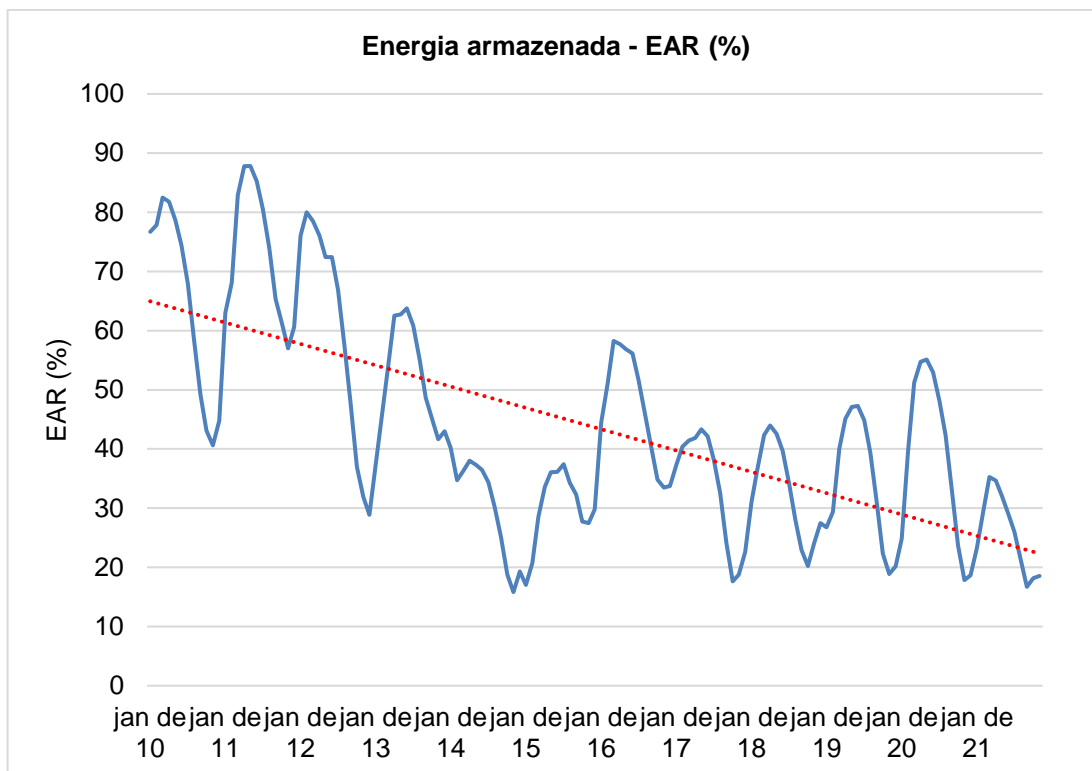


Figura 4 - Energia armazenada no SIN

Fonte: ONS, 2021.

Como estratégia de preservação de água nos reservatórios das hidrelétricas, o governo aciona as usinas termelétricas, que são mais caras e poluentes, além de adotar medidas adicionais, como exemplo: contratação de leilão de reservas de geração de energia e flexibilização dos limites de armazenamento e vazão das usinas hidrelétricas.

Em virtude dos custos mais elevados da geração de energia elétrica, sobretudo pelo acionamento das usinas térmicas, o sistema de bandeiras tarifárias, em vigor desde 2015, apresenta três modalidades: verde, amarelo e vermelho.

O objetivo da bandeira tarifária é indicar se haverá ou não acréscimo no custo da energia, para custear as despesas excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia.

Devido ao agravamento da crise hídrica, foi anunciado em agosto de 2021 uma nova bandeira para as tarifas de energia, chamada “escassez hídrica”, com previsão de vigorar até abril de 2022. A bandeira foi elevada para R\$ 14,20 a cada 100 kWh, o que representa um aumento na conta de luz de mais de 6% (RIZÉRIO, 2021).

A figura 5 demonstra o histórico mensal das bandeiras tarifárias desde o ano de 2019. Como pode ser observado, desde janeiro de 2021 a bandeira se manteve no patamar amarela ou vermelha.

Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária
jan/19		Amarela	jan/20		Amarela	jan/21		Amarela
fev/19		Verde	fev/20		Verde	fev/21		Amarela
mar/19		Verde	mar/20		Verde	mar/21		Amarela
abr/19		Verde	abr/20		Verde	abr/21		Amarela
mai/19		Verde	mai/20		Verde	mai/21		Vermelha P1
jun/19		Verde	jun/20		Verde	jun/21		Vermelha P2
jul/19		Amarela	jul/20		Verde	jul/21		Vermelha P2
ago/19		Vermelha P1	ago/20		Verde	ago/21		Vermelha P2
set/19		Vermelha P1	set/20		Verde	set/21		Escassez Hídrica
out/19		Amarela	out/20		Verde	out/21		Escassez Hídrica
nov/19		Vermelha P1	nov/20		Verde			
dez/19		Amarela	dez/20		Vermelha P2			

Figura 5 - Histórico das bandeiras tarifárias

Fonte: FGV Energia.

De acordo com Montenegro (2021), as hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) fecharam o mês de agosto de 2021 com geração equivalente a 48,5% da garantia física, conforme dados apresentados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ou seja, as hidrelétricas estão gerando abaixo da quantidade de energia contratada.

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos financeiros associados à otimização eletroenergética do SIN e de mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas pelo ONS. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

2.3. Ambientes de comercialização de energia elétrica

A comercialização de energia elétrica é feita em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de contratação livre (ACL).

2.3.1. Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é estabelecido através de acordos bilaterais regulados entre vendedores e compradores de energia elétrica. Os vendedores podem ser concessionárias, produtores independentes de energia elétrica ou autoprodutores, enquanto que os compradores são empresas de distribuição de energia. As operações são negociadas em leilões de energia onde a nova capacidade de geração é vendida pelo menor custo, em contratos de longo prazo (20 a 35 anos), com frequência de 2 a 5 vezes por ano.

2.3.2. Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), também chamado de Mercado Livre de Energia, é estabelecido através de acordos bilaterais, entre os agentes de geração, comercializadores, importadores, consumidores livres e especiais, ou seja, a negociação acontece diretamente com os consumidores. A CCEE estabelece os procedimentos gerais e realiza a supervisão dos agentes, contratos e transações e contabiliza o volume de energia, determinando o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), ou seja, o preço da energia no mercado spot.

O ACL é acessível para grandes consumidores com mais de 3 MW de demanda. Os consumidores especiais são os que possuem mais de 500 kW de demanda e têm a restrição de compras apenas "energia incentivada" no mercado livre, ou seja, proveniente de fontes renováveis, como pequenas usinas hidrelétricas, geração eólica, solar e centrais de biomassa.

2.4. Usinas híbridas no contexto regulatório e do planejamento energético

2.4.1. Uso do Sistema de transmissão

As regulamentações para contratação do sistema de transmissão são definidos pela Resolução Normativa nº 666/2015 da ANEEL para o Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e pela Resolução Normativa nº 506/2012 para o Montante do Uso do Sistema de Distribuição (MUSD), que ambas definem que o valor contratado por uma central de geração deverá ter valor mínimo igual à sua potência instalada subtraída da mínima carga própria (EPE, 2018).

Entretanto, as usinas associadas, por definição, compartilham um único contrato para o escoamento de uma potência inferior à soma das potências nominais de cada usina, o que pelas regras vigentes não seria permitido.

Portanto, conforme os estudos da EPE (2018), para permitir que usinas associadas escoem sua geração máxima, deve-se primeiro alterar as Resoluções Normativas ANEEL nº 666/2015 e nº 506/2012, de forma a permitir que a potência máxima contratada do sistema de transmissão possa ser inferior à soma das potências das usinas instaladas no ponto de conexão.

Outra questão refere-se ao *curtailment* da potência excedida, evitando que seja injetada na rede uma potência acima da prevista para o sistema, sendo de responsabilidade do empreendedor prover recursos de limitação de potência de saída de sua usina. Também deve-se avaliar se as penalidades previstas no caso de ultrapassagem do valor do MUST e do MUSD são suficientes para incentivar o próprio gerador a limitar a sua geração, sempre que necessário.

No caso das usinas adjacentes e usinas híbridas não haveria problema em contratos para o uso do sistema de transmissão, considerando que a potência contratada do sistema de transmissão já atenderia no mínimo igual às suas respectivas potências instaladas

2.4.2. Contratação e remuneração da energia

Nas regras atuais vigentes, as contratações nos leilões de energia no ACR são comercializados com condições e preços distintos por fonte. Portanto, as usinas híbridas, em que há a integração de mais fontes, não se enquadram nesse contexto.

A forma de contratação e de remuneração pode ter diferentes abordagens a depender da tipologia considerada, e se ambas as usinas são contratadas ao mesmo tempo ou em ocasiões distintas (EPE, 2018).

No caso de uma usina híbrida, em que a integração das fontes ocorre na geração, não sendo possível distinguir na geração a contribuição das fontes, entende-se que a remuneração da usina deva ser única, independente da contribuição individual de cada fonte. Porém, tal mecanismo dificultaria a participação dessas usinas nos leilões de energia com as regras atuais, considerando que cada fonte possui condições comerciais específicas. A seguir, são apresentadas particularidades sobre a contratação e a remuneração das usinas com a tipologia associadas e híbridas.

a- Produtos específicos para usinas híbridas ou associadas

Uma alternativa para a contratação de energia de usinas híbridas ou associadas seria a criação de produtos específicos para tais empreendimentos, porém considerando os diferentes atributos e custos de cada fonte, além das inúmeras possibilidades de combinações tecnológicas, a precificação seria complexa.

Sendo assim, surge o questionamento se as usinas híbridas de fontes diferentes competiriam entre si ou se haveria a criação de uma categoria por tipo de combinação, que por um lado podem permitir valorar atributos mais adequadamente, por outro, podem reduzir a competição, elevando os preços de contratação.

b- Competição com outras fontes

Uma alternativa mais simples com o objetivo de se estimular maior competição seria permitir a competição das usinas que pretendam se tornar híbridas ou associadas com outras fontes semelhantes. Espera-se que devido aos ganhos de eficiência das usinas híbridas estas naturalmente seriam mais competitivas, resultando em contratações nas modalidades tradicionais de novas fontes, com a possibilidade de associar ou hibridizar empreendimentos existentes, ou mesmo na contratação de dois novos empreendimentos, separadamente, que formariam um conjunto associado.

c- Garantia Física

O cálculo da Garantia Física é definido pela Portaria MME nº 101/2016, seguindo diferentes formulações para cada fonte, porém não há previsão de cálculo para a tipologia de usinas híbridas ou associadas, nas quais pode haver *curtailment*.

Portanto, é extremamente importante estabelecer uma metodologia específica para esses cálculos, o que além de afetar a alocação de riscos contratuais e eventual penalização em caso de geração inferior à contratada, impactará diretamente na viabilidade comercial de potenciais empreendimentos híbridos.

Outra dificuldade refere-se à modalidade de contrato, por exemplo, enquanto termelétricas usualmente são contratadas por disponibilidade, a produção de usinas eólicas pode se dar por meio de contratos por disponibilidade ou quantidade.

No caso em estudo, usina híbrida de geração por fonte hídrica e solar fotovoltaica, ambos podem ser contratados por quantidade. Portanto, considerando que a contabilização e liquidação da energia gerada ocorre de maneira diferente em cada um desses contratos que variam conforme cada tipo de fonte, é necessário criar mecanismos que contribuam para que a remuneração e a alocação de riscos da produção de usinas híbridas sejam viáveis economicamente.

2.4.3. PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças é um valor determinado para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

O cálculo do PLD, dividido por submercado, é utilizado para valorar os volumes de energia liquidados – diferença entre energia contratada e consumida ou gerada – na CCEE.

O PLD é a variável mais importante no mercado livre de energia, pois influencia diretamente nos preços de compra e venda de energia para contratação de médio e longo prazo, sendo considerado o preço base para as contratações e liquidações de energia que não foram adquiridas previamente no Mercado de Curto Prazo.

O principal ponto a respeito de PLD é o de que os intervalos de duração de cada patamar eram determinados para cada semana de apuração pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e informados à CCEE para que fossem considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). Porém, desde janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado diariamente.

2.4.3.1 PLD horário e seus benefícios na prática

Em janeiro/2021 ocorreu a entrada oficial do PLD com granularidade horária que equivale a 2.880 valores de PLD por mês, ao invés de 48.

Segundo Silva (2019), a inserção de renováveis mudou a realidade do SEB devido a variabilidade das fontes renováveis eólica e solar. Sendo assim, os preços precisam refletir os momentos em que não há ventos ou irradiação suficientes para a geração. Portanto, o PLD com granularidade horária melhora a sinalização econômica dos impactos negativos e positivos das fontes com maior variabilidade.

Como exemplificação, o comportamento no primeiro mês do PLD horário nos submercados NE e N indicou uma média de +239 R\$/MWh, com máximo e mínimo de 353 e 129 R\$/MWh, respectivamente. Nos submercados S e SE/CO, a média ficou entre 240 e 243 R\$/MWh, respectivamente, com máximo e mínimo de 353 e 129 R\$/MWh.

A nova proposta de funcionamento do PLD se deu, entre outros fatores, com o intuito de acompanhar a evolução da matriz energética brasileira e sofisticar o mercado livre de energia e seu potencial de criação de novos produtos. Espera-se que com isso, o PLD horário permita a criação de novos modelos de contrato e maior flexibilização do uso da energia elétrica, além de viabilizar investimentos em novos negócios e tecnologias, principalmente focados em energia verde, advinda de fontes renováveis.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029), nos próximos 10 anos, a participação da energia eólica saltará de 9% para 16% na matriz energética brasileira, impondo essa necessidade de mudança para PLD horário.

Primeiro porque essas fontes dependem de condições climáticas que alteram rapidamente os valores de mercado. Com o PLD horário, haverá maior precisão no momento de decisão de preços.

Baseando-se nos estudos e projeções de agentes como a ANEEL e a CCEE, a precificação diária poderá trazer benefícios como: preços mais próximos do custo real de operação do Sistema Elétrico, distribuição mais justas dos custos e novas oportunidades de negócios pois o PLD horário poderá beneficiar novos negócios em Geração Distribuída, programas de armazenamento de energia e diversas outras possibilidades.

2.4.3.2 PLD horário na hibridização das fontes

Com relação às mudanças previstas para o setor elétrico, debateu-se no workshop realizado pela EPE (2019), como a implantação do preço horário impactaria na viabilidade das usinas híbridas.

A opinião dominante entre os agentes do setor é de que o hibridismo se beneficiaria da variação horária dos preços de energia, pois a união de usinas de diferentes fontes serve como mitigação das variações de produção de energia devido às oscilações dos recursos energéticos. Ao se adicionar, por exemplo, usinas fotovoltaicas a eólicas existentes, embora a produção de energia não chegue a um perfil flat, aproxima-se um pouco do mesmo, reduzindo os riscos de exposição a flutuações de preço em relação ao perfil eólico individual (EPE, 2019).

2.4.4. Aspectos regulatório da hibridização

Ainda não há uma regulamentação para as usinas híbridas no Brasil. O enquadramento dessas iniciativas no arcabouço normativo vigente ainda é uma questão em aberto, entretanto, o tema já faz parte da agenda regulatória da ANEEL desde o ano de 2020, que inclusive já está na sua segunda fase da consulta pública.

Considerando esse contexto atual, muitos empreendedores estão ‘anexando’ projetos solares fotovoltaicos aos parques eólicos existentes com o intuito de auferir

os benefícios em relação a implantação da nova usina com o compartilhamento de algumas instalações e otimização da operação de ambas. Neste processo, as usinas são tratadas individualmente, segundo regulação específica para cada fonte. Não existe, portanto, um tratamento diferenciado focado na integração das fontes.

Portanto, como já visto, existe a ‘necessidade regulatória’ de se definir um enquadramento específico para usinas do tipo Associadas e Híbridas, de modo a contemplar as características destas tipologias e dar tratamento específico às mesmas, dentre os principais aspectos:

- ✓ Contratação do Montante do Uso do Sistema (MUST ou MUSD) e critérios para o corte do excedente de geração (*curtailment*);
- ✓ Definição da Garantia Física dos Empreendimentos híbridos.

Para alcançar esse objetivo, a regulamentação apresenta as definições e as regras para a outorga de centrais geradoras híbridas e associadas e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão, além de definir a forma de tarifação desses empreendimentos e da aplicação dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

2.4.4.1 Consulta pública da ANEEL

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, a ANEEL tem o objetivo de modernizar o sistema elétrico, pois as usinas híbridas ou associadas podem agregar ganhos de eficiência para o sistema elétrico, relacionados principalmente à complementaridade de geração e à otimização do uso da rede, reduzindo custos de operação e adiando a necessidade de novos investimentos em expansão.

O tema da regulamentação das usinas híbridas já está em discussão pela agência reguladora desde o ano de 2017, conforme os seguintes fatos cronológicos (Nota Técnica nº 051/2019-SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL, 2019)

Em 15/12/2017 foi publicada a Agenda Regulatória, ciclo 2018/2019, com o planejamento da Agência para elaboração de resolução normativa, visando regular o estabelecimento de usinas híbridas.

Em 08/10/2018 foi realizada reunião com a empresa Votorantim Energia, que apresentou possíveis arranjos regulatórios para o tratamento de usinas híbridas, bem como o caso da EOL Ventos do Piauí, onde a empresa pretendia instalar uma geração fotovoltaica no mesmo local.

Em 26/10/2018, por meio da Carta Conjunta nº 0001/18, a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), Associação Brasileira de Energia Solar e Fotovoltaica (ABSOLAR) e a Associação dos Produtores Independentes de Energia (APINE), apresentaram suas considerações sobre o tema: “A complementaridade entre duas ou mais fontes de energia, projetos híbridos e a evolução sustentável da Matriz Energética Brasileira”.

Em 29/01/2019 foi publicado a Portaria nº 5.571, onde o tema passou a constar da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020, com o planejamento para a realização de uma Consulta Pública para tomada de subsídios no 1º trimestre de 2019.

Em 11/2/2019 foi realizada reunião sobre projetos híbridos com a participação da ANEEL e de representantes da ABSOLAR, ABEEólica, APINE, além de algumas empresas de geração de energia. Na ocasião, os representantes das associações apresentaram resumo de estudo elaborado pela Universidade de São Paulo (USP) e pela MRTS Consultoria sobre a complementariedade entre duas ou mais fontes de energia, objetivando a otimização do uso dos sistemas de transporte e ajustes necessários na regulamentação.

Em 28/3/2019 foi realizada nova reunião com a empresa Votorantim Energia, a qual apresentou proposta de projeto-piloto para implantação de parque solar associado ao Parque Eólico Ventos de São Vicente 8 a 14.

A nota técnica apresentou várias questões referentes a hibridização das fontes de energia, citando os estudos realizados pela EPE e da MRTS Consultoria, incluindo as tipologias de arranjo de usinas sugeridas pela EPE e levantou vários questionamentos relacionados ao uso do sistema de transmissão e distribuição e da definição da garantia física dos empreendimentos híbridos.

Por fim, a nota conclui que há que se criar/alterar dispositivos regulatórios com vistas a disciplinar a implantação e operação de usinas associadas e/ou híbridas, especialmente no tocante à outorga e aos parâmetros de contratação do uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Há ainda a necessidade da criação/ajuste de procedimentos por parte da CCEE na questão da comercialização, da EPE na questão da garantia física, e do ONS na questão da programação e operação da geração. Por fim foi aberta a CONSULTA PÚBLICA Nº 014/2019, com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de proposta de Resolução Normativa que discipline a implantação e operação de usinas associadas e/ou híbridas (ANEEL, 2019).

2.4.4.2 Consulta Pública n.014/2019

Após o recebimento das contribuições de diversos participantes dentre empresas, associações e pessoas físicas, respondendo as questões levantadas, a ANEEL publicou em dezembro de 2019 a Nota Técnica nº 133/2019-SRG-SCG-SRD/ANEEL consolidando as contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública 14/2019, com vistas ao tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e/ou associadas. Foram tratados seis macro temas: (i) tipos de arranjos e definições, (ii) operação de usinas híbridas, (iii) outorga de geração, (iv) uso do sistema de distribuição e transmissão, (v) garantia física e (vi) leilões de expansão específicos.

A nota conclui que as contribuições apresentadas pelos diversos agentes foram em alguns quesitos convergentes e em outros divergentes, sendo claro a necessidade de se aprofundar a discussão acerca da regulamentação de usinas híbridas, com destaque para: possibilidade de que as usinas híbridas detenham outorgas distintas ou unificadas; necessidade de se disciplinar nova metodologia de cálculo de Garantia Física de empreendimentos híbridos; e a definição do desconto a ser aplicado à TUST e à TUST (ANEEL, 2019). Também foi proposto a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR) p/ posterior abertura de uma segunda Consulta Pública, com o objetivo de obter subsídios para o estabelecimento de regulamento específico de usinas híbridas e/ou associadas.

No ano de 2020, por meio da Nota Técnica nº 079/2020-SRG-SRT-SCG/ANEEL foi submetido à apreciação da sociedade e dos agentes setoriais o Relatório de

Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a minuta de resolução com a proposta de revisão de normativos. O relatório de AIR teve como objetivo a análise dos principais impactos da inserção das usinas híbridas ou associadas na matriz energética brasileira, com o foco na Contratação do Uso do Sistema de Transmissão, atualmente estabelecida pela Resolução Normativa (REN) nº 666, de 2015.

Portanto, a proposta da ANEEL foi de adaptar os normativos já existentes de modo a abranger a geração híbrida, sendo proposto as seguintes alterações nas resoluções normativas:

Resolução normativa n. 583, de 22 de outubro de 2013

Será realizada alteração da REN 583/2013, inserindo a definição de “Faixa de Potência Injetável de UGH ou de Centrais Geradoras Associadas”, como sendo “faixa de potência elétrica ativa (kW) a ser injetada pela central geradora, compreendida entre o valor da potência elétrica ativa (kW) da fonte de maior participação na usina híbrida ou usinas associadas, e a soma das potências elétricas ativas (kW) de todas as suas unidades geradoras”. Tal parâmetro consistiria na potência máxima que o arranjo de geração (seja usina híbrida ou associada ou convencional) injetará na rede considerando a combinação das fontes.

Alterações nas regras de outorga - Resolução normativa n. 876, de 10 de março de 2020

Com a inserção da terminologia das usinas híbridas e associadas, bem como com a possibilidade de contratação flexível do uso do sistema de transmissão, a Resolução Normativa nº 876/2020 precisará também ser revisitada, com a definição de Central Geradora Híbrida (UGH) e as Centrais geradoras associadas, além da inserção da UGH em alguns pontos específicos da norma.

Alterações nas regras do Desconto da TUSD/TUST - Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004

Por meio das soluções escolhidas quanto à proporcionalidade das fontes para as usinas híbridas e associadas, será necessário alterar a REN 77/2004, contemplando o percentual a ser aplicado a cada tipo de arranjo, bem como eventuais restrições e vedações a esse desconto. Seria inserido novo artigo no texto normativo, da seguinte maneira:

“Art. 3º-B. Para a Central Geradora Híbrida (UGH), será aplicável o menor percentual de desconto correspondente às fontes consideradas na outorga, sendo zero caso uma das fontes não seja elegível à desconto.

Parágrafo único. Nos casos em que a UGH individualizar a medição de cada fonte, será aplicável o percentual de desconto proporcional à energia gerada por cada fonte mensalmente.

Continuando a agenda da regulamentação das usinas híbridas, a ANEEL abriu a primeira fase da Consulta Pública 061/2020 com o intuito de obter subsídios para o relatório de AIR acerca do tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas

2.4.4.3 Consulta Pública n. 061/2020

Primeira fase

Após a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública 061/2020 e das atualizações do relatório de AIR, a ANEEL publicou em maio de 2021 a Nota Técnica nº 048/2021-SRG-SRT-SCG-SGT/ANEEL consolidando a avaliação das contribuições, bem como apresentar uma nova versão da proposta de tratamento regulatório e uma revisão de adequações regulatórias adicionais necessárias para implantação de usinas híbridas e associadas.

A Agência recebeu no âmbito da Consulta Pública 61/2020 cento e quarenta e uma contribuições referentes ao texto do Relatório de AIR, em que se destacam as principais observações abaixo:

- ✓ A possibilidade de associação com usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE foi muito discutida, havendo discordância da grande maioria em relação à proposta da Agência, alegando-se que o uso de Sistema de Medição para Faturamento - SMF individualizado por tecnologia de geração solucionaria o problema, mantendo o ambiente do MRE restrito apenas ao risco hidrológico;

- ✓ O Assunto “Consumidor Especial não poderia comprar de usinas com mais uma fonte caso alguma delas não seja especial” também foi bastante questionado pelo mercado, tendo-se proposto a mesma solução que a dada para o tema MRE;
- ✓ Outro ponto bastante questionado foi a possibilidade de hibridização e associação para os vários tipos de fontes, tendo sido sugerido que as demais fontes também deveriam ter a possibilidade de participar de projetos híbridos ou associados. É importante destacar que no AIR inicial em nenhum momento foi exposto restrições quanto aos tipos de fontes possíveis de hibridização e associação;
- ✓ A aplicabilidade a usinas novas e existentes também foi muito questionada, expressando-se o desejo de que usinas existentes também possam participar do regramento. Vale salientar neste ponto que a participação de usinas existentes já era prevista na AIR inicial, porém com a condição de agregarem energia nova ao sistema, tanto com a ampliação de sua capacidade com tecnologia distinta da original como com a associação a usinas novas com tecnologia distinta.

As contribuições mais recorrentes dos agentes referentes a atualização dos normativos foram as seguintes:

- ✓ Solicitação para inserção de usinas existentes explicitamente em artigos da REN 876/2020 – Essa questão da participação ou não de usinas existentes não ficou clara na AIR inicial e por esse motivo foram inseridos esclarecimentos na AIR revisada. A participação de usinas existentes não foi vetada, porém ela somente poderá se tornar híbrida ou se associar se houver a inserção de energia nova, por meio de ampliação de sua capacidade com tecnologia distinta da original ou pela associação a outra(s) usina(s) nova com tecnologia distinta.
- ✓ Exclusão da restrição de usinas participantes do MRE se tornarem híbridas ou associadas – As contribuições foram aceitas, sendo permitida a participação de usinas do MRE no caso de haver medição separada por tecnologia de geração, conforme parágrafo 3º do art. 1º da REN 876/2020, transcrito a seguir:

“§3º As centrais geradoras híbridas ou associadas que sejam compostas por tecnologia de geração hidráulica e sejam participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE deverão ter garantias físicas e medições distintas por tecnologia de geração e a energia proveniente das demais tecnologias não poderão ser destinadas ao MRE.”

A nota conclui pela análise efetuada, da necessidade de aprimoramento nas normas vigentes para inserção de dispositivos relativos à implantação de usinas híbridas e associadas e propõe a abertura de segunda fase da Consulta Pública com vistas a submeter à apreciação da sociedade e dos agentes setoriais o Relatório de AIR atualizado e da minuta de resolução com a proposta de revisão de normativos onde constam todas as regras que deverão passar pela contribuição dos agentes interessados neste processo (ANEEL, 2020)

Segunda fase

Após a finalização da primeira fase da Consulta Pública e atualização do Relatório de AIR e da minuta de revisão dos normativos com base nas contribuições dos diversos agentes do setor, foi aberto a segunda fase da Consulta Pública n. 061/2020, cujo período de contribuições se encerrou no dia 16 de setembro de 2021, com o objetivo de obter subsídios para a minuta de resolução normativa acerca do tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas

Com base nas contribuições coletadas na primeira fase da Consulta Pública, a ANEEL atualizou a minuta de revisão dos normativos, onde se destacam as seguintes definições e regras de usinas híbridas e associadas:

- ✓ As centrais geradoras híbridas ou associadas são formadas a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica. Essas centrais geradoras compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura da rede elétrica.

- ✓ As diferenças entre híbridas e associadas estão relacionadas a outorga e medição. Enquanto a central geradora híbrida se caracteriza por uma instalação objeto de única outorga, que pode ter medição única ou distinta por tecnologia; as centrais geradoras associadas são compostas por duas ou mais instalações com outorgas e medições necessariamente distintas.
- ✓ A proposta normativa acrescenta essas definições à Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020, que estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas e outras fontes alternativas, com a seguinte redação:

V – Central Geradora Híbrida (UGH): instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia ou não, objeto de outorga única;

VI – Centrais geradoras associadas: duas ou mais instalações, com a finalidade da produção de energia elétrica com diferentes tecnologias de geração, com outorgas e medições distintas, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão ou de distribuição.

- ✓ Importante destacar que a regra não traz restrições quanto aos tipos de tecnologia de geração que podem compor as centrais geradoras híbridas e associadas. Além disso, a complementaridade entre as fontes não é um requisito obrigatório, embora, em geral, seja a principal motivação econômica dos projetos de usinas híbridas e associadas. O objetivo é que a regulamentação não crie barreiras à inovação e aos novos modelos de negócio, deixando a cargo dos empreendedores a escolha da composição de tecnologias e a análise de complementaridade, sob a ótica da viabilidade dos projetos com arranjos híbridos e associados.
- ✓ Em relação à associação com usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a proposta discutida na primeira fase da Consulta Pública nº 61/2020 proibia a composição de centrais geradoras híbridas ou associadas com usinas participantes desse

mecanismo. Entretanto, esse ponto foi muito questionado no âmbito da consulta pública. A maioria das contribuições defendeu que o funcionamento do MRE não será afetado caso haja Sistema de Medição para Faturamento (SMF) individualizado por tecnologia de geração.

- ✓ Após a análise dos argumentos apresentados na consulta pública, as áreas técnicas recomendaram que as contribuições nesse sentido fossem aceitas, de modo que seja permitida a composição de centrais geradoras híbridas ou associadas com usinas participantes do MRE. As condições para que isso aconteça são que as garantias físicas e as medições sejam distintas por tecnologia de geração e que a energia proveniente das demais tecnologias não sejam destinadas ao MRE, nos termos do parágrafo 3º do artigo 1º da Resolução Normativa nº 876, de 2020, proposto a seguir:

§3º As centrais geradoras híbridas ou associadas que sejam compostas por tecnologia de geração hidráulica e sejam participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE deverão ter garantias físicas e medições distintas por tecnologia de geração e a energia proveniente das demais tecnologias não poderão ser destinadas ao MRE.

- ✓ Em relação a contratação do uso do sistema de transmissão, pela regra atual, a contratação dos MUST de conjuntos híbridos ou associados leva em conta a potência instalada individual de cada tecnologia de geração, de forma que a contratação não pode ser menor do que o somatório das máximas potências injetáveis.
- ✓ Todavia, a principal vantagem dos projetos híbridos e associados consiste no aproveitamento da capacidade ociosa de rede por meio da complementaridade das tecnologias de geração do conjunto.
- ✓ Com a proposta, o conjunto híbrido ou associado passaria a poder contratar o uso da rede dentro de uma faixa que varia entre (i) a potência nominal da tecnologia de geração de maior participação na central geradora híbrida ou associada e (ii) a soma das potências do conjunto. Para que isso funcione sem causar sobrecarga na transmissão, a regra deve prever o corte automático de geração no limite da capacidade da rede contratada pelos geradores.

- ✓ A Faixa de Potência para fins de Contratação do Uso da Rede deve ser estabelecida no ato de outorga das centrais geradoras híbridas ou associadas. A definição dessa faixa de potência, apresentada a seguir, será incluída na Resolução Normativa nº 58317, de 22 de outubro de 2013, que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

XVI - Faixa de Potência para fins de Contratação de Uso da Rede por UGH ou por Centrais geradoras associadas: faixa de potência compreendida entre o valor da potência elétrica ativa nominal (kW) da tecnologia de geração de maior participação na central geradora híbrida ou centrais geradoras associadas, e a soma das potências elétricas ativas nominais (kW) de todas as unidades geradoras.

- ✓ Assim, as centrais geradoras híbridas e associadas poderão contratar o MUST em valor declarado pelo gerador contido na Faixa de Potência para fins de Contratação do Uso da Rede estabelecida no seu ato de outorga, nos termos propostos para o parágrafo 1º-A do artigo 5º da Resolução Normativa nº 666, de 2015.

§ 1º-A Para a Central Geradora Híbrida e Centrais geradoras associadas o MUST de que trata o caput é dado pelo valor declarado pelo usuário contido na sua Faixa de Potência para fins de Contratação de Uso da Rede estabelecida em seu ato de outorga

2.5. Viabilização de projetos híbridos ou associados

Conforme a nota técnica da EPE (2018), algumas ações são necessárias para a viabilização de usinas híbridas, dentre as quais se destacam:

- a- Regularizar a criação de categoria para usinas com mais de uma fonte primária**

Primeiramente, é importante a definição da categoria “usina híbrida” para fins de tratamento regulatório, tanto que a pauta está na agenda regulatória da ANEEL, objeto da Consulta Pública 061/2020 que já está na sua segunda fase, para debater com a sociedade a normatização para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas.

b- Contratação do montante do uso do sistema (MUST ou MUSD)

Uma das principais vantagens em se constituir um projeto híbrido está relacionado ao compartilhamento da conexão. Portanto, para regulamentar o escoamento da geração das usinas híbridas, permitindo a contratação de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, seria necessário aprimorar as Resoluções Normativas nº 666/2015 e nº 506/2012 da ANEEL, de forma a avaliar a possibilidade de contratação de um montante de uso do sistema diferente da soma das potências nominais individuais das fontes que compõem as usinas híbridas.

c- Procedimentos de rede

Dependendo de cada fonte geradora, são exigidos diferentes requisitos técnicos mínimos pelo ONS para concessão do parecer de acesso. É necessário definir os requisitos a serem seguidos pela usina que utilize mais de uma fonte.

d- Combinações de contratos com condições distintas

No caso de adição de uma nova fonte a uma usina existente, a nova fonte instalada poderia possuir condições contratuais diferentes da existente, sendo necessário avaliar o impacto dessa coexistência de contratos distintos. Por exemplo, estudar se é possível combinar contratos por quantidade e por disponibilidade.

e- Forma de contratação

Com a implementação de uma usina híbrida, espera-se que haja um ganho de eficiência, tornando-se naturalmente mais competitivos, o que poderia resultar em contratações nas modalidades tradicionais de novas fontes, “associando-se a” ou “hibridizando” empreendimentos existentes, ou mesmo a contratação de dois novos empreendimentos, separadamente, que formariam um conjunto associado. Nesse caso, não se faz necessária uma contratação diferenciada, na forma de um leilão ou um produto específico para empreendimentos híbridos.

f- Garantia Física

As dificuldades metodológicas devido às diferenças de critérios entre fontes, conforme já mencionado, já que por exemplo na eólica utiliza-se o P90 e na fotovoltaica o P50, o que poderia dificultar também a alocação do curtailment. Além disso, critérios de contabilização e revisão de GF utilizam as características de cada fonte, e a consideração conjunta necessitaria estudo.

2.6. Panorama atual do contexto regulatório

O desenvolvimento e implementação das usinas híbridas requer um ambiente regulatório adequado aos novos modelos de negócios. Ressalta-se que as normatizações que estão sendo propostas pela Agência propiciam esse ambiente, pois permite o surgimento de diferentes plantas de geração, ou seja, a norma proposta não restringe tipos de tecnologia de geração que podem compor as centrais geradoras híbridas e associadas e nem o nível de complementaridade entre as diferentes tecnologias.

A escolha da composição tecnológica e da complementaridade entre as fontes de geração fica por conta da análise do empreendedor sobre a viabilidade técnica e econômica dos projetos, estimulando o surgimento de soluções inovadoras.

Como resultado da primeira fase da Consulta Pública nº 61/2020, foram aprimorados aspectos importantes, como a possibilidade de hibridização de empreendimentos participantes do MRE e a definição das regras para a contratação do uso do sistema de transmissão por centrais geradoras híbridas e associadas.

Dessa forma, a agenda regulatória da ANEEL, por meio das Consultas Públicas e as contribuições dos diversos agentes do setor, referente às usinas híbridas e associadas, abrirá espaço para o desenvolvimento desses projetos, permitindo uma grande diversidade de combinações tecnológicas, estimulando a inovação e contribuindo para a modernização do setor elétrico brasileiro.

A ANEEL aprovou no dia 30 de novembro de 2021 a regulamentação para o funcionamento de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) e centrais geradoras associadas. O normativo traz as definições e as regras para a outorga desses empreendimentos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão, além de

definir a forma de tarifação dessas usinas e da aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão.

O normativo é considerado um passo importante para que empreendimentos no Brasil possam aproveitar a complementaridade temporal entre as diferentes fontes de geração de energia. Ele permite combinações de fontes de geração, sejam elas de usinas fotovoltaicas (UFV), eólicas (EOL), hidrelétricas grandes e pequenas (UHE/PCH) e termelétricas (UTE).

2.7. Experiência internacional

Alguns países têm estudado utilizar o hibridismo na geração elétrica em sistemas elétricos de grande porte. Abaixo são relacionadas algumas experiências reportadas com usinas híbridas em sistemas de grande porte, com destaque para a Índia, país com mais exemplos a mencionar (EPE, 2019).

A Índia é o país que demonstra maior interesse no desenvolvimento de usinas híbridas, especificamente eólico-fotovoltaicas, vem avaliando esse tema há alguns anos e a questão fundiária é considerada um dos principais problemas para o crescimento das energias renováveis no país, pela falta de terras tanto para a construção das usinas quanto para a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição.

Em 2016 foi lançado um esboço de política de geração híbrida, a qual resultou, em maio de 2018, numa política nacional de geração híbrida eólico-fotovoltaica (MNRE, 2018). Também foi anunciada a primeira tentativa de contratação de projetos híbridos, com um leilão que objetivava contratar até 2.500 MW, porém sem sucesso devido à falta de interessados e justificativas que o preço-teto estabelecido não era realista.

Após diversas tentativas, redução das demandas iniciais e um pequeno incremento do preço-teto, foram contratados apenas 840 MW (havendo sobra de 360 MW), divididos por duas empresas.

Em 2019, um segundo leilão foi anunciado, novamente com a demanda de 1.200 MW, porém também com apenas dois interessados. Mais uma vez, o preço-teto

(idêntico ao do certame anterior) foi criticado, com fontes afirmando que este tem afastado os investidores

A Índia estabeleceu a meta de atingir 175 GW de energias renováveis em 2022, sendo cerca de 100 GW fotovoltaicos e 60 GW eólicos, e a estratégia de geração híbrida foi colocada principalmente como uma maneira de mitigar os problemas com a pequena disponibilidade de terrenos com recursos eólicos e solares favoráveis, e infraestrutura adequada de conexão. (Aggarwal; Dutt, 2018).

Além da Índia, há experiências reportadas com usinas híbridas, principalmente da integração da geração eólica e solar fotovoltaica, em sistemas de grande porte, na Austrália, Estados Unidos, Reino Unido e China.

Conforme estudos divulgados na nota técnica da EPE (2019), a experiência internacional em usinas híbridas demonstra que, apesar de haver potenciais benefícios, há grandes dificuldades, sobretudo comerciais e regulatórias para sua implementação. A maioria dos projetos construídos até o momento dependeu de subsídios ou regulações específicas que os favoreceram. A Índia, que vem tentando utilizar mecanismos de mercado como os leilões de energia, não vem obtendo sucesso na contratação das quantidades pretendidas de soluções híbridas.

A experiência internacional demonstra que os benefícios e razões para a hibridização de projetos dependem das condições de cada sistema elétrico específico. Enquanto que no caso da Índia, a principal motivação é a falta de terras para a instalação de fontes renováveis e a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, nos demais países estudados, busca-se aproveitar as possíveis sinergias entre fontes, melhorando a competitividade de energias renováveis.

Portanto, verifica-se que o desenvolvimento de projetos híbridos, mesmo nos países estudados, ainda se encontra em fase experimental, com projetos de menor porte e de operação recente, não havendo ainda conclusões definitivas sobre os benefícios para o sistema elétrico.

3. HIBRIDIZAÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA

Segundo nota técnica “Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-fotovoltaicas” (EPE, 2017) a hibridização é definida pela combinação de duas tecnologias renováveis na mesma localização, que além de aumentar a geração de energia, possibilita a otimização dos custos, através da utilização da mesma infraestrutura.

Segundo Velloso (2017), a combinação de tecnologias de geração em modelos de usinas híbridas se apresenta como uma alternativa para o uso eficiente dos recursos disponíveis no nosso país, tanto no que se refere aos recursos energéticos quanto aos de infraestrutura de rede pois os empreendimentos híbridos podem aproveitar a complementaridade temporal entre as diferentes fontes de geração de energia.

Outros benefícios são relacionados à redução de custos e contribuição na otimização do uso das redes de transmissão e distribuição.

Uma das principais contribuições das usinas híbridas no SEB refere-se à possibilidade de crescimento da capacidade de geração com menores investimentos na infraestrutura, reduzindo o custo sistêmico e consequentemente, para o consumidor de energia elétrica (ANEEL, 2020).

Segundo estudos da EPE (2017) e da ANEEL (2019), as usinas híbridas podem agregar ganhos de eficiência para o sistema elétrico, relacionados, principalmente, à complementaridade de geração e à otimização do uso da rede, postergando novos investimentos em expansão das redes de transmissão e de distribuição.

Os benefícios dos projetos híbridos têm ainda maior relevância no cenário atual de escassez hídrica devido à possibilidade de aumento da capacidade de geração de energia elétrica ao menor custo sistêmico, sendo de fundamental relevância no contexto atual do SEB.

3.1. Contexto histórico do desenvolvimento do tema no Brasil

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) iniciou em 2017 um estudo da hibridização devido ao interesse crescente de diversos agentes empreendedores no desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica que combinem duas ou mais fontes, sob a denominação de “usinas híbridas”.

Conforme o estudo da EPE, entende-se como complementaridade energética a capacidade de dois ou mais recursos (da mesma fonte ou de fontes distintas) apresentarem disponibilidade energética complementar no tempo, ou seja, enquanto que uma fonte de energia apresenta grande disponibilidade, a outra está com pouca (EPE, 2017).

Com o intuito de ampliar o entendimento sobre as possíveis vantagens e aprofundar a discussão sobre as usinas híbridas, a EPE publicou em abril de 2017 a Nota Técnica “Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-fotovoltaicas”, que apresentou proposta metodológica e estudos de caso de avaliação da geração de usinas híbridas compostas pelas fontes de geração eólica e solar fotovoltaicas.

A principal conclusão da EPE foi que a complementariedade entre as fontes eólica e solar depende muito do local considerado e o dimensionamento da usina, não podendo ser generalizada as suas vantagens. Também ficou claro a importância de uma boa discretização temporal para a correta avaliação da produção conjunta das usinas e seus efeitos (EPE, 2017).

Dando continuidade a discussão sobre as usinas híbridas, a EPE publicou em 2018 a Nota Técnica que abordou o assunto sob o enfoque regulatório e comercial, além de propor diferentes tipologias de usinas híbridas, discutindo os possíveis benefícios e barreiras regulatórias e comerciais a cada tipo de associação, que serão discutidos em detalhes adiante.

Também foi realizado em maio de 2019 um workshop, organizado pela EPE, com o tema “Usinas híbridas no SIN” com o objetivo de nivelar conceitos sobre o tema, por meio de apresentações e debates entre os diferentes agentes do setor.

Ainda em 2019, foi publicado a terceira nota técnica que abordou experiências internacionais com o hibridismo em sistemas elétricos de grande porte e questões conceituais sobre o papel das usinas híbridas para o planejamento do setor elétrico, suas contribuições e possíveis consequências de eventual regulação específica (EPE, 2019).

Em outubro de 2020, a ANEEL abriu a primeira fase da Consulta Pública 061/2020 que visou debater com a sociedade a normatização para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. O principal objetivo é de modernizar o sistema elétrico, otimizar o uso da rede, incentivar novos modelos de negócio, otimizar o uso de recursos naturais (hidro, eólico e solar) e ampliar a oportunidade de redução de custos da energia.

Em agosto de 2021 foi aberta a segunda fase da Consulta Pública 061/2020, dando continuidade a pauta regulatória das usinas híbridas e associadas.

Portanto, os estudos da EPE concluíram que deve-se ter cautela na generalização dos possíveis benefícios de otimização da infraestrutura de transmissão/distribuição.

3.2. Combinações de fontes e tecnologias

Além da hibridização das fontes de energia através da combinação da energia hidráulica e solar fotovoltaica, foco de estudo dessa monografia, existem diversas combinações tecnológicas, que vêm sendo propostas por desenvolvedores de projetos e fabricantes de equipamentos de geração de energia elétrica, com algumas já tendo sido implementadas em testes de menor escala (EPE, 2018).

A tabela 1 lista algumas dessas combinações de fontes, a título de exemplificação.

Tabela 1 - Combinações de fontes de geração

Combinações de fontes	Descrição
Eólica + Fotovoltaica	Complementaridade temporal das fontes eólica e solar fotovoltaica devido à menor incidência de ventos diurnos em algumas regiões, no horário de maior incidência de radiação solar e a possibilidade de otimização de custos de operação e investimento
Hidráulica + Fotovoltaica	Aproveitamento da grande disponibilidade de área nos espelhos d'água de hidrelétricas, existem projetos que utilizam painéis fotovoltaicos com flutuadores sobre a área alagada, com possível complementariedade sazonal de recursos e otimização dos custos de operação e investimento

Heliotérmica (termossolar) + outro combustível (biomassa)	Em usinas heliotérmicas, existe a possibilidade de se utilizar um combustível para aumentar seu fator de capacidade. O combustível poderia ser a biomassa, conforme estudos em andamento no Brasil
Biomassa + gás natural	A queima de gás natural em usinas a bagaço de cana, afirma-se, aumentaria o período de despacho dessas usinas e a eficiência global do ciclo térmico
Carvão + biomassa (coqueima)	Queima-se biomassa junto com o carvão na caldeira, reduzindo as emissões de CO ₂ por MWh produzido

Fonte: EPE, 2018.

3.3. Tipologias e configurações combinadas de fontes geradoras

Uma usina híbrida pode ser caracterizada através de diversas combinações de fontes e tecnologias arranjos e configurações. Com o objetivo de organizar os conceitos e facilitar o debate, a EPE, através de uma nota técnica, propôs quatro tipologias de integração entre fontes geradoras, com o objetivo principal de analisar os benefícios e impactos de cada solução, além de diferenciar as usinas efetivamente híbridas e aquelas que apenas compartilham infraestrutura ou contratos (EPE, 2018).

3.3.1. Usinas Adjacentes

Segundo definição da nota técnica da EPE (2018), usinas adjacentes basicamente são aquelas construídas em localidades muito próximas entre si. Apesar de até mesmo compartilhar o mesmo terreno e instalações, não há aproveitamento de equipamentos de geração entre as duas fontes, não sendo propriamente usinas híbridas. A figura 6 apresenta o esquema das usinas adjacentes.

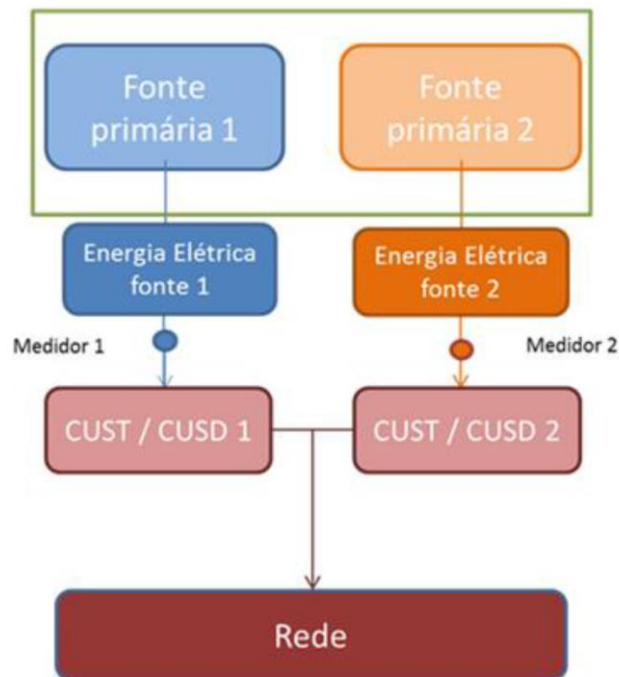


Figura 6 - Usinas adjacentes

Fonte: EPE, 2018.

3.3.2. Usinas associadas

A EPE sugeriu que as usinas associadas tratam de duas (ou mais) usinas de fontes energéticas distintas, com características de complementariedade das fontes, que compartilham fisicamente e contratualmente o acesso à Rede Básica ou de Distribuição. Ou seja, duas usinas associadas poderiam contratar menos capacidade de uso da rede do que a soma das potências nominais dessas duas usinas.

As usinas associadas não são propriamente híbridas pelo fato de que os equipamentos de geração são independentes, podendo inclusive manter medidores individuais, conforme apresentado na figura 7.

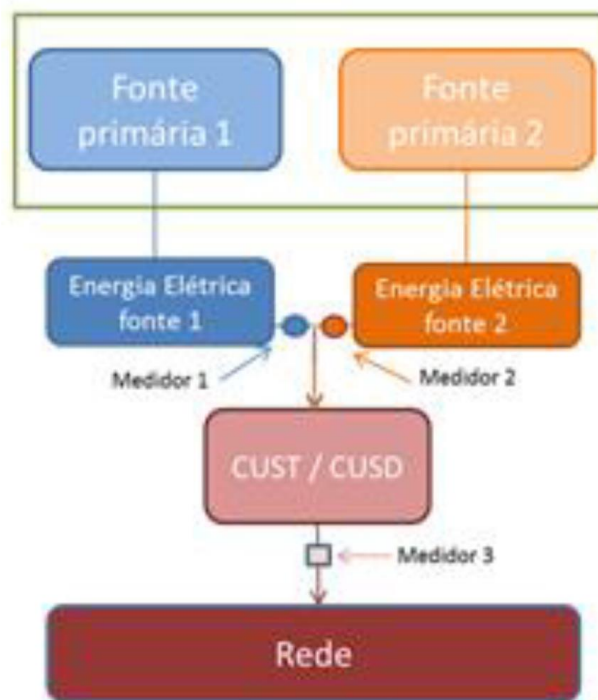


Figura 7 - Usinas associadas

Fonte: EPE, 2018.

3.3.3. Usinas híbridas

Nas usinas consideradas realmente híbridas pelo estudo divulgado pela EPE (2018), as distintas fontes de geração se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica. Enquadram-se nessa categoria, por exemplo, uma usina fotovoltaica que compartilhe os conversores dos aerogeradores, dispensando o uso dos inversores fotovoltaicos.

Nestes casos, não seria possível distinguir qual fonte primária foi responsável pela produção de determinada energia elétrica.

Para o estudo de caso proposto nesse trabalho, será considerado apenas a tipologia de usinas híbridas, conforme apresentado na figura 8.

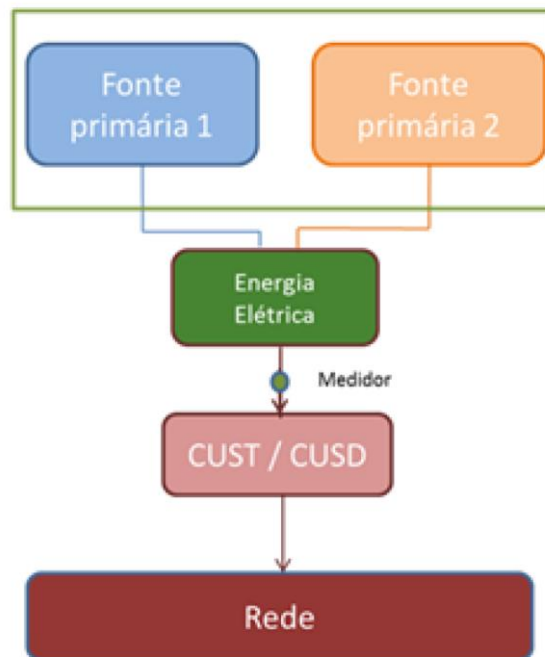


Figura 8 - Usinas híbridas

Fonte: EPE, 2018.

3.3.4. Portfólios Comerciais

Nesta tipologia de arranjo, não há necessariamente, qualquer proximidade física ou compartilhamento de equipamentos, em usinas de diferentes fontes, sendo a relação apenas comercial-contratual, com o intuito de reduzir exposições contratuais a preço de curto prazo. Os portfólios comerciais também não afetam a contratação do uso da rede de transmissão ou distribuição.

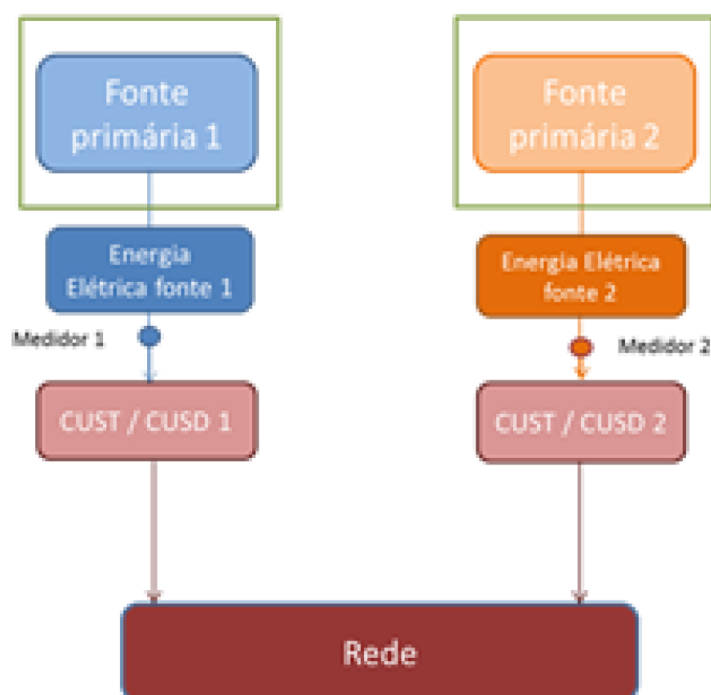


Figura 9 - Portfólios comerciais

Fonte: EPE, 2018.

3.4. Benefícios na combinação de fontes

A tabela 2 lista os principais benefícios para o desenvolvimento de projetos com a integração de distintas fontes de geração de energia, com base nas tipologias descritas anteriormente (EPE, 2018). Apesar de gerarem criação de valor para os desenvolvedores de projetos e investidores, espera-se reflexos positivos para o desenvolvimento do SEB e dos preços de energia, desde que o arcabouço regulatório permita a alocação de custos e benefícios para todas as partes interessadas de forma coerente e justa.

Tabela 2 - Principais benefícios da hibridização

Capacidade disponível do sistema de transmissão e/ou distribuição
<p>Considerando que algumas das principais fontes renováveis possuem sazonalidade, nos momentos em que a geração é nula ou reduzida, pode haver capacidade ociosa do sistema de transmissão, que pode ser mitigada quando há complementariedade de geração entre fontes. Em outras palavras, há potencial de inserção de novas usinas no sistema elétrico sem a necessidade de investimento em nova infraestrutura.</p>
Otimização do uso da área disponível (terreno)
<ul style="list-style-type: none"> • Ganho de competitividade do projeto com a redução de custos associados à compra ou arrendamento da área, considerando a instalação de duas usinas no mesmo espaço físico.
Sinergias de logística, planejamento de implantação e custos de manutenção
<p>Benefícios de otimização logística e de construção caso a implantação das usinas ocorra em períodos próximos e otimização dos custos fixos de operação e manutenção das duas (ou mais) usinas.</p>
Compartilhamento de equipamentos do sistema de interesse restrito
<p>Os equipamentos do sistema de interesse restrito (conexão da usina à rede) podem ser dimensionados para a potência na qual limita-se a produção da usina, ao invés de serem dimensionados para a soma da potência nominal das duas fontes individuais, porém deve-se atentar ao corte da geração quando da ocorrência de elevada geração simultânea das duas fontes.</p>
Compartilhamento de equipamentos de geração
<p>O compartilhamento de equipamentos de geração pode, em alguns casos, proporcionar ganhos de competitividade ao projeto ao possibilitar benefícios sistêmicos como, por exemplo, maior fator de capacidade ou entrega de energia em determinados horários.</p>

Fonte: EPE, 2018.

3.5. Limitações físicas e operativas

Há muitos benefícios para a hibridização das fontes de energia, por outro lado também existem limitações físicas, barreiras e pontos de atenção para o desenvolvimento dos projetos híbridos (EPE, 2018), citados abaixo:

Curtailement

Como já visto em usinas associadas, em momentos de elevada geração das duas fontes, haverá o corte da energia pois excede a capacidade máxima contratada para injeção na rede de transmissão. Já no caso das usinas híbridas, não haverá o corte de energia, porém poderá haver o sub-aproveitamento das fontes de geração quando

a disponibilidade dos recursos combinados superar a capacidade de geração de energia;

Inteferência entre fontes de geração

Devido a utilização do mesmo local, deve-se atentar a efeitos negativos entre as fontes de geração, como exemplo o sombreamento das torres eólicas sobre as placas solares fotovoltaica.

Fontes despacháveis x não despacháveis

Um aspecto fundamental a ser levado em consideração em uma usina híbrida é se as fontes são ou não despacháveis. No caso se as fontes integradas não forem despacháveis, conseqüentemente, a produção da usina híbrida não será despachável.

No caso da hibridização da geração hidrelétrica com a solar fotovoltaica, combina-se uma fonte despachável com outra não- despachável. Por exemplo, se a geração fotovoltaica fosse tratada como prioritária, poderia restringir o despacho de parte da energia hidrelétrica em determinados momentos do dia. Esta consideração é relevante em alguns aspectos importantes, como a estimativa de demanda de combustível, no caso da hidrelétrica, nas vazões turbinadas e nos montantes de *curtailment* (corte da geração).

3.6. Usinas híbridas hidrelétrica e solar fotovoltaica

Segundo Pintiokina (2017), o uso de módulos solares sobre a água começou propriamente em 2007 com uma usina experimental de 20 kWp, instalada em Aichi, Japão, com a utilização de módulos fotovoltaicos convencionais instalados sobre uma modular estrutura flutuante. Desde então se utiliza o mesmo método de instalação, mas as potências das placas atuais chegam a 400W.

Um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico é composto de basicamente por dois geradores, um hidrelétrico e um solar fotovoltaico, pelas cargas consumidoras e pelo cabeamento elétrico responsável pela interligação (BELUCO, 2001).

A principal diferença entre um sistema solar fotovoltaico convencional (em terra) e uma usina fotovoltaica flutuante (FVF) é a plataforma flutuante juntamente com ancoragem e ancoradouro (EPE, 2020).

A figura 10 apresenta as partes principais de usina FVF.

- I. Módulos fotovoltaicos: captam a irradiação solar e convertem em energia elétrica;
- II. Plataformas flutuantes: estrutura de suporte para instalação dos módulos fotovoltaicos, com o intuito de proporcionar estabilidade e flutuabilidade a estes;
- III. Ancoragem e amarração: para fixação da plataforma flutuante nas margens e/ou no fundo do corpo d'água, e que deve ser capaz de resistir aos esforços causados pela variação do nível d'água e pelo vento; e
- IV. Cabos elétricos: podendo ser inclusive cabos subaquáticos.

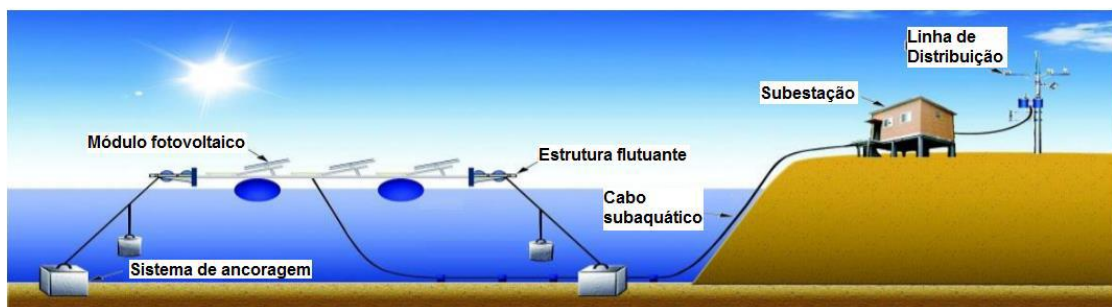


Figura 10 - Esquema geral solar fotovoltaico flutuante

Fonte EPE, 2020.



Figura 11 - Painéis fotovoltaicos flutuantes

Fonte: BRG Energia.

Pintiokina (2017) também afirma que ainda não há no mercado um módulo voltado para aplicação específica em usinas flutuantes pois ainda não foi desenvolvido uma tecnologia que possibilite aproveitar melhor os benefícios gerados envolvendo a dinâmica dos processos de troca de calor e reflexão da luz nos módulos flutuantes.

Conforme Strangueto (2016), a tecnologia ainda está em desenvolvimento, portanto ainda não existe uma definição final sobre os formatos e materiais mais apropriados para os flutuadores, bem como qual o melhor arranjo dos painéis.

Os principais usos em pequena escala foram na agricultura, para sistemas de bombeamento, sendo Japão e EUA os pioneiros no uso em grande escala, mas a China, com sua uma grande demanda energética possui um enorme potencial nos reservatórios das Usinas Hidrelétricas (UHEs), assim como Brasil.

No Brasil a primeira usina fotovoltaica flutuante foi construída numa lagoa artificial na cidade de Cristalina-GO. Outro tipo de utilização é a implantação de painéis solares fotovoltaicos no espelho d'água de usinas hidrelétricas. Já existem projetos-piloto participantes do programa de P&D da ANEEL nas usinas de Balbina (AM), Porto Primavera (SP) e Sobradinho (BA).

Para sustentação dos módulos sobre o lago, as principais soluções existentes consistem de estruturas flutuantes, compostas por pequenas estruturas modulares até plataformas de centenas de metros de comprimento. A estrutura é montada na margem do reservatório e rebocada até o local determinado no reservatório.

A figura 12 demonstra um exemplo de montagem de placas solares fotovoltaicas em módulos flutuantes da empresa Sumitomo Mitsui Construction.

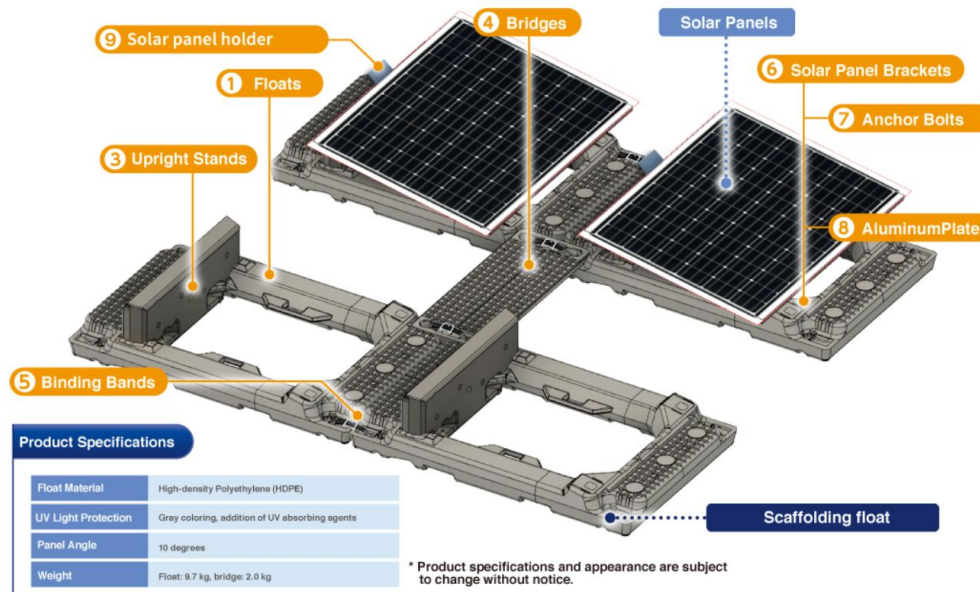


Figura 12 - Módulos flutuantes

Fonte: Sumitomo Mitsui Construction.

De acordo com Santafé (2014, apud STRANGUETO, 2016), para a instalação dos flutuantes na superfície dos reservatórios, também devem ser observados as seguintes características:

- Inclinação de painéis fotovoltaicos (α). O ângulo de elevação dos módulos solares tem uma forte influência sobre a ação do vento que incide na cobertura;
- A geometria e as características do reservatório: A forma geométrica dos reservatórios é caracterizada por uma poligonal ou por formas irregulares, podendo interferir na disposição dos painéis afetando a produção de energia, que depende dos alinhamentos com os pontos cardeais;
- Geometria, tipos e materiais de plataformas flutuantes: Módulos de flutuação devem oferecer versatilidade dimensional e mecânica, permitindo que o sistema seja adaptável a diferentes condições dos reservatórios, geralmente fabricados com materiais plásticos, que além de cumprir os requisitos técnicos e operacionais, se situa dentro de um custo acessível.

Strangueto (2016) também afirma que como os painéis são colocados em linha, com suas faces voltadas para a mesma direção, as linhas de painéis projetam sobre as imediatamente atrás uma sombra, ou seja, quanto maior a inclinação, menor a

distância entre as fileiras de painéis, reduzindo a quantidade de painéis possíveis de serem instalados em uma determinada área do reservatório. Portanto, o estudo da melhor inclinação é fundamental.



Figura 13 - Usina solar flutuante na barragem de Yamakura

Fonte Ciel & Terre, 2014.

3.6.1. Benefícios e desafios

As principais vantagens são referentes ao local dos reservatórios, com poucos obstáculos bloqueando a luz do sol, além do aumento de eficiência de geração em comparação as instalações terrestres, graças aos seus efeitos de resfriamento das placas. Pintiokina (2017) cita que os módulos solares de silício perdem potência com o aumento de sua temperatura, porém, sobre a superfície da água, as temperaturas de operação são menores, podendo aumentar sua eficiência.

Outra vantagem da implantação de usinas solares flutuantes em reservatórios referem-se à redução de custos, pois a área de implantação já está licenciada e a infraestrutura para transmissão construída, além do potencial de diminuição da taxa de evaporação do reservatório, resultando num maior aproveitamento dos recursos hídricos.

De acordo com os estudos da EPE (2020), os principais benefícios com a implantação das usinas FVF são os ganhos de eficiência; redução de perda por sombreamento, facilidade na remoção de sujeiras e redução da evaporação dos reservatórios. Por outro lado, algumas desvantagens também são observadas, como o acúmulo de dejetos de pássaros e impacto na vida aquática local, ilustrados na figura 14.

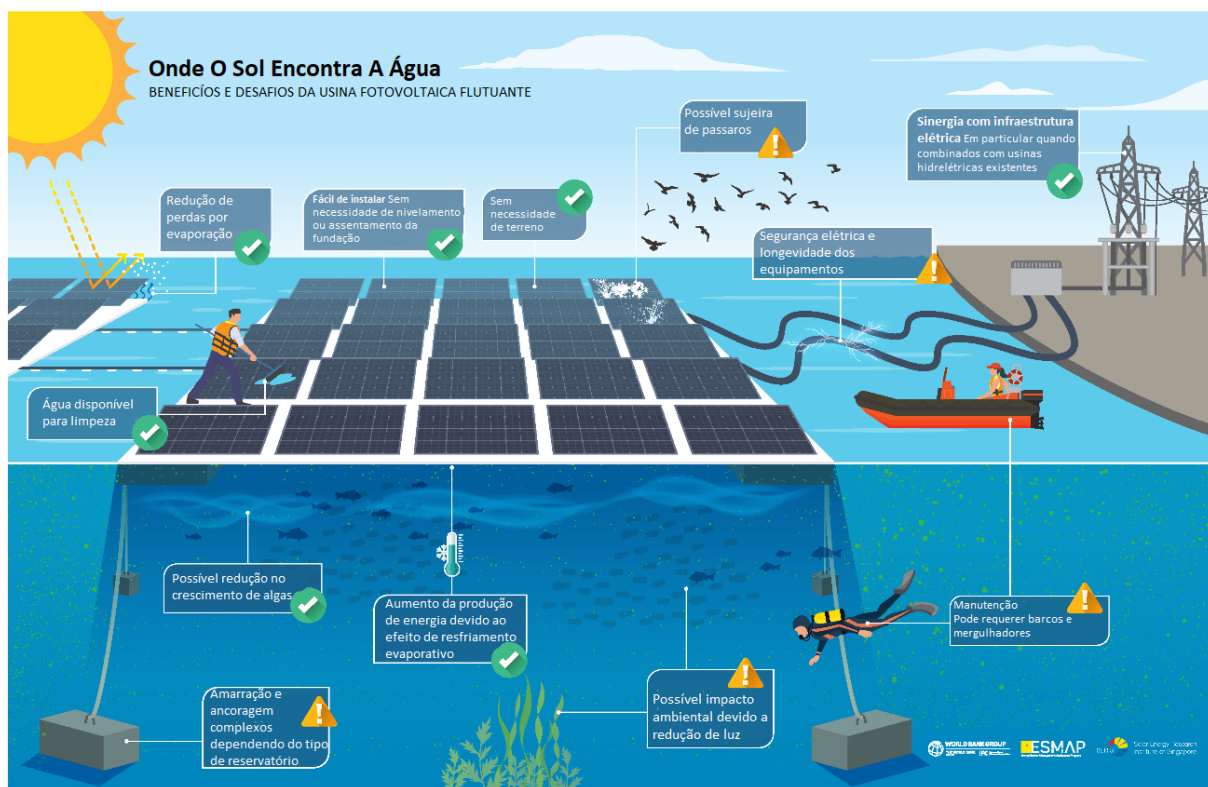


Figura 14 - Benefícios e desafios da geração solar flutuante

Fonte: EPE, 2020.

Ganhos de eficiência

A perda de eficiência nos módulos fotovoltaicos está diretamente relacionada ao aumento da temperatura. Portanto, segundo o REC (2018 apud EPE, 2020), os painéis fotovoltaicos flutuantes tendem a operar com uma temperatura mais baixa em comparação a uma instalação convencional em solo, sendo uma das principais vantagens um possível aumento de eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Sujeira

Outra vantagem mencionada pelo autor (Da Silva, 2019 apud EPE, 2020) refere-se ao menor acúmulo de poeira sobre os painéis fotovoltaicos, devido a instalação ser

sobre o sobre o espelho d'água e longe do solo, facilitando as atividades de limpeza de manutenção.

Evaporação dos Reservatórios

Segundo o Farfan e Breyer (2018 apud EPE, 2020), a cobertura de 25% da superfície de reservatórios de hidrelétricas com FVF poderia aumentar em 6,3% a disponibilidade de água, por redução da evaporação. Rosa-Clot, Tina E Nizetic (2017 apud EPE, 2020) estimaram por meio de modelos matemáticos o efeito da cobertura FVF em reservatórios na Austrália, concluindo pela redução da taxa de evaporação em mais de 90%.

Impacto na Vida Aquática

Estudos mais aprofundados devem ser considerados para avaliação dos impactos negativos na flora aquática, dependendo principalmente das dimensões da planta solar. Porém, segundo o autor (Costa, 2017 apud EPE, 2020), em alguns casos, a implantação em pequena escala tende a apresentar impactos irrelevantes na vida aquática, ou até mesmo alterações positivas, em decorrência da criação de nichos ecológicos específicos.

Uso da terra

Uma das principais vantagens da usina solar FVF refere-se ao terreno que não é necessário para a instalação, apenas uma área disponível no reservatório e a área necessária para o eletrocentro e a conexão.

Custos de investimento

As possíveis desvantagens da solar FVF estão principalmente relacionadas à viabilidade econômica, devido aos custos adicionais com a aquisição e instalação das plataformas flutuantes. No estudo de caso proposto no capítulo 4, será avaliado a viabilidade econômica de uma usina solar FVF e esse efeito poderá ser estudado com mais detalhes.

3.6.2. Potencial de geração solar FVF no Brasil e no mundo

Para calcular o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras, Strangueto (2016) fez um levantamento utilizando como base todas as UHEs em operação e filtrando os reservatórios com área superior a 0,01 km², totalizando 165 empreendimentos com área total conforme a tabela 3.

Tabela 3 - Área total considerada dos reservatórios com área superior a 0,01 km²

Área total (km ²)	Área útil (km ²)	Área mínima (km ²)
37.922,95	30.338,36	3.033,84

Fonte: Strangueto (2016).

Considerando que em cada usina é necessária a exclusão das áreas de segurança, como exemplo proximidades às tomadas d'água e vertedouros, bem como um afastamento mínimo das margens, devido à presença de vegetação, sombreamentos, instalações diversas e a própria segurança dos painéis, Strangueto (2016) definiu como área disponível de 80% para a utilização de placas solares flutuantes.

Portanto, Strangueto (2016) estimou o potencial brasileiro de geração de energia elétrica solar fotovoltaica em sistemas flutuantes nos reservatórios das hidrelétricas, somando os potenciais estimados para cada reservatório analisado. A tabela 4 sintetiza os resultados obtidos para os reservatórios brasileiros maiores que 0,01 km², apresentados como mínimos e máximos, respectivamente, a cobertura de 8% e 80% da área total dos reservatórios.

Tabela 4 - Resultados para os reservatórios brasileiros

Potência instalada máxima (GWp)	Potência instalada mínima (GWp)	Energia produzida no ano máxima (TWh/ano)	Energia produzida no ano mínima (TWh/ano)
4.519	452	4.443	444

Fonte: Strangueto (2016).

Como resultado final, referente ao potencial da geração solar FV no Brasil, Strangueto (2016) estimou uma capacidade de até 4.519 GWp utilizando reservatórios de hidrelétricas, com uma capacidade de geração máxima de 4.443 TWh por ano.

No que diz respeito ao potencial mundial de geração solar fotovoltaica em reservatórios, o estudo do Grupo Banco Mundial (WORLD BANK GROUP; SERIS; ESMAP, 2019 apud EPE, 2020), apresentou uma estimativa do potencial da

capacidade instalada da FVF (em GWp) em reservatórios, e de geração de energia para cada continente na tabela 5. Considerando diferentes percentuais de cobertura, resultou-se a um potencial mundial de geração FVF de cerca de 4.000 GWp e de geração anual de energia de 5.200 TWh por ano, ao se considerar 10% de utilização da área dos reservatórios.

Tabela 5 - Capacidade máxima e potencial de geração de energia de FVF em reservatórios

Continente	Área de superfície total disponível (km ²)	Número de corpos d'água avaliados	Potencial FVF (GWp)			Possível geração anual de energia (GWh/ano)		
			Porcentagem de área superficial usada			Porcentagem de área superficial usada		
			1%	5%	10%	1%	5%	10%
África	101.130	724	101	506	1.1011	167.165	835.824	1.671.648
Ásia e Oriente Médio	115.621	2.041	116	578	1.156	128.691	643.456	1.286.911
Europa	20.424	1.082	20	102	204	19.574	97.868	195.736
América do Norte	126.017	2.248	126	630	1.260	140.815	704.076	1.408.153
Austrália e Oceania	4.991	254	5	25	50	6.713	33.565	67.131
América do Sul	36.271	299	36	181	363	58.151	290.753	581.507
Total	404.454	6.648	404	2.022	4.044	521.109	2.605.542	5.211.086

Fonte: EPE, 2020.

3.6.3. Complementaridade de geração das fontes hidrelétrica e solar fotovoltaica

Beluco (2001) define que a expressão complementariedade entre fontes de energia refere-se à capacidade de duas ou mais fontes apresentarem disponibilidade energéticas complementares entre si e pode ocorrer considerando-se uma mesma fonte ou entre fontes diferentes.

Sacramento (2015, apud Ahlert, 2017) também afirma que a geração FV é possui uma complementaridade à geração hídrica, uma vez que os menores níveis de irradiação ocorrem em períodos chuvosos e os maiores níveis de irradiação ocorrem em períodos secos.

Além disso, a complementariedade das usinas hidrelétricas e solares, por exemplo, em ciclo diário, a partir da capacidade natural de armazenamento do

reservatório da UHE, pode permitir uma maximização da geração do recurso hidrelétrico, possibilitando poupar água nos reservatórios em função da geração solar, aumentando a eficiência de geração da usina devido a hibridização.

No capítulo 4, através do estudo de caso, será analisado o perfil de complementaridade de geração das fontes hidrelétricas e solar FV, em uma usina hidrelétrica existente.

3.6.4. Combinações de usinas novas e existentes

A instalação de usinas combinadas pode ser realizada de duas maneiras: duas usinas novas, negociadas e construídas ao mesmo tempo ou uma usina construída, integrando em uma já existente.

No caso da tipologia de usinas híbridas ou associadas, concebidas originalmente nessa configuração, é possível a unificação do contrato de uso do sistema de transmissão, além da comercialização de energia, garantia física, etc.

A nota técnica da EPE (2018) defende que as usinas híbridas, através dos contratos por quantidade, devem preferencialmente competir nas mesmas bases das usinas convencionais com o intuito de viabilizar arranjos inovadores que capturem ganhos de eficiência, com impactos positivos nos preços de energia.

Quando a usina híbrida for implementada em uma usina já existente, deve-se observar o disposto nos contratos vigentes. Importante também definir a alocação de eventual *curtailment* (EPE, 2018).

Portanto, em se tratando do compartilhamento da conexão entre usinas contratadas em momentos distintos, é importante observar as regras de cada leilão, em especial os como exemplo: ponto de conexão, mecanismos de contabilização e de liquidação de energia.

3.6.5. Projeto piloto na UHE Sobradinho

No Brasil, a maior usina fotovoltaica flutuante em operação no Brasil foi implantado em julho de 2019, no lago da UHE de Sobradinho (BA), sob concessão da Chesf. A Plataforma Solar Flutuante no Reservatório de Sobradinho (BA), com potência de 2,5 MWp, possui 3.792 módulos de placas solares em uma área total de 11 mil m², instalado no reservatório e fixado ao fundo do lago por cabos, com material próprio para suportar o peso das placas e dos trabalhadores que atuam na construção e manutenção (EPE, 2020).



Figura 15 - Usina solar fotovoltaica flutuante no reservatório da UHE Sobradinho

Fonte ANEEL, 2019.

A produção de energia do sistema solar flutuante ajudará na geração de energia da usina hidrelétrica, proporcionando fonte de energia complementar; além da otimização da infraestrutura elétrica existente; controle da vazão de água do reservatório, com maior desempenho de produção de energia solar; baixo nível de impacto ambiental; e otimização de custos; entre outros benefícios.

Para a elaboração de um projeto de geração solar FVF é necessário levantar os dados técnicos da geração, subestação e transmissão de energia elétrica, além dos dados geográficos do lago, o comportamento dos ventos, a velocidade de vazão da água e os dados batimétricos do lago no local de instalação dos módulos flutuantes.

3.6.6. Custos de investimento

Considerando que as plantas solares FVF não são tão comuns ou difundidas como os sistemas convencionais em solo, ainda não há dados de referência suficientes para generalizar custos de capital e operacionais, de implantação e de operação, respectivamente, das usinas FVF. A análise dos custos apresentada será com base em informações públicas disponíveis e nas melhores práticas da indústria.

Segundo Sahu (2016 apud EPE, 2020), os flutuadores representam até 25% do custo total do projeto, porém os autores afirmam que esse montante ainda é menor que os custos de aquisição e preparo de um terreno de área equivalente e próximo. Ressalta-se, porém, que essa comparação reflete as condições do local estudado, Índia.

Ahlert (2017) afirma que a aplicação de plantas solares FVF em reservatórios de hidrelétricas ainda está em fase de estudo, portanto existem poucas referências de custo específico para esta instalação.

A nota técnica da EPE, intitulada “Expansão da Geração Solar fotovoltaica flutuante”, compara os custos de investimento de uma usina solar fotovoltaica convencional, em solo, e uma usina FVF. Além dos desafios de construção e operação, um fator relevante para a implantação de fotovoltaicas flutuantes são seus custos mais elevados em relação às usinas convencionais em solo, devido à estrutura flutuante, sistema de fixação e ancoragem (EPE, 2020).

Segundo estudo do World Bank Group, o custo médio total de investimento de um sistema FVF em 2018 variou entre US\$0,8/Wp e US\$1,2/Wp, dependendo do tamanho e localização do sistema.

A tabela 6 compara os custos de investimentos, por componente, em US\$/Wp de uma fotovoltaica convencional e uma fotovoltaica flutuante, ambas de 50MWp, concluindo que os custos de investimento, do termo em inglês *Capital Expenditure* (CAPEX) de uma usina solar fotovoltaica flutuante chega a ser quase 18% maior que uma usina solar convencional (World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019).

Tabela 6 - Comparação dos custos de investimento – FV em solo x FVF

Componente	FVF 50 MWp (\$/Wp)	FV em solo 50 MWp (\$/Wp)
Módulos	0,25	0,25
Inversores	0,06	0,06
Sistema de montagem*	0,15	0,10
Balanço do sistema**	0,13	0,08
Projeto, construção, teste e comissionamento	0,14	0,13
Total CAPEX	0,73	0,62
*Para FVF, o sistema de montagem inclui a estrutura de flutuação, ancoragem e amarração. **Inclui monitoramento de sistema.		

Fonte: Adaptado de World Bank Group, ESMAP e SERIS, 2019.

Com relação aos projetos piloto em operação no Brasil, Ahlert (2017) afirma que os projetos de 5 MW das usinas de Balbina e Sobradinho tiveram investimento combinado previsto de R\$ 100 milhões das empresas Eletronorte e Chesf, resultando em um custo aproximado de R\$ 10/Wp.

A usina FVF de Alto Rabagão em Portugal, com potência instalada de 220 kW, recebeu investimento de 450 mil euros, equivalente a um investimento de cerca de R\$ 7,9/Wp, na data base do ano de 2017 (AHLERT, 2017).

3.6.7. Experiências internacionais

Na barragem da Hidrelétrica de Alto Rabagão em Montalegre, Portugal, da companhia portuguesa EDP, foi inaugurado um projeto piloto no reservatório da usina em julho de 2017. Com 840 painéis solares que ocupam uma área de 2500 m², a plataforma tem uma potência instalada de aproximadamente 220 kWp e uma produção anual estimada de cerca de 300 MWh (ALTENERGYMAG, 2017).

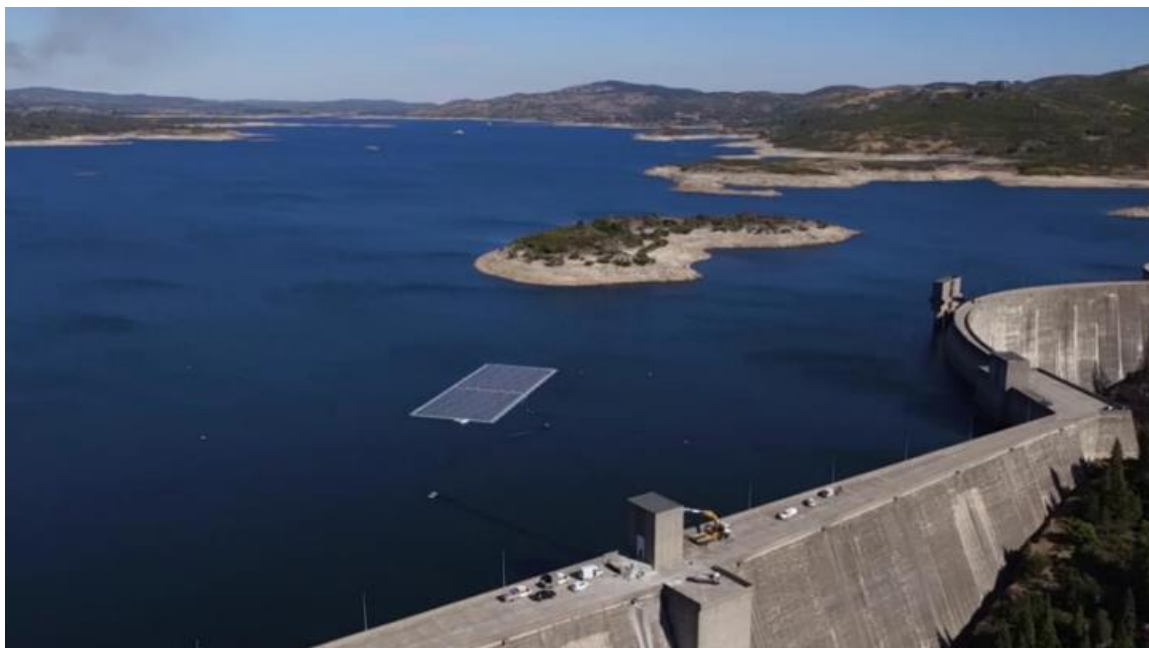


Figura 16 - Usina solar fotovoltaica no reservatório, Alto Rabagão, em Portugal

Fonte Altenergymag, 2017.

O sistema utiliza a infraestrutura elétrica já existente na barragem, como os transformadores, os quadros elétricos e a ligação a rede de transmissão.

A tabela 7 lista as 70 maiores usinas solares fotovoltaicas flutuantes em operação ao redor do mundo de acordo com o estudo divulgado pela Solarplaza, 2021. Como pode ser observado, a maioria das usinas estão situadas no Japão (Solarplaza, 2021).

O Japão é uma escolha óbvia para a geração solar FVF porque o espaço em terra é limitado e já existem muitos cursos de água destinados para a agricultura de arroz e controle de água da chuva que poderiam ser usados para a geração solar FVF. O governo japonês introduziu os incentivos de energia renovável em julho de 2012, após o desastre nuclear de Fukushima.

Tabela 7 - As 70 maiores usinas solares fotovoltaicas flutuantes

Pos.	Pot. (kw)	Nome do reservatório / Nome da usina	País	Cidade / Província	Ano de operação
1	20000	Coal mining subsidence area of Huainan City	China	Anhui Province	April, 2016
2	7500	Kawashima Taiyou to shizen no megumi Solarpark	Japan	Saitama	October, 2015
3	6338	Queen Elizabeth II reservoir	UK	London	March, 2016
4	3000	Otae Province	Sounth Korea	Sangju City Gyeongsang Bukdo	October, 2015
5	3000	Jipyong Province	Sounth Korea	Sangju City Gyeongsang Bukdo	October, 2015
6	2991	Godley Reservoir Floating Solar PV	UK	Godley	January, 2016

7	2449	Tsuga Ike	Japan	Mie	August, 2016
8	2398	Sohara Ike	Japan	Mie	March, 2016
9	2313	Sakasama Ike	Japan	Hyogo	April, 2015
10	2000	Reservior in Kumagaya city	Japan	Saitama	December, 2014
11	2000	Kinuura Lumberyard	Japan	Aichi	February, 2016
12	2000	Yado Ooike (Sun Lakes Yado)	Japan	Hyogo	January, 2016
13	1751	Hirono Shinike	Japan	Hyogo	September, 2016
14	1708	Yakenoike	Japan	Hyogo	July, 2016
15	1700	Nishi Hiraie	Japan	Hyogo	April, 2015
16	1700	Hyogo No.9 Plant	Japan	Hyogo	April, 2015
17	1500	Kakogawa City	Japan	Hyogo	September, 2015
18	1485	Funatsu Ooike	Japan	Hyogo	September, 2015
19	1430	Kawahara Yama Solar Plant	Japan	Hyogo	December, 2015
20	1330	Mito City	Japan	Ibaraki	August, 2015
21	1260	Hira Ike	Japan	Hyogo	July, 2016
22	1212	Koube Ooike	Japan	Hyogo	May, 2016
23	1203	Ainoike	Japan	Hyogo	May, 2016
24	1200	Higashi Hiraie	Japan	Hyogo	April, 2015
25	1180	Solar on the water Okegawa	Japan	Saitama	July, 2013
26	1176	Kasai City	Japan	Hyogo	February, 2015
27	1153	Arashiyama floating solar plant	Japan	Saitama	September, 2015
28	1125	Hirai Ike	Japan	Nara	July, 2015
29	1098	Shimane Solar Power Yasugi	Japan	Shimane	November, 2014
30	1078	Nagaike Nishi Ike	Japan	Hyogo	March, 2016
31	1076	Fukuie	Japan	Hyogo	June, 2015
32	1008	Tokorozawa Ike	Japan	Hyogo	March, 2015
33	1000	DREAM Solar Float Kounoyama	Japan	Osaka	October, 2016
34	990	Kasai City	Japan	Hyogo	October, 2016
35	973	Kasaoka Jyubanchō Reservior	Japan	Okayama	May, 2016
36	850	Maeno Ike	Japan	Hyogo	September, 2014
37	808	Sakurashita Ike	Japan	Hyogo	February, 2016
38	696	Kawagoe City Resource Convention Centre	Japan	Saitama	June, 2014
39	631	Isawa Ike	Japan	Tokushima	October, 2016
40	630	Torigaie Floating Solar Plant	Japan	Hyogo	February, 2016
41	528	Fukuchi machi	Japan	Fukuoka	August, 2015
42	504	Imandou Ike	Japan	Osaka	September, 2015
43	495	Ochang	South Korea	Chungcheonbuk	February, 2015
44	490	Jyuman Ike	Japan	Hyogo	March, 2016
45	477	Napa Country Far Niente Winery	USA	California	2007
46	471	Polybell	UK	South Yorkshire	December, 2015
47	460	Aisai City	Japan	Aichi	December, 2015
48	400	Towa Arcs Yoshimi Floating Solar Plant	Japan	Saitama	April, 2016
49	343	Pontecorvo	Italy	Italy	March, 2016

50	300	Rengeji Ike	Japan	Fukuoka	July, 2016
51	200	Sheepland farm	UK	Wargrave City	August, 2014
52	108	Sungai Labu	Malaysia	Selangor City	November, 2015
53	100	Ben Acre	UK	Benacre Village	December, 2015
54	96	Swimsol Lagoon	Maldives	Baa Atoll	February, 2016
55	59	Yoshioka Kaatsukijyou	Japan	Chiba	April, 2016
56	50	Reeders	UK	-	December, 2015
57	50	Eshkol reservoir	Israel	Jerusalem	October, 2014
58	48	Inogayaike Solar Plant	Japan	Hyogo	August, 2014
59	40	Yanagiike Solar Plant	Japan	Hyogo	January, 2014
60	33	The Slufter	Netherlands	Rotterdam	October, 2015
61	25	Westpoort industrial estate	Netherlands	Groningen	March, 2016
62	22	Nofar	Israel	Yavne	November, 2015
63	15	Piolenc	France	Piolenc City	February, 2011
64	13	Bör	Sweden	Bor	December, 2015
65	10	Kunde Winery	USA	Sonoma	June, 2016
66	10	Rajarhat	India	West Bengal	January, 2015
67	6	Yoshiwaraike	Japan	Kagawa	November, 2014
68	5	Pond Gardens of Bishan Park	Singapore	Bishan	May, 2013
69	5	Yothathikan	Thailand	Samut Songkhram	October, 2014
70	5	UFC Orlando	USA	Orlando	March, 2016

Fonte: Solarplaza, 2016.

4. ESTUDO DE CASO

O quarto capítulo aborda o estudo de caso de uma Usina Hidrelétrica, com o objetivo de simular a hibridização de uma Usina Hidrelétrica existente com a inserção da geração solar fotovoltaica flutuante no reservatório.

O objetivo principal é analisar a viabilidade econômica da hibridização de uma usina hidrelétrica existente, além de explorar o potencial de otimização dos recursos hídricos como contribuição aos impactos da crise hídrica do SEB.

Também será analisado o perfil de complementaridade de geração das fontes hidrelétricas e solar fotovoltaica, em uma usina hidrelétrica existente, com o intuito de explorar a capacidade ociosa do sistema de transmissão.

Após a escolha da usina e levantamento dos dados climatológicos e geográficos, incluindo os dados de irradiação solar do local, foi calculado o histórico do fator de capacidade da usina e o dimensionamento de uma planta FVF na área disponível do reservatório. Com base no histórico de geração da usina e incluindo a geração solar, foi analisado a complementaridade das fontes, o aproveitamento energético e por fim a análise de viabilidade econômica. A figura 17 ilustra as etapas da metodologia empregada para a elaboração do estudo de caso.



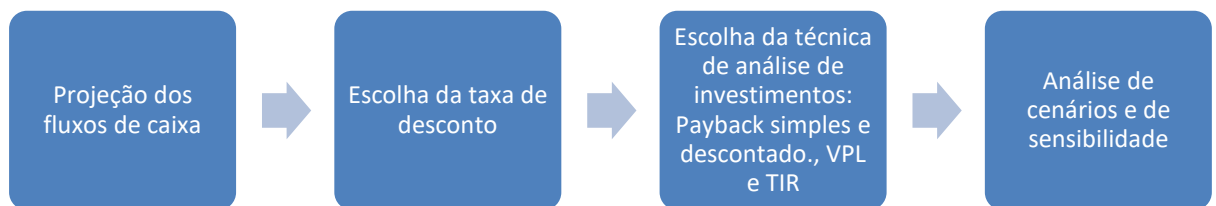
Figura 17 - Metodologia do estudo de caso
Fonte: elaboração própria.

4.1. Conceitos da análise de viabilidade econômica

O objetivo deste capítulo é fazer uma revisão bibliográfica dos conceitos técnicos para elaboração do modelo de viabilidade econômica do projeto de hibridização de uma usina hidrelétrica existente, com a implantação de uma usina solar FVF. Também são abordados os cálculos e premissas considerados na projeção do fluxo de caixa futuro.

4.1.1. Metodologia

Parente (2019) define que uma análise completa de tomada de decisão quanto à realização ou não de um projeto, envolve as 4 etapas listadas:



A seguir apresenta-se o detalhamento de cada etapa que compõe a análise de viabilidade econômica.

4.1.2. Projeção dos fluxos de caixa

Para a elaboração do modelo de viabilidade econômica, primeiramente é necessário projetar os fluxos de caixa futuro, ou seja, o fluxo de receitas líquidas que o projeto irá gerar e que descontado ao custo de oportunidade dos acionistas, chegue ao fluxo de caixa descontado (FCD), obtendo o valor equivalente dos períodos futuros ao presente. Em seguida apresentam-se os elementos que compõe o fluxo de caixa do projeto.

O método de avaliação do FCD se baseia na avaliação do valor do patrimônio líquido descontando-se os fluxos de caixa do acionista esperados, ou seja, os fluxos de caixa residuais após dedução de todas as despesas, bônus, pagamentos de juros,

ao custo do patrimônio líquido, ou seja, a taxa de retorno exigida pelos investidores sobre o patrimônio líquido da empresa (DAMODARAN, 2001 apud MAKARON, 2012).

Após o cálculo da receita bruta, desconta-se os tributos de PIS e COFINS, para obter-se a receita operacional líquida (ROL). Após a dedução das despesas operacionais sobre a ROL, chega-se ao Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA), do termo em inglês mais conhecido *Earning Before Interest, Tax, Depreciation e Amortization* (EBITDA).

Uma vez obtido o LAJIDA, é subtraído o valor da depreciação do ativo, chegando-se ao valor do Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR). Essa é a linha da demonstração financeira responsável por encontrar o resultado de determinado exercício antes da aplicação dos impostos por parte do governo.

Sobre o valor do LAIR, desconta-se o tributo do imposto de renda e contribuição social (IR & CS) para obter-se o lucro líquido. Como a depreciação não é uma saída de caixa e foi apenas utilizada para que se pudesse calcular a redução nas economias anuais causada pelo pagamento do imposto, deve-se retornar.

Por fim, após a soma do valor da depreciação e descontadas as despesas financeiras da amortização e juros do financiamento, obtém-se o fluxo de caixa livre (FCL).

O cálculo final é obtido pelo desconto do FCL trazido a valor presente pelo custo de oportunidade do capital investido. A definição e o cálculo do custo de oportunidade será detalhado no próximo capítulo.

A seguir apresentam-se o detalhamento do cálculo da receita bruta, despesas operacionais, taxa de depreciação e do financiamento utilizados na elaboração da projeção dos fluxos de caixa.

4.1.2.1 Estimativa da receita de vendas

Como visto no capítulo 2.3, a energia geradas pelas usinas solar FV pode ser comercializada por meio de negociação bilateral no ACL e por meio de leilões regulados no ACR, organizados pela CCEE.

O preço da venda da energia é uma das principais premissas que determinam a viabilidade econômica do projeto.

Para a elaboração do estudo de caso, será utilizado como referência do preço da energia a ser comercializada os valores definidos nos leilões de compra e venda de energia no ACR, que são amplamente divulgados.

A Receita Bruta é calculada multiplicando-se a produção de energia pelo seu preço do MWh.

4.1.2.2 Impostos e despesas operacionais

As despesas operacionais, do termo em inglês *Operational Expenditure* (OPEX), consistem principalmente dos custos com operação e manutenção, despesas com seguro operacional e das tarifas de uso do sistema de transmissão.

De acordo com Montenegro (2013, apud AHLERT, 2017), estima-se que as despesas anuais com operação e manutenção de uma usina seja na ordem de 1% do valor do investimento, nos seus estudos sobre viabilidade econômica de plantas solares FV no Brasil.

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) são definidas pela ANEEL, tarifada aos consumidores, geradores e distribuidores para a utilização do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para o cálculo das despesas, será utilizada como referência a tarifa TUST estabelecida para as centrais geradoras que participarem do Leilão nº 8/2021-ANEEL (A-5 de 2021), conforme mostrado na tabela 8.

Considerando que a tarifa TUST variou entre R\$ 7,3 e R\$ 8,7, será considerado no estudo o valor da tarifa de R\$ 8,00 / KW.

Tabela 8 - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão aplicáveis às novas centrais de geração participantes

Nº	CEG	TUST (R\$/kW)	Nº	CEG	TUST (R\$/kW)	Nº	CEG	TUST (R\$/kW)	Nº	CEG	TUST (R\$/kW)	Nº	CEG	TUST (R\$/kW)	Nº	CEG	TUST (R\$/kW)
1	032574-0	7,339	241	047145-3	7,855	481	044377-8	6,501	721	048911-5	7,590	961	050950-7	7,105	1201	047013-9	8,669
2	032801-4	7,339	242	050844-6	8,918	482	044378-6	6,501	722	048912-3	7,590	962	050951-5	7,105	1202	047014-7	8,669
3	047072-4	7,339	243	050845-4	8,897	483	047079-1	7,029	723	048913-1	7,590	963	050952-3	7,105	1203	047015-5	8,654
4	032803-0	7,339	244	047178-0	8,932	484	047168-2	7,040	724	044518-5	7,621	964	050953-1	7,105	1204	047016-3	8,669
5	047073-2	7,339	245	047179-8	8,932	485	047169-0	7,038	725	044519-3	7,621	965	050954-0	7,105	1205	047017-1	8,669
6	047074-0	7,339	246	047180-1	8,932	486	047078-3	7,708	726	044520-7	7,621	966	050955-8	7,105	1206	047018-0	8,669
7	047075-9	7,339	247	047181-0	8,932	487	035167-9	7,863	727	044521-5	7,621	967	050956-6	7,105	1207	047019-8	8,669
8	047076-7	7,339	248	047182-8	8,932	488	035168-7	7,863	728	044522-3	7,621	968	050957-4	7,105	1208	047020-1	8,669
9	038007-5	7,364	249	047183-6	8,932	489	035170-9	7,863	729	044523-1	7,621	969	050958-2	7,105	1209	047021-0	8,669
10	038008-3	7,354	250	038099-7	8,218	490	035171-7	7,863	730	044524-0	7,621	970	050959-0	7,105	1210	047022-8	8,669
11	038009-1	7,351	251	038100-4	8,218	491	036998-5	7,863	731	044525-8	7,621	971	050960-4	7,105	1211	047023-6	8,669
12	038010-5	7,361	252	038101-2	8,218	492	036999-3	7,864	732	044526-6	7,621	972	050514-5	7,726	1212	047024-4	8,669

Fonte: ANEEL, 2021.

Cabe ressaltar que, conforme incentivo introduzido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 481, de 17/04/2012, ficou estipulado o desconto de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/ 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD), sendo esse desconto reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina.

Outra despesa operacional é o seguro, que além de mitigar os riscos do investidor, é uma das exigências das instituições financeiras para aprovação da linha de crédito. Makaron (2012) afirma que as despesas com seguro representam 0,4% do valor do ativo.

Sobre a receita bruta da venda incidirão a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) e o Programa de Integração Social (PIS), com alíquotas de 0,3% e 0,65%, respectivamente, pagas mensalmente.

4.1.2.3 Financiamento do investimento

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), fundado em 1952 e atualmente vinculado ao Ministério da Economia, é o principal instrumento do Governo Federal para promover investimentos de longo prazo na economia brasileira,

em obras de infraestrutura, incluindo as usinas de geração solar FV. Uma das linhas de financiamento disponíveis é o BNDES Finem, exclusiva para projetos com investimento de grande porte.

O BNDES Finem é o programa de financiamento acima de R\$ 10 milhões, voltado a projetos de investimento em geral. O apoio se estende a praticamente todos os segmentos econômicos, tendo como um dos principais critérios de avaliação os benefícios sociais destas iniciativas. As condições financeiras oferecidas também estão associadas às prioridades de apoio do BNDES.

Nas condições do BNDES Finem, o valor mínimo de financiamento é de R\$ 40 milhões, onde o BNDES financia até 80% do valor total do projeto, limitada a 100% dos itens financiáveis. O prazo de amortização é determinado em função da capacidade de pagamento do empreendimento, do cliente e do grupo econômico, respeitado o limite máximo de 24 anos. O período de carência será de até 6 meses após a entrada do projeto em operação comercial. Durante o período de carência, os juros serão capitalizados (BNDES, 2021).

Nas operações diretas, ou seja, solicitação feita diretamente ao BNDES, a taxa de juros é composta pelo custo financeiro, pela remuneração do BNDES e pela taxa de risco de crédito. Para energia solar, a remuneração do BNDES é de 0,9% ao ano (BNDES, 2021).

ITENS FINANCIADOS	Empresas		
	Custo financeiro	Remuneração do BNDES	Taxa de risco de crédito
Energia solar ¹ >	TLP	0,9% ao ano (a.a.)	Variável conforme risco do cliente e prazos do financiamento
Energia de resíduos sólidos >		1,3% ao ano (a.a.)	
Demais fontes ² >			

Figura 18 - Taxa de juros BNDES Finem

Fonte: BNDES, 2021.

Por sua vez, o custo financeiro é composto pela taxa de longo prazo (TLP), que é o principal custo financeiro dos financiamentos do BNDES. A TLP será apurada em base mensal de acordo com fórmula estabelecida pela Resolução Bacen nº 4.600, de 25/09/2017, que consiste de uma taxa pré-fixada acrescida do valor do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Após definida a taxa pré na contratação, não muda até o fim do financiamento.

4.1.2.4 Taxa de depreciação

Depreciação é a alocação sistemática do valor depreciável de um ativo ao longo de sua vida útil. As taxas de depreciação são definidas pela ANEEL com base em estudos técnicos e do tempo de vida de cada componente de uma usina.

Por se tratar de um mercado regulado, as instruções, conceitos e normas específicas para o “Controle do Ativo Imobilizado” vinculado ao serviço outorgado de energia elétrica, aplicadas por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, são definidas pela ANEEL, no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

Portanto, a metodologia e as taxas de depreciação da usina solar FV são definidas e detalhadas no MCPSE. A tabela 9 apresenta as taxas de depreciação da unidade geração de solar fotovoltaica definidas pela ANEEL.

Tabela 9 - Taxas de depreciação da unidade de geração solar

Tipo de unidade de cadastro		Tipo de bem			
Cód.	Descrição	Cód.	Descrição	VU	Taxa
605	UNIDADE DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	605.01	UNIDADE DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA - MÓDULO E SUPORTE	25	4%
		605.10	UNIDADE DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA - CONTROLADORES E INVERSORES	10	10%
		605.15	UNIDADE DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA - BATERIA	5	20%

Fonte: MCPSE, 2015.

4.1.3. Escolha da taxa de desconto ou custo do capital próprio

Makaron (2012) cita que o custo do capital representa o custo de oportunidade que os investidores esperam obter com a aplicação dos recursos em um projeto suscetível a riscos.

Conforme Makaron (2012), a metodologia mais indicada pelos autores consultados Copeland (2006), Gitman (1997) e Damodaran (2001) é o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) ou custo médio do capital ponderado. Segundo Copeland (2006, apud Makaron, 2012) a taxa de desconto WACC é usada para converter o fluxo de caixa futuro em valor presente, cujo cálculo é mostrado na equação 1.

Equação 1 - Cálculo da taxa de desconto WACC

$$WACC = \left[Ke \cdot \frac{E}{(D + E)} \right] + \left[Kd \cdot \frac{D}{(D + E)} \right]$$

Onde,

Ke = custo do *equity* (da parte dos acionistas ou do Patrimônio Líquido);

E = quantidade de *equity* (volume de capital próprio);

D = quantidade de dívida (volume de capital externo);

Kd = custo das dívidas.

O custo (de oportunidade) dos sócios ou acionistas, ke, é difícil de ser estimado porque não pode ser diretamente observado no mercado como o kd, por exemplo uma taxa de juros de um financiamento.

Para estimar o valor do ke, ou seja, do custo de oportunidade dos acionistas, os autores Copland, Koller e Murrin (2006, apud Makaron, 2012) abordam duas metodologias: pelo modelo de precificação de bens de capital, do termo em inglês *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) ou pelo uso do modelo de precificação de arbitragem (APM). Neste trabalho será aplicado o modelo CAPM por ser mais simples e intuitivo, além de ser também adotado pela ANEEL para definição da taxa regulatória de capital para as instalações de geração de energia.

Makaron (2012) define que o cálculo do CAPM é composto de uma taxa livre de risco que o investidor teria se não investisse o capital, somado ao risco de mercado. Damodaran (2001, apud Makaron, 2012) descreve como medida do risco em termos de variância não diversificáveis e relaciona os retornos esperados a essa medida do risco.

A fórmula de cálculo do custo de oportunidade dos acionistas, pelo método do CAPM, é apresentada na equação 2.

Equação 2 - Cálculo do custo de oportunidade pelo modelo CAPM

$$K_e = r_f + [E(r_m) - r_f] * \beta$$

Onde,

k_e = custo do equity (da parte dos sócios);

r_f = taxa livre de risco (piso de juros da economia);

$E(r_m)$ = taxa esperada de retorno do conjunto das empresas (ações) como um todo;

$E(r_m) - r_f$ = prêmio de risco do conjunto das empresas (ações);

= risco sistemático da ação (ou de ação similar).

Considerando que se trata de um mercado regulado, a ANEEL adotou o método do CAPM como a metodologia para a definição da estrutura de capital regulatória e da taxa regulatória de remuneração de capital a ser aplicada para as instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013. O submódulo 12.3 da ANEEL detalha a metodologia de cálculo.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.3

TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DA GERAÇÃO

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (após realização da AP nº 2/2014)	Resolução Normativa nº 608/2014	De 14/04/2014 até 17/3/2020
2.0	Segunda versão aprovada	Resolução Normativa nº 874/2020, de 10/3/2020	De 18/3/2020 até 19/4/2020
2.1	Alteração em função do conhecimento dos pedidos de reconsideração em face da Resolução Normativa nº 874, de 10 de março de 2020	Resolução Normativa nº 882/2020 , de 20/4/2020	A partir de 20/4/2020
	Atualização dos parâmetro do WACC	Despacho nº 692/2021	A partir de 15/3/2021

Figura 19 - Submódulo 12.3 da ANEEL

Fonte: ANEEL, 2021.

O modelo do CAPM foi adaptado pela ANEEL para utilização dos títulos públicos brasileiros para representar a taxa livre de risco, conforme apresentado na equação 3.

Equação 3 - Cálculo do custo de oportunidade pelo modelo CAPM adaptado

$$r_p = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f)$$

Onde,

r_p : remuneração do capital próprio;

r_{NTN-b} : remuneração do título público brasileiro;

β : beta do setor regulado.

$(r_m - r_f)$: Prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense).

Premissas do sub-módulo 12.3

r_{NTN-b} : NTN-B (Notas do Tesouro Nacional indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor – IPCA), cálculo das médias das taxas de compra e venda diária de cada série e média final de todas as séries dos últimos dez anos em relação ao ano de referência;

β (beta do setor regulado): empresas do setor de energia elétrica estadunidense, membros do Edison Electric Institute – EEI (conforme EEI Stock Index), que atuam no segmento de transmissão e distribuição de energia elétrica, com ao menos 50% dos ativos dedicados a essas atividades (proporção medida preferencialmente pelo ativo imobilizado em serviço bruto), e Índice Standard & Poor's 500 (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A data de referência para a seleção da amostra é o último ano para o qual os dados contábeis do ativo estejam disponíveis

$(r_m - r_f)$ Prêmio de risco do mercado estadunidense: retornos totais anuais do Índice Standard & Poor's 500 e rendimento anual do título do governo americano com vencimento em dez anos. Cálculo: pela média da diferença entre o rendimento anual

histórico do índice Standard & Poor's 500 (S&P500) e o rendimento médio anual do título do Tesouro Americano com vencimento de dez anos.

4.1.4. Técnicas de análise de investimentos

A seguir as técnicas de análise de investimento mais comumente utilizadas para avaliar propostas de investimento de capital: método do *payback* simples e descontado, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR).

4.1.4.1 Método do *payback* simples e descontado

O *payback* é o prazo de retorno dos recursos investidos em um projeto, sendo medido em tempo, pois representa o tempo necessário para a recuperação inicial do investimento realizado do projeto.

Braga (1998, apud Makaron, 2012) afirma que há deficiências nesse método, uma vez que o *payback* não reconhece as entradas previstas após a recuperação do investimento e principalmente por não reconhecer o valor do dinheiro no tempo, ou seja, não considera o custo do dinheiro ou efeito dos juros em determinado período.

Muitas vezes é denominado método do *payback* simples, uma vez que os fluxos de caixa são tomados por seus valores nominais, ou seja, sem serem trazidos a valor presente.

Por este motivo, a técnica mais utilizada é o *payback* descontado, que consiste em trazer a valor presente todos os fluxos de caixa futuro por uma taxa de desconto, assim considera-se o custo do dinheiro no tempo.

4.1.4.2 Método do Valor presente líquido (VPL)

Diferentemente do método do *payback* simples, o método de análise de investimentos por meio do valor presente líquido (VPL) é considerado uma técnica

sofisticada, sendo a ferramenta mais utilizada para avaliação de projetos (PARENTE, 2019).

O método consiste na concentração de todos os valores esperados do fluxo de caixa na data zero, sendo descontada pelo custo de oportunidade dos investidores, ou seja, daqueles que colocaram recursos no projeto.

Um VPL positivo significa que o investimento realizado foi recuperado. No caso de um VPL negativo significa que o investimento inicial é maior que o retorno do projeto e que este não deve ser realizado. A equação 4 apresenta o cálculo do VPL.

Equação 4 - Cálculo do VPL

$$VPL = -II_0 + \left[\frac{FC_1}{(1+r)} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots \frac{FC_n}{(1+r)^n} \right]$$

Onde,

II_0 = investimento inicial do projeto

FC_1, FC_2, FC_n = são os fluxos de caixa positivo, relativos aos anos 1 e 2 até n ;

r = é a taxa mínima de atratividade do projeto.

4.1.4.3 Método da taxa interna de retorno (TIR)

O método de avaliação de investimentos por meio do cálculo da taxa interna de retorno (TIR) também é considerado um método sofisticado para avaliação de propostas de investimento de capital.

A TIR é definida como a taxa pela qual um investimeno é recuperado por meio dos rendimentos auferidos de um projeto, ou seja, a TIR representa a taxa de desconto que iguala os fluxos de entrada com os de saída de caixa, a taxa que gera um valor presente líquido para o projeto igual a zero. A equação 5 apresenta o cálculo da TIR.

Equação 5 - Cálculo da TIR

$$0 = -II_0 + \left[\frac{FC_1}{(1+TIR)} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \dots \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} \right]$$

Onde,

II_0 = investimento inicial do projeto;

FC_1, FC_2, FC_n = são os fluxos de caixa positivo, relativos aos anos 1 e 2 até n ; até que o somatório se iguale ao valor de II_0 .

4.1.5. Considerações

Em resumo, de todas técnicas apresentadas, a única que não considera o valor do dinheiro no tempo é o *payback* simples. As decisões sobre o investimento não podem ser tomadas com base em apenas um índice pois cada um proporciona diferentes informações relevantes para a tomada de decisão.

Brigman (2001, apud Makaron, 2012) cita que o *payback* oferece um indicador de risco quanto a liquidez. O VPL fornece uma medida direta dos benefícios, em valores monetários, para os acionistas do projeto, porém não fornece informações sobre a margem de segurança relacionadas às previsões de fluxo de caixa nem sobre a quantidade de capital que está sob risco. Por fim a TIR fornece informações sobre a margem de segurança do investimento.

Importante considerar que no início do projeto, a análise de viabilidade econômica é realizada considerando premissas que são passíveis de mudança ao longo do desenvolvimento do projeto, portanto é análise de viabilidade deve ser refinada e comparada com o planejamento inicial. A revisão constante permite verificar se o projeto continua sendo economicamente viável ou não.

4.2. Estudo de caso: UHE Santo Antônio do Jari

Uma usina hidrelétrica (UHE) pode ser definida como um conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de aproveitamento do potencial hidráulico existente num rio. A energia potencial do desnível da água criado pelo reservatório é transformada em energia cinética ao movimentar a turbina, que é conectada ao gerador por um eixo, que transforma a energia cinética da água em energia elétrica.

A usina que será objeto do estudo de caso será a UHE Santo Antônio do Jari, localiza no estado de Amapá. As figuras 20 e 21 mostram uma vista aérea da UHE.

Situada na região norte do Brasil, entre os estados do Amapá e do Pará, a bacia do Rio Jari faz parte da bacia hidrográfica do Rio Amazonas. Com uma área de drenagem equivalente a 51.623,00 km², no eixo da Barragem Santo Antônio do Jari, o aproveitamento encontra-se no município de Laranjal do Jari, AP, nas coordenadas 0°39'02,4" de latitude sul e 52°30'56,9" de longitude oeste (-0.6491752238949103, -52.51767780831953).

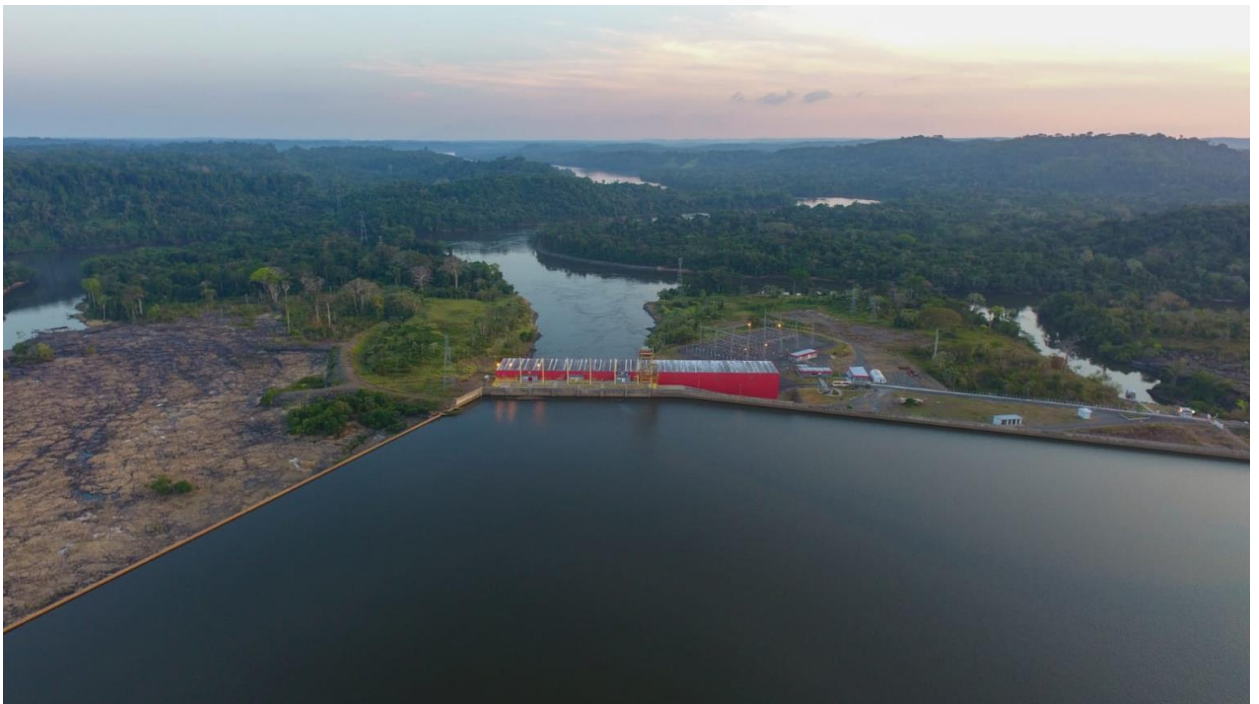


Figura 20 - Vista aérea da UHE Santo Antônio do Jari

Fonte: EDP Energias do Brasil, 2017.



Figura 21 - Vista aérea da UHE Santo Antônio do Jari

Fonte: EDP Energias do Brasil.

Dados da UHE Santo Antônio do Jari

- ✓ Localização: Laranjal do Jari / Almeirim – Rio Jari - AP;
- ✓ Bacia Hidrográfica: RIO AMAZONAS;
- ✓ Reservatório que abastece: RIO JARI;
- ✓ Capacidade instalada: 392,95 MW;
- ✓ Garantia física de energia total: 222 MWmed;
- ✓ Tipo de máquina: 4 Turbinas tipo Kaplan;
- ✓ Início da operação: setembro de 2014;
- ✓ Prazo de concessão: dezembro de 2044;
- ✓ Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) – ANEEL: UHE.PH.AP.026792-9.01.

Para o estudo de caso, foi escolhido o reservatório da UHE Santo Antônio do Jari. A usina possui um reservatório de 25,0 km² de área na cota mínima normal, onde será simulado a instalação de uma usina solar FVF com o objetivo de estudar o potencial de geração de energia solar fotovoltaico e o perfil de complementariedade à geração hidrelétrica da usina.

Características físicas

- ✓ Volume útil do reservatório (Hm³): 133,39;
- ✓ Tipo de barragem: CCR;
- ✓ Tipo de estação de energia: HIDRELÉTRICA;

Características de energia

- ✓ Potência líquida: 222 MW;
- ✓ Produção média de energia por ano: 1,944 GWh;
- ✓ Número de grupos: 4;
- ✓ Fluxo máximo de equipamentos: 392,95 MW.

Área do reservatório

- ✓ NA máx. normal: 31,7 km²;
- ✓ NA máx. maximorum: 39,6 km²;
- ✓ NA mín. normal: 25,0 km².

A figura 22 mostra a imagem de satélite da bacia hidrográfica da UHE Santo Antônio do Jari.



Figura 22 - Bacia hidrográfica da UHE

Fonte: SIGEL, 2021.

Através do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL), foram coletadas as coordenadas geográficas e a área do reservatório da UHE Santo Antônio do Jari, assim como outras características trazidas pelo sistema, apresentadas nas próximas figuras.

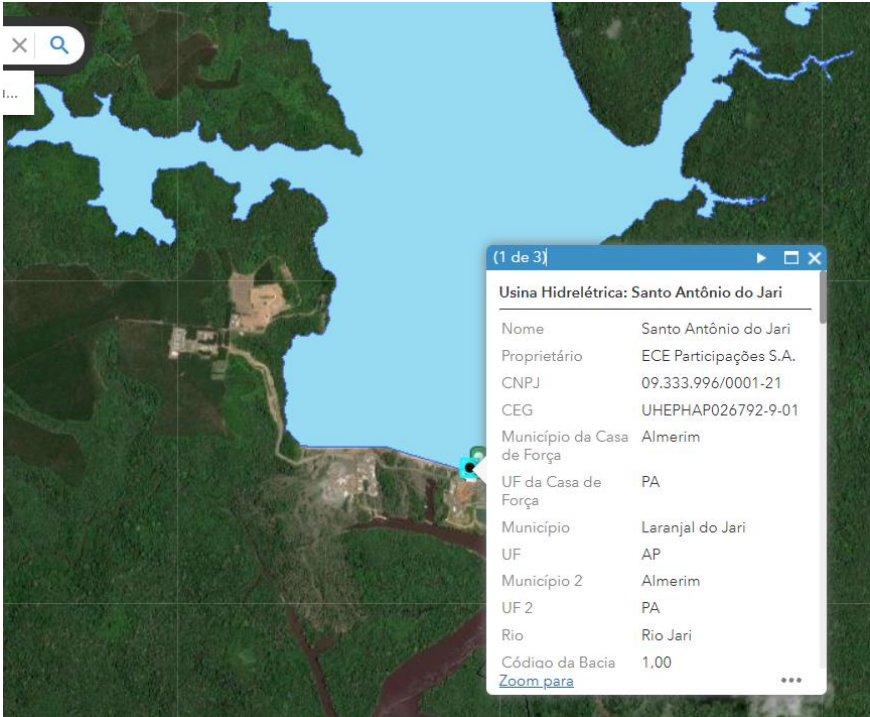


Figura 23 - Usina Hidrelétrica: Santo Antônio do Jari
Fonte: SIGEL, 2021.

sigel.aneel.gov.br/Down/

Apps PI Vision - UMAS ... SAP Concur Portal de serviço PI Vision - PRD_Prin... Simulados para o e... Obter a Carteira de... ARG0 ... A queixa atrai a po... O que muda a parti... Lista de leitu

(1 de 3)	
Usina Hidrelétrica: Santo Antônio do Jari	
Nome	Santo Antônio do Jari
Proprietário	ECE Participações S.A.
CNPJ	09.333.996/0001-21
CEG	UHEPHAP026792-9-01
Município da Casa de Força	Almerim
UF da Casa de Força	PA
Município	Laranjal do Jari
UF	AP
Município 2	Almerim
UF 2	PA
Rio	Rio Jari
Código da Bacia	1,00
Código da Sub bacia	19,00
Despacho Inventário	
Ato Legal	DSP 3347/2017, DSP 4956/2014, DSP 4868/2014, DSP 4427/2014, DSP 4126/2014, DSP 3749/2014, CT 4º/2012, REA 3292/2011, PRT 646/2011, DSP 3080/2011
Processo ANEEL	48500.003526/2011-06, 48500.001249/2011-99, 48500.008831/2000-99, 27100.000418/1985-53
Latitude do barramento (GMS)	0°39'0"S
Longitude do Barramento (GMS)	52°31'0"W
Latitude Casa de Força (GMS)	0°39'2,59"S
Longitude Casa de Força (GMS)	52°30'56,78"W
Potência (KW)	392.950,00
Número de unidades geradoras	
Potência por unidade geradora (KVA)	
Fator de potência	
Zoom para	

Figura 24 - Dados da UHE Santo Antônio do Jari
Fonte: SIGEL, 2021.

(1 de 3)	
NA máximo maximum montante (m)	31,90
NA máximo montante (m)	30,00
NA mínimo montante (m)	0,00
NA normal jusante (m)	2,90
Área NA máximo montante (km²)	39,14
Área NA mínimo montante (km²)	51.343,00
Volume do reservatório no NA máximo de montante(Hm³)	0,00
Volume do reservatório no NA mínimo de montante (Hm³)	0,00
Queda Bruta Nominal (m)	27,10
Perdas Elétricas (%)	
Consumo Interno (MW médio)	
Vazão remanescente média (m³/s)	
Vazão de uso consultivo (m³/s)	
Vazão do projeto vertedouro (m³/s)	
Período das séries de vazões	
Tabela da série de vazão	
Observações	Área do reservatório de acordo com NA Máximo Maximum - REN 501.
Data da atualização	Outubro 14, 2020
Início de Operação	Setembro 17, 2014
Potência Fiscalizada (kw)	392.950,00
Código Unidade de Planejamento Hidrico (UPH)	166,00
ID Empreendimento	26.792
LAT_EIXO_DEC	-0,65
LONG_EIXO_DEC	-52,52
Tipo UHE	I UHE
Zoom para	

Figura 25 - Dados da UHE Santo Antônio do Jari
Fonte: SIGEL, 2021.



Figura 26 - Imagem de satélite da UHE e seu reservatório
Fonte: Google Maps, 2021.

A figura 26 mostra a imagem de satélite da bacia hidrográfica com a localização da UHE Santo Antônio do Jari.

Como pode ser visto na figura 27, além da estrutura principal, o empreendimento possui uma Central Hidrelétrica Complementar, com tomada d'água e casa de força secundárias.

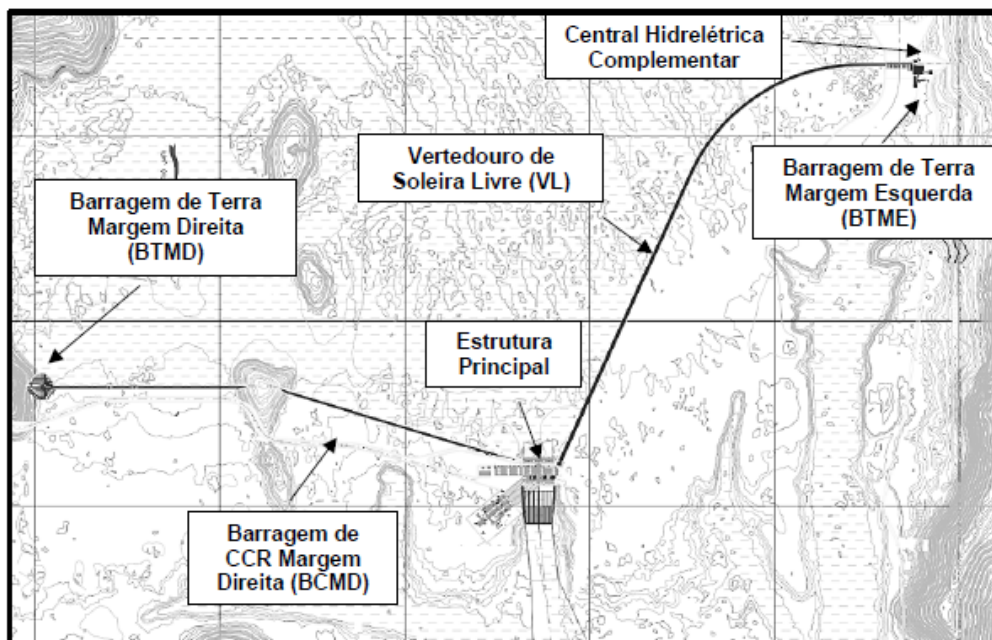


Figura 27 - Arranjo Geral da UHE

Fonte: EDP Energias do Brasil.

A UHE Santo Antônio do Jari está em operação comercial desde setembro de 2014. Nesse estudo de caso será estudado o potencial de instalação de uma planta solar FVF no reservatório da UHE para analisar a viabilidade econômica da hibridização composto pela geração hidrelétrica e solar fotovoltaica em uma usina hidrelétrica já existente.

4.2.1. Contrato de uso do sistema de transmissão (CUST)

Conforme o contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) celebrado com a ONS, a UHE Santo Antônio do Jari tem o MUST contratado de 391 MW, que consiste do valor da capacidade instalada subtraída do consumo interno da usina.

Com esta informação pode-se concluir que a geração híbrida não poderia ultrapassar a potência de 391 MWh, ou seja, mantendo o valor do MUST atual contratado, sem penalidades.

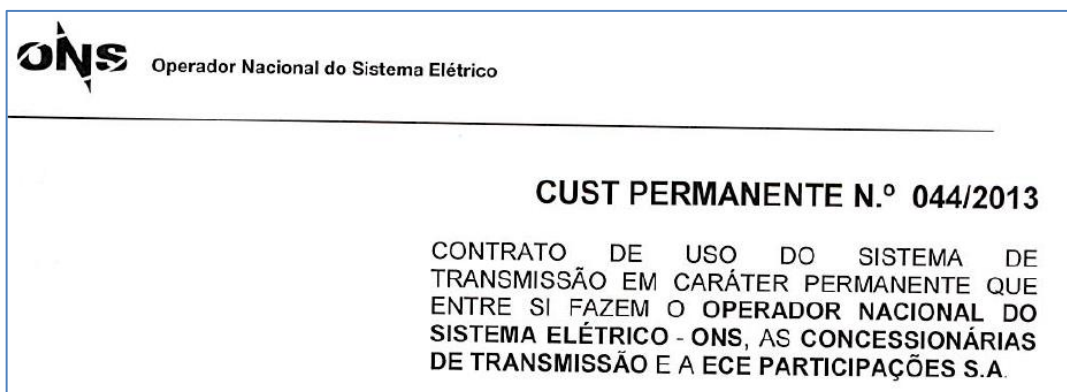


Figura 28 - Contrato de uso do sistema de transmissão – CUST

Fonte: EDP Energias do Brasil, 2017.

4.2.2. Histórico de geração da UHE Santo Antônio do Jari

O histórico de geração da UHE desde a sua entrada em operação comercial em setembro de 2014 é apresentado na figura 29. Nota-se o caráter de sazonalidade dos geração, devido ao período chuvoso que se inicia em janeiro e que após o mês de abril, apresenta tendência de queda até dezembro, devido as vazões afluentes do Rio Jari. Conclui-se pela esta análise que há uma capacidade ociosa do sistema de transmissão que pode ser mitigada com a hibridização de uma fonte de geração renovável.

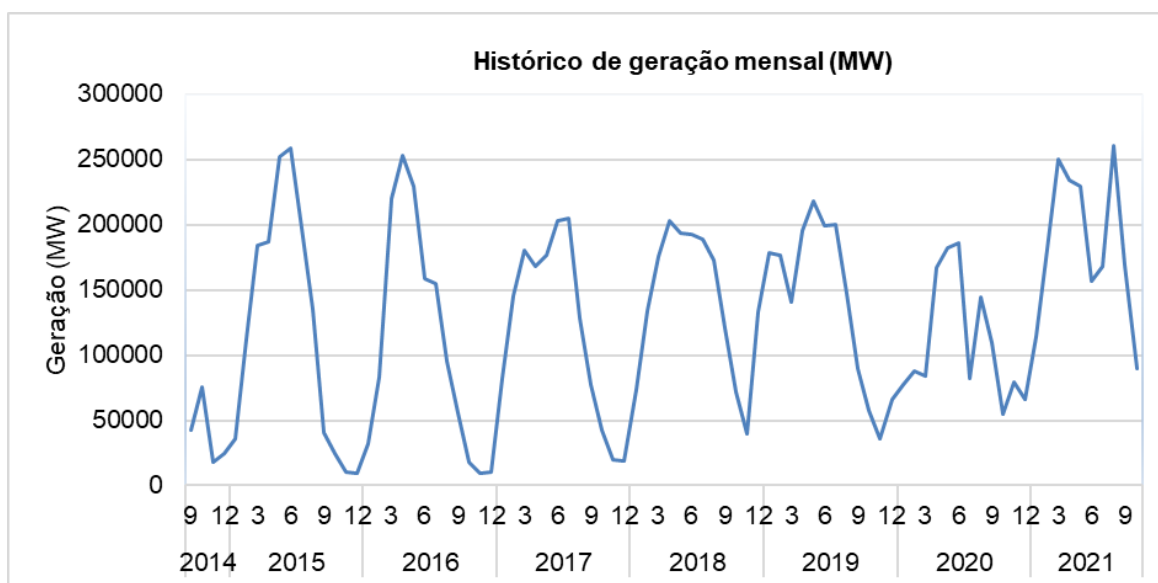


Figura 29 - Histórico de geração mensal da UHE Santo Antônio do Jari desde 2014

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Na figura 30, os dados dos anos de 2014 e 2021 foram excluídos com o intuito de analisar ciclos hidrológicos completos. Observa-se uma tendência de queda na geração total de 1 ano, uma das consequências da crise hídrica.

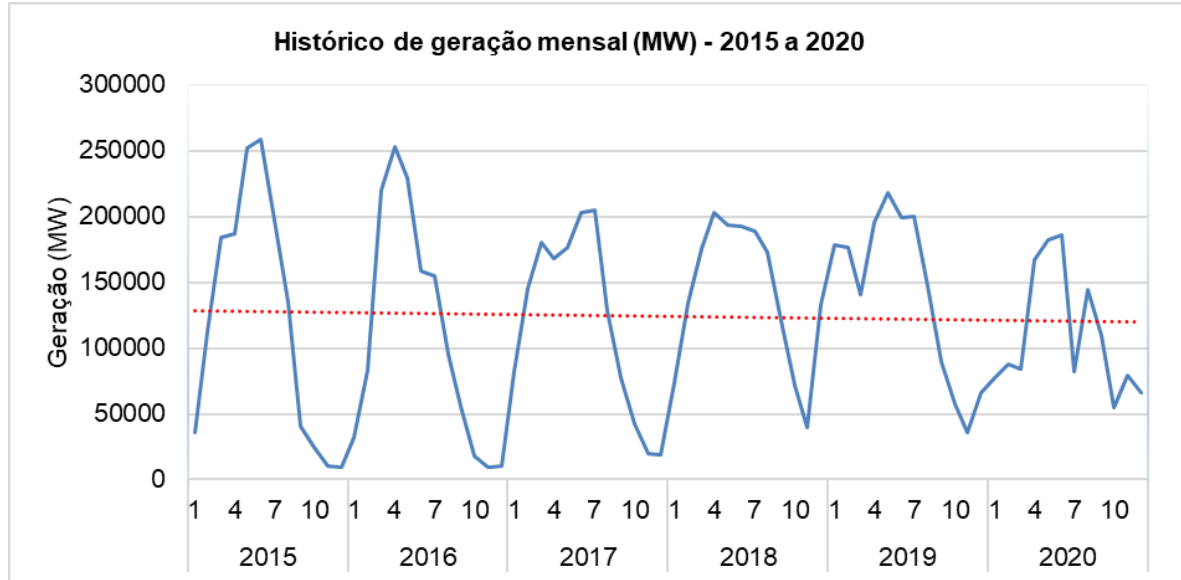


Figura 30 - Histórico de geração mensal da UHE Santo Antônio do Jari de 2015 a 2020 - curva de tendência

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Como pode ser visto na figura 31, com o histórico de geração mensal apenas no ano de 2019, observa-se o perfil sazonal ao longo de 1 ano de operação.

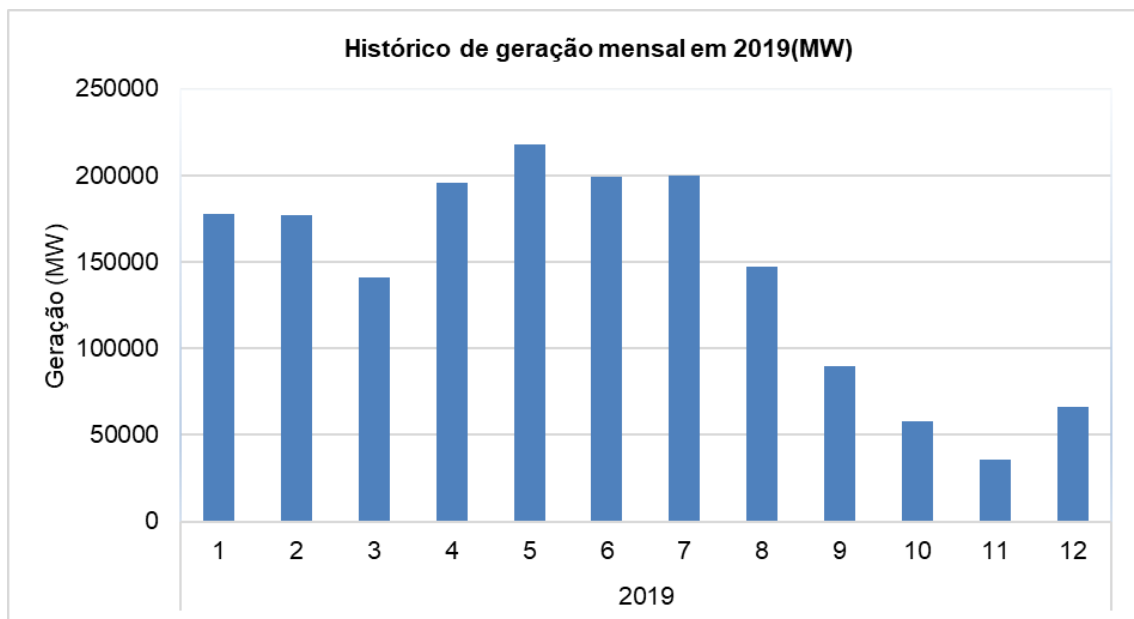


Figura 31 - Histórico de geração mensal da UHE Santo Antônio do Jari em 2019

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

A variação da geração da UHE ao longo de um dia pode ser observada na figura 32.

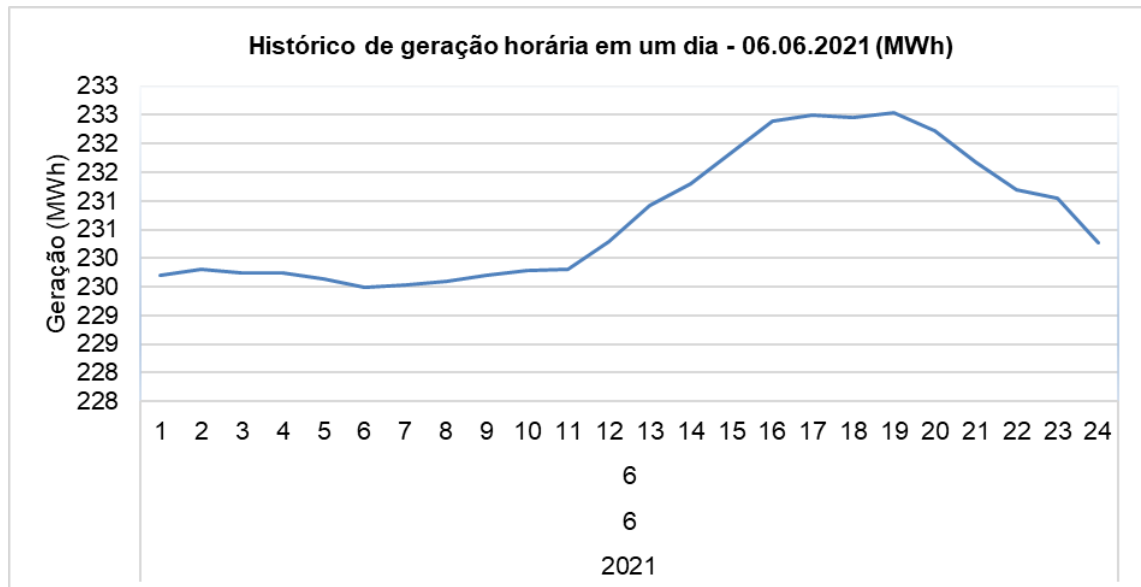


Figura 32 - Histórico de geração horária no dia 06 de junho de 2021 da UHE Santo Antônio do Jari

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Considerando que desde janeiro/2021 o PLD possui granularidade horária, observa-se na figura 33 a variação horária do PLD no dia 06 de junho de 2021, onde o mesmo atinge o ponto máximo médio de R\$ 287 no horário de ponta às 18h00min.

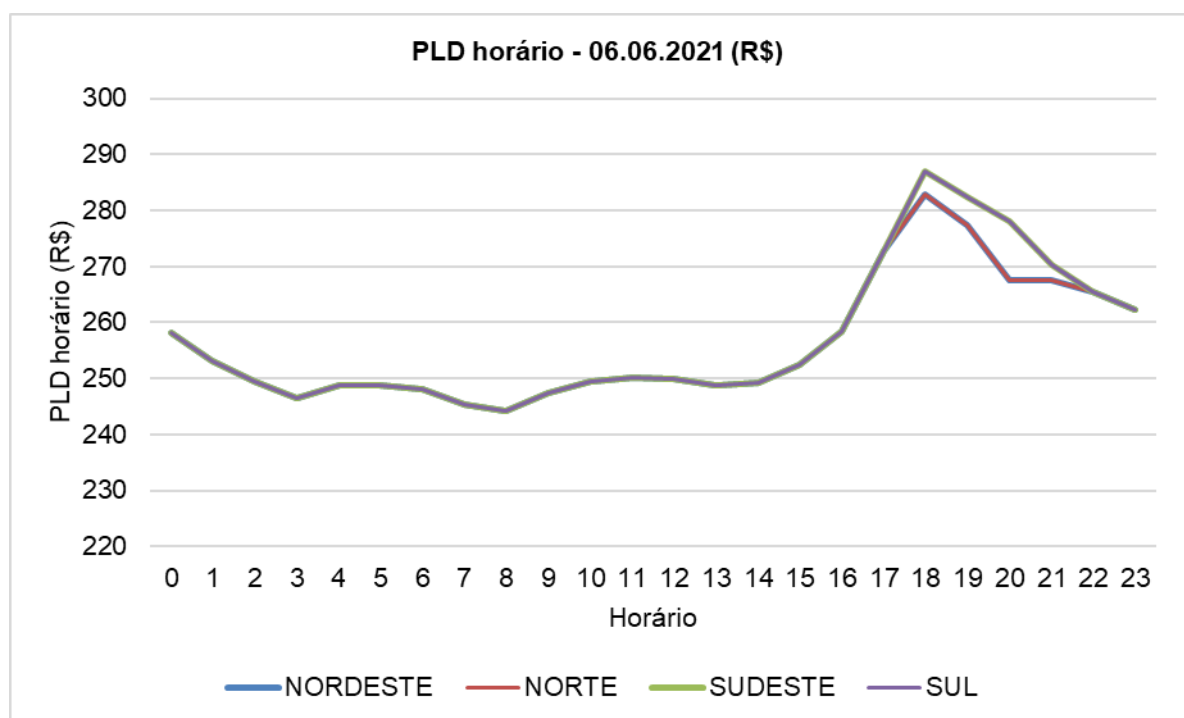


Figura 33 - Histórico do PLD horário do dia 06 de junho de 2021

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Conforme já mencionado no capítulo 2.4, o PLD com granularidade horária beneficia a hibridização pois a combinação de mais de uma fonte de geração serve como mitigação da variabilidade das fontes renováveis, reduzindo os riscos de exposição a flutuações de preço em relação ao perfil de geração individual.

A figura 34 apresenta a comparação do comportamento da geração da usina com a variação horária do PLD em um mesmo dia. Nota-se que há uma correspondência do perfil da geração com a variação horária do PLD, o que é esperado, refletindo preços mais próximos dos custos reais de operação do SEB.

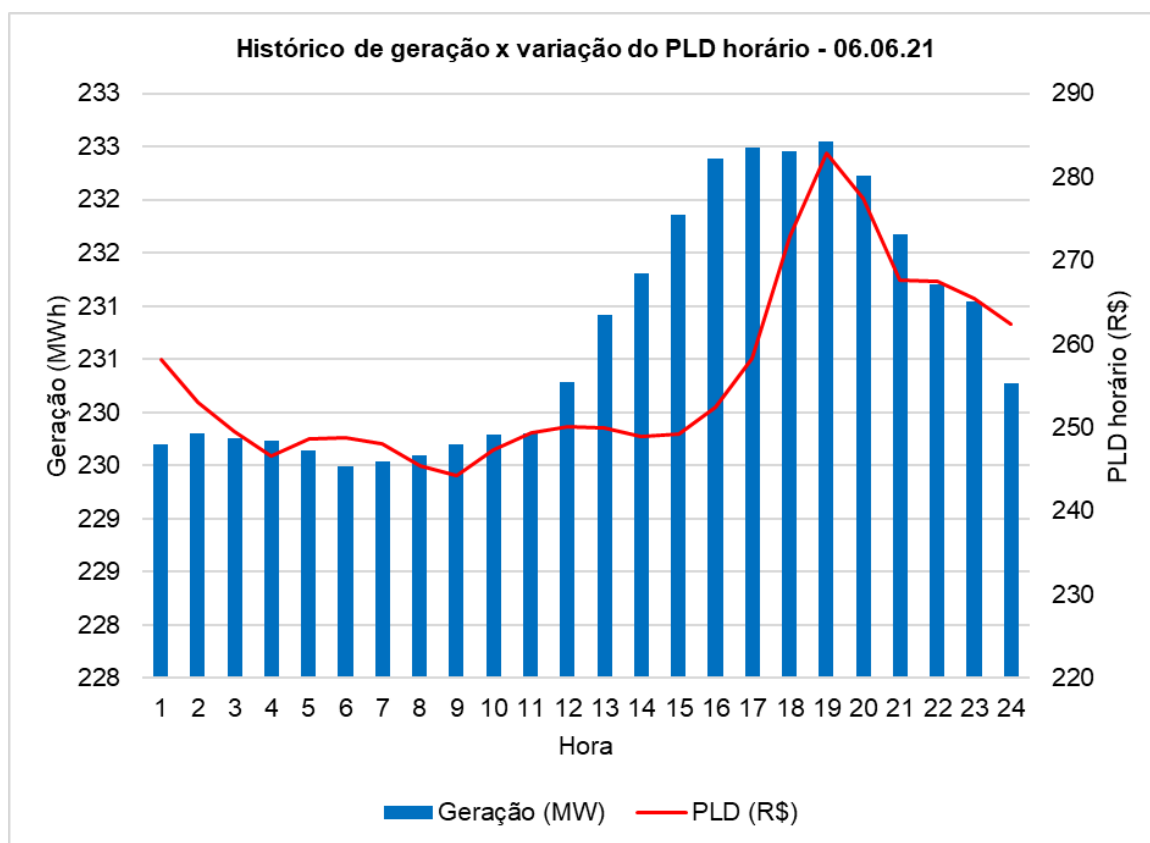


Figura 34 - Histórico de geração x PLD horário do dia 06 de junho de 2021

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Como um dos benefícios da hibridização, a geração solar fotovoltaica pode ser priorizada nos períodos de maior incidência de irradiação, reduzindo a geração hídrica e otimizando o consumo dos recursos hídricos, enquanto que a geração hidrelétrica no horário de ponta, nos horários de maior preço do PLD horário. Esta alternativa será explorada com mais detalhes nos capítulos adiante.

4.2.3. Histórico de vazões afluentes

A vazão afluente é definida como sendo a vazão que chega a um determinado ponto, em particular um aproveitamento hidrelétrico, e é determinante na avaliação da energia disponível. A vazão afluente depende das condições hidrológicas naturais da bacia hidrográfica e dos aproveitamentos existentes a montante. A figura 35 apresenta o histórico das vazões afluentes, desde o ano de 2014, início da operação comercial da UHE. Observa-se que o padrão de comportamento da geração da UHE segue a sazonalidade das aflúências naturais da bacia.

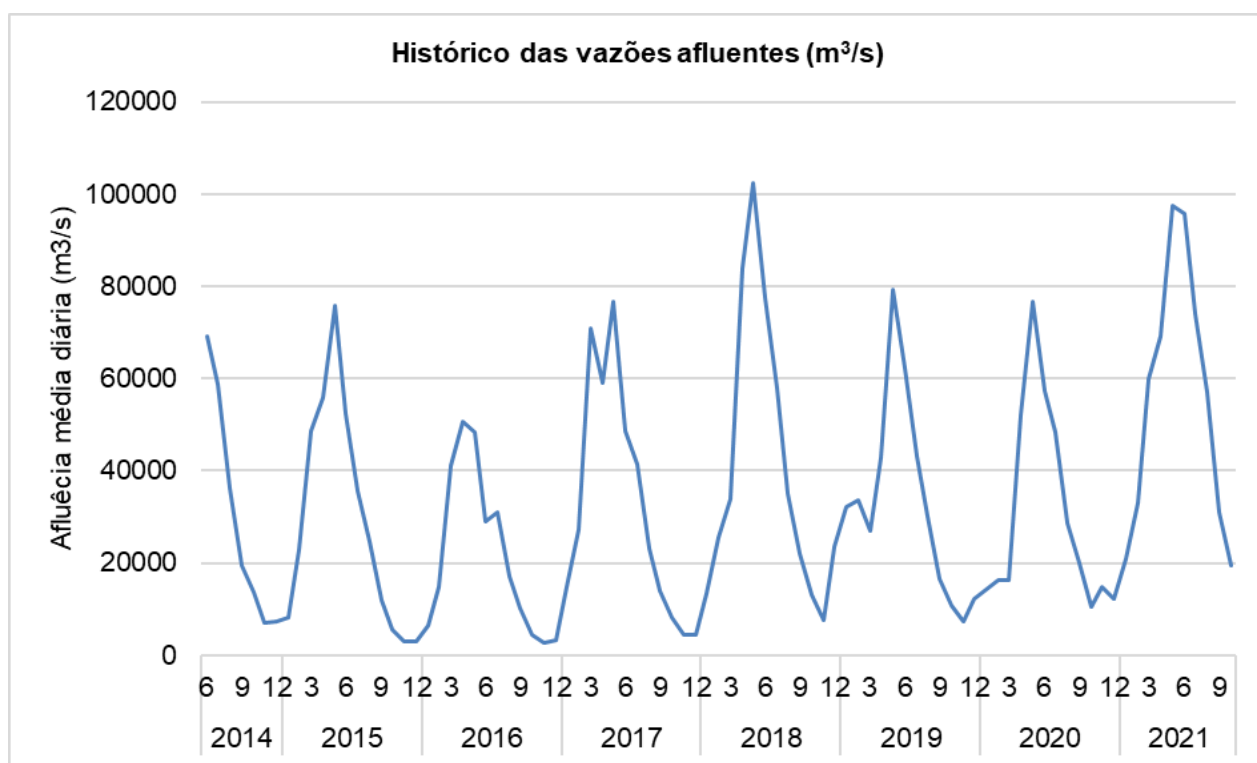


Figura 35 - Histórico das vazões afluentes (m³/s)

Fonte: elaboração própria com dados da EDP.

4.2.4. Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica

O fator de capacidade é a proporção entre a geração efetiva da usina em um período e a capacidade total máxima neste mesmo período. O fator de capacidade representa o grau de ociosidade dos seus subsistemas e estruturas de transmissão. Portanto, quanto menor for o fator de capacidade, maior será a capacidade de

escoamento de uma outra fonte de geração integrada, podendo ser proveniente de uma planta solar FVF.

Com base no histórico de geração da usina, foi calculado o fator de capacidade anual desde sua entrada em operação comercial. Como pode ser visto na figura 36, desde o ano de 2015 o fator de capacidade médio anual sempre esteve abaixo de 50% e em 2020, foi de apenas 38%.

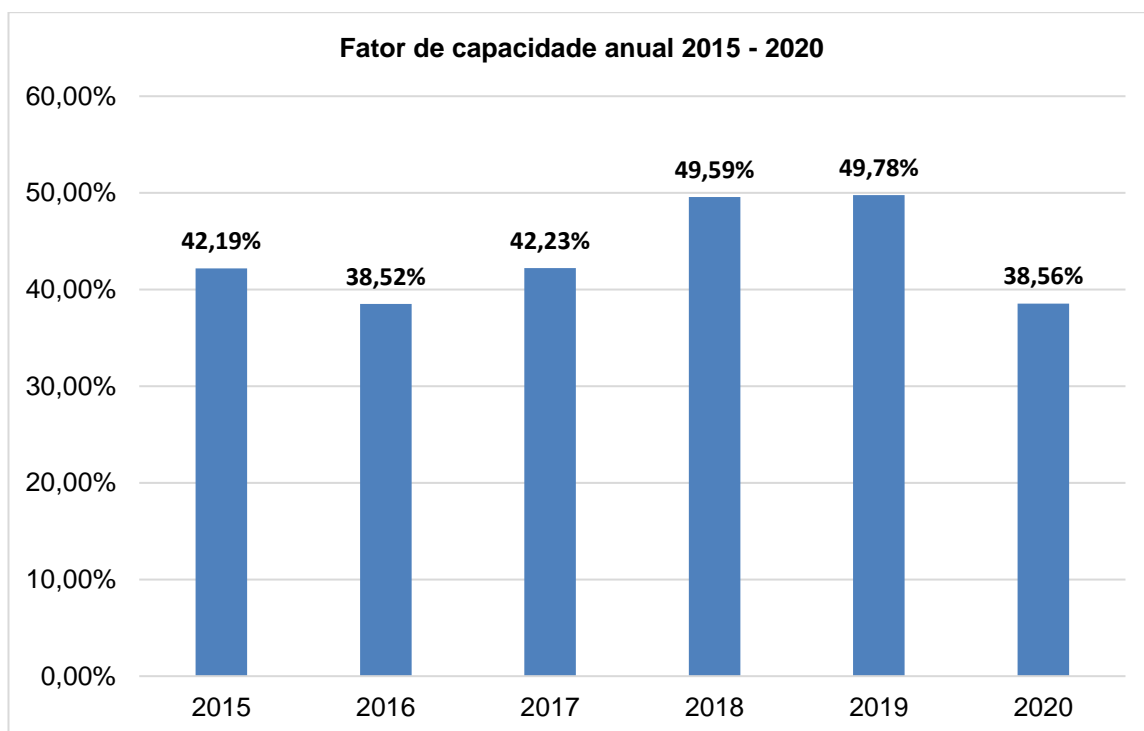


Figura 36 - Fator de capacidade anual da UHE Santo Antônio do Jari

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Analisando com uma base mensal, foi calculado o fator de capacidade médio mensal ao longo do ano de 2020. Conforme mostrado na figura 37, a variação do fator foi de 65% no mês de junho até menos de 20% em outubro, o que reflete na capacidade ociosa do sistema de transmissão.

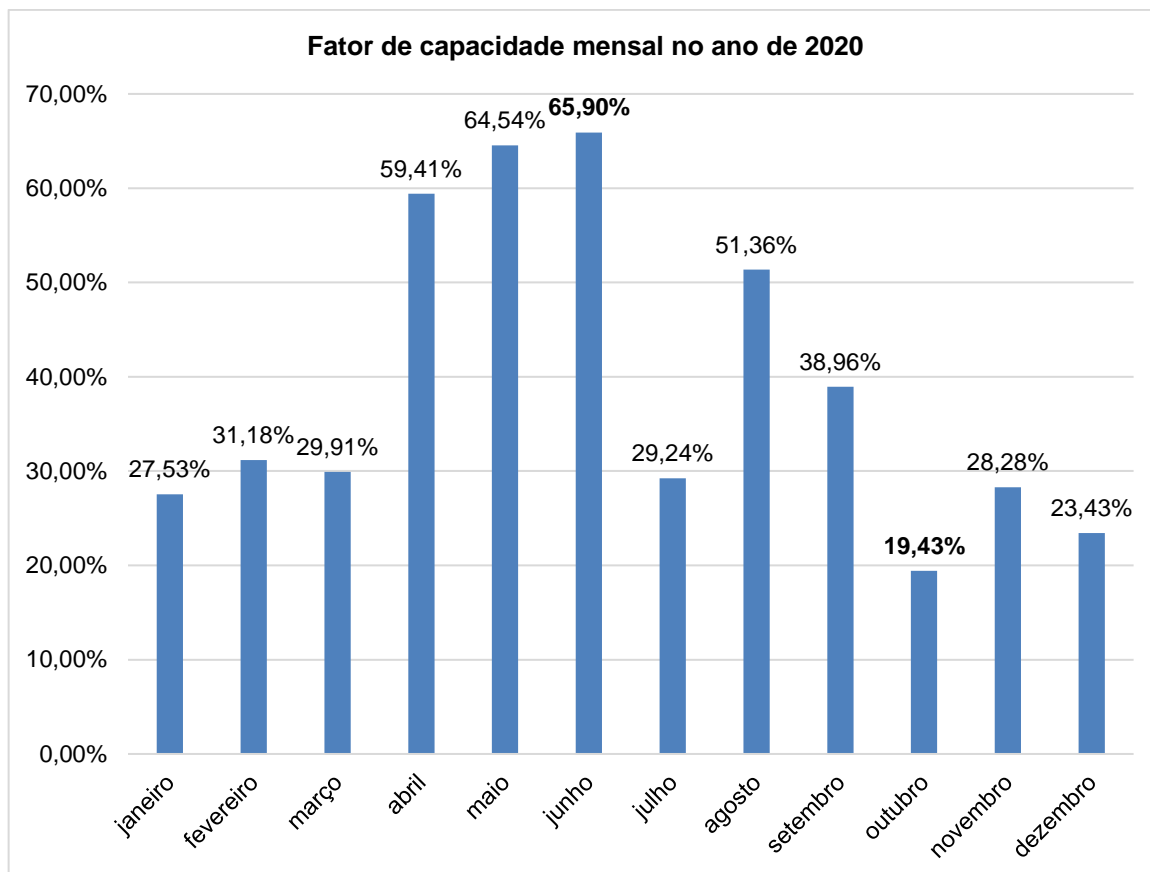


Figura 37 - Fator de capacidade mensal no ano de 2020

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Através dos dados reais apresentados, comprova-se que há uma capacidade ociosa do sistema de transmissão em certos períodos, que pode ser mitigada com a adoção do hibridismo, ou seja, com a inserção de uma fonte renovável, sem a necessidade de novo investimento para escoamento dessa geração.

4.3. Dimensionamento do sistema solar FV

Os dados de irradiação solar para o dimensionamento da planta FVF foram coletados no programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB).

O programa SunData é atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2ª Edição), que foi produzido pelo Centro de Ciência do Sistema

Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) (CRESESB, 2021).

O banco de dados disponível no SunData é o da irradiação global no plano horizontal e o sistema de busca de localidades próximas é feito por meio das coordenadas geográficas (latitude e longitude) do ponto de interesse.

Com base nas coordenadas 0°39'02,4" de latitude sul e 52°30'56,9" de longitude oeste da usina, o programa SunData disponibilizou os dados de 3 localidades próximas: duas estações na cidade de Almeirim-PA e uma em Laranjal do Jari-AP, como pode ser observado na figura 38. Serão utilizados nos cálculos os dados da estação de Almeirim, distante de 6,4 km da localidade desejada.

Localidades próximas

Latitude: 0,649175° S
Longitude: 52,517678° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Almeirim	Almeirim	PA	BRASIL	0,601° S	52,549° O	6,4	4,32	4,33	4,36	4,30	4,52	4,72	4,81	5,13	5,21	5,10	4,95	4,44	4,68	,90
✓	Almeirim	Almeirim	PA	BRASIL	0,701° S	52,549° O	6,7	4,36	4,37	4,38	4,34	4,53	4,72	4,76	5,08	5,18	5,08	4,90	4,47	4,68	,84
✓	Laranjal do Jari	Laranjal do Jari	AP	BRASIL	0,601° S	52,449° O	9,3	4,35	4,27	4,31	4,32	4,48	4,69	4,75	5,13	5,20	5,12	4,85	4,42	4,66	,93

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

0,649175° S; 52,517678° O

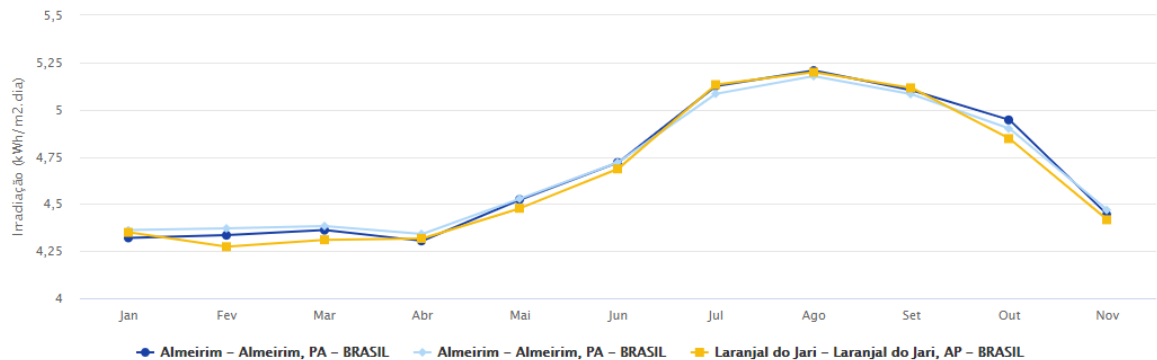


Figura 38 - Estações mais próximas da localidade desejada

Fonte: CRESESB, 2021.

A figura 39 demonstra os dados de irradiação solar diária média, em [kWh/m².dia], para todos os meses do ano, no plano horizontal, no ângulo igual a latitude e ângulo correspondente a maior média anual e maior mínimo mensal, para a localidade desejada.

Como pode ser observado, a variação máxima do ângulo é de 2 graus, pois a UHE se situa próxima a linha do Equador (0°39'02,4" de latitude sul), portanto a média anual da irradiação global não sofre alterações significativas.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Almeirim
Município: Almeirim, PA - BRASIL
Latitude: 0,601° S
Longitude: 52,549° O
Distância do ponto de ref. (0,649175° S; 52,517678° O): 6,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	4,32	4,33	4,36	4,30	4,52	4,72	4,81	5,13	5,21	5,10	4,95	4,44	4,68	,90
✓	Ângulo igual a latitude	1° N	4,29	4,32	4,36	4,31	4,55	4,75	4,84	5,15	5,21	5,09	4,92	4,41	4,68	,92
✓	Maior média anual	2° N	4,27	4,30	4,35	4,33	4,57	4,79	4,87	5,17	5,21	5,07	4,89	4,38	4,68	,94
✓	Maior mínimo mensal	0° N	4,32	4,33	4,36	4,30	4,52	4,72	4,81	5,13	5,21	5,10	4,95	4,44	4,68	,90

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Almeirim–Almeirim, PA–BRASIL

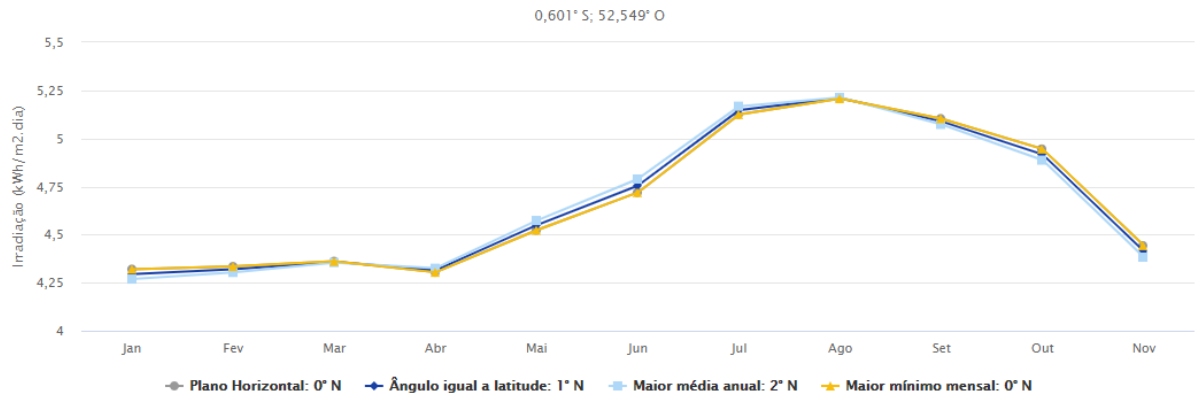


Figura 39 - Irradiação solar diária média mensal [KWh/m².dia]

Fonte: CRESESB, 2021.

Velloso (2017) recomenda o ângulo mínimo de inclinação horizontal das placas de 10 graus, com o intuito de facilitar a limpeza das mesmas e melhor aproveitamento da radiação solar incidente, que será adotado nesse estudo.

4.3.1. Dados da irradiação solar e área disponível do reservatório

A tabela 10 demonstra o recurso solar disponível para o local da instalação de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, tendo como referência os dados históricos de irradiação solar nas imediações de Almeirim-PA.

Tabela 10 - Irradiação solar na horizontal, diário e mensal

Mês	Total diário [MJ/m ² .dia]	Total mensal [MJ/m ² .mês]
Janeiro	15,73	487,63

Fevereiro	15,53	434,84
Março	15,76	488,56
Abril	15,7	471
Mai	16,29	504,99
Junho	16,64	499,2
Julho	16,94	525,14
Agosto	18,11	561,41
Setembro	18,04	541,2
Outubro	18,27	566,37
Novembro	17,67	530,1
Dezembro	16	496
Média	16,72	508,87

Fonte: CRESESB, 2021.

Strangueto (2016) determina que para a utilização da área do reservatório de usinas hidrelétricas, é necessária a exclusão das áreas de segurança próximas à tomada d'água e vertedouros, bem como um afastamento mínimo das margens, de no mínimo 20% da área total do reservatório. Portanto, a área máxima considerada do reservatório, disponível para a instalação das placas solares, será de 80% da área total do reservatório.

Considerando que a área do reservatório na cota NA normal é de 31,7 km², será considerado a área total disponível de 25,0 km² para a planta solar FVF.

4.3.2. Dimensionamento da planta solar FVF

Utilizando como dados de entrada os dados de irradiação global no plano horizontal do Atlas Brasileiro de Energia Solar, do local de instalação por meio das

coordenadas geográficas, e a área disponível para a instalação das placas solares FVF, a estimativa de geração de energia elétrica solar foi realizada através do programa computacional Solergo.

O Solergo utiliza fonte de dados climáticos emitido pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), do Atlas Brasileiro e por satélites da NASA da Electro Graphics, garantindo a confiabilidade dos dados de irradiação (SOLERGO, 2015)

Foi possível dimensionar um sistema fotovoltaico composto por 1 gerador fotovoltaico composto de 9690 módulos fotovoltaicos e 52 inversores.

A potência nominal de pico do sistema é de 5.135,7 kWp para uma produção estimada de 7.357.211,2 kWh por ano, distribuídos em uma área aproximadamente de 25.000,2 m² somente de painéis.

A modalidade de conexão à rede de alimentação em Baixa Tensão no sistema Trifásico com tensão fornecimento 220 V.

Em relação a orientação dos painéis, foi escolhido o tipo de instalação de ângulo fixo, com exposição Norte, orientado a 180,00° (azimute) em relação ao sul e com uma inclinação de 10,00° em relação ao plano horizontal.

O sistema fotovoltaico que é composto por 1 gerador distribuído em 1 exposição, conforme tabela abaixo:

Tabela 11 - Orientação dos painéis

DESCRIÇÃO	TIPO DE INSTALAÇÃO	ORIENTAÇÃO	INCLINAÇÃO	SOMBREAMENTO
Exposição Norte	Ângulo fixo	180°	10°	0,18 %

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

Exposição Norte será exposto com uma orientação de 180,00° (azimute) em relação ao sul, e terá uma inclinação horizontal de 10,00°.

Entretanto a produção de energia da Exposição Norte pode variar por estar sujeitas a alguns fatores como o sombreamento, que influencia e pode determinar uma redução de radiação solar na ordem de 0,18 %.

Os módulos serão montados em suportes de aço galvanizado ou de alumínio, com um ângulo de 10°, terão todos a mesma exposição. Os sistemas de fixação da estrutura deverão resistir a rajadas de vento, com velocidade de até 120 km / h.

4.3.3. Cálculo da energia FV gerada

Potência nominal do gerador:

$$P = P \text{ módulos} * N^{\circ} \text{ módulos} = 530 \text{ Wp} + 5\% * 9690 = 5.135,7 \text{ kWp}$$

O cálculo da energia total produzida pelo sistema nas condições normais de STC (radiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C), é calculado como:

Exposição	N° Módulos	Radiação solar [kWh/m ²]	Energia [kWh]
Exposição Norte	9690	1.761,91	9.048.633,13

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

$$E = E_n * (1 - \text{Perd}) = 7.357.211,2 \text{ kWh}$$

Perd = Perda de potência obtida:

Perda por sombreamentos totais:	0,2 %
Perda por aumento de temperatura:	7,2 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente contínua:	1,5 %
Outras perdas:	5,0 %
Perdas na conversão:	1,3 %
Perdas totais:	18,7 %

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

Análise das perdas por sombreamento de obstáculos

Tabela 12 - Análise das perdas por sombreamento

Mês	Sem obstáculos [kWh]	Produção efetiva [kWh]	Perdas [kWh]
Janeiro	566620,5	566620,5	0,0 %
Fevereiro	515265,2	515265,2	0,0 %
Março	588002,3	588002,3	0,0 %
Abril	577110,6	577110,6	0,0 %
Mai	628963,1	628963,1	0,0 %
Junho	626881,5	626881,5	0,0 %
Julho	657232,1	657232,1	0,0 %
Agosto	692382,7	692382,7	0,0 %

Setembro	653079,0	653079,0	0,0 %
Outubro	666206,1	666206,1	0,0 %
Novembro	612582,2	612582,2	0,0 %
Dezembro	572885,8	572885,8	0,0 %
Ano	7357211,2	7357211,2	0,0 %

4.3.4. Geração de energia elétrica FV anual

Com base nos dados de irradiação levantados é possível estimar valores mensais de geração de energia para o sistema de 5.135,7 kWp. A tabela 13 apresenta a estimativa de geração de energia elétrica FV total diária e mensal em um ano de operação. A figura 40 apresenta os mesmos valores no gráfico de barras.

Tabela 13 - Geração de energia elétrica anual

Mês	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]
Janeiro	18278,08	566620,52
Fevereiro	18402,33	515265,16
Março	18967,82	588002,31
Abril	19237,02	577110,63
Maio	20289,13	628963,10
Junho	20896,05	626881,54
Julho	21201,04	657232,14
Agosto	22334,93	692382,70
Setembro	21769,30	653079,00
Outubro	21490,52	666206,14
Novembro	20419,41	612582,18
Dezembro	18480,19	572885,83

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

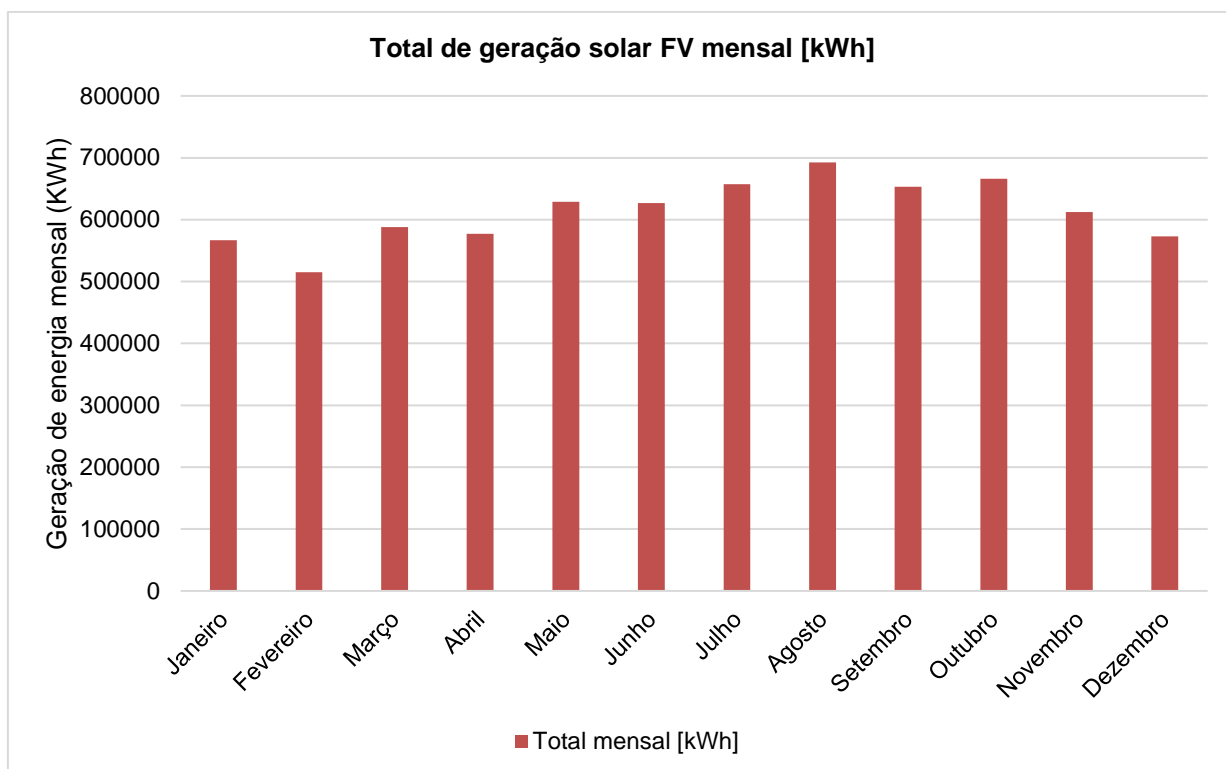


Figura 40 - Geração total solar FV mensal (KWh)

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

4.3.5. Composição do sistema FV

O sistema é composto de 9690 módulos fotovoltaicos de Silício monocristalino bifacial com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e que sofre uma degradação da produção devido ao envelhecimento das células da ordem de 0,8 % ao ano. Como já mencionado, não foi previsto nesse trabalho explorar a tecnologia dos flutuadores.

A tabela 14 resume as características técnicas do gerador e dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 14 - Composição do sistema FV

Características do gerador fotovoltaico	
Número de módulos:	9690
Número de inversores:	52
Potência nominal:	5.135,7 kWp
Performance ratio:	81,3 %
Características técnicas dos módulos	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Modelo:	JKM530M-72HL4-BDVP

Tecnologia de const.:	Silício monocristalino bifacial
Características elétricas	
Potência máxima:	530 Wp + 5%
Rendimento:	20,6 %
Tensão nominal:	40,9 V
Tensão em aberto:	49,5 V
Corrente nominal:	13 A
Corr. de curto-circuito:	13,7 A
Dimensões	
Dimensões:	1134 mm x 2274 mm
Peso:	34,3 kg

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

Os valores de tensão variam conforme a temperatura de funcionamento (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores aceitáveis de funcionamento do inversor.

A linha elétrica proveniente dos módulos fotovoltaicos é posta a terra mediante descarregadores de sobretensão com indicação ótica de fora de serviço.

Inversores CC/CA

Para que se possa conectar à rede o sistema fará a conversão através de inversores para aplicação em Energia Solar Fotovoltaica.

O inversor utiliza um sistema de transferência de potência ativa para rede de distribuição, de acordo com as normas e requisitos técnicos de segurança vigentes. Assim durante o dimensionamento foram verificados se os valores de tensão e corrente dos módulos são compatíveis com o do equipamento, da mesma forma que foi verificado se os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está sendo conectado ao sistema.

As principais características do Inversor são:

- ✓ Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT e em acordo com as normas brasileiras e internacionais ABNT / IEC;
- ✓ Entrada do lado Corrente Contínua com rastreador MPPT com polos não ligados a terra;

- ✓ Em acordo com as normas de limitação de Emissões EMF e RF;
 - Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8.
- ✓ Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e/ou com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20, ABNT-NBR 16150 e 16149 e normas e requisitos técnicos da distribuidora de energia elétrica local;
- ✓ Reset automático das proteções de início automático;
- ✓ Em conformidade com a ABNT / IEC;
- ✓ Grau de proteção adequado (IP65);
- ✓ Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores;
- ✓ Máxima eficiência $\geq 90\%$ a 70% da potência nominal.

Para esse sistema se estima a utilização de 52 inversor(es) com as seguintes características:

Tabela 15 - Dados técnicos do inversor

Dados técnicos do inversor	
Fabricante:	GINLONG TECHNOLOGIES
Modelo:	Solis-100K-5G (60Hz)
Número de rastreadores:	10
Entrada para rastreador:	2
Características elétricas do inversor	
Potência nominal:	100 kW
Potência máxima:	101,3 kW
Potência máxima por rastreador:	10,1 kW
Tensão nominal:	720 V
Tensão máxima:	1100 V
Tensão mínima por rastreador:	180 V
Tensão máxima por rastreador:	1000 V
Tensão máxima de saída:	380 Vac
Corrente nominal:	260 A
Corrente máxima:	260 A
Corrente máxima por rastreador:	26 A
Rendimento:	0,99

Fonte: Elaboração própria com dados do Software Solergo.

4.4. Avaliação da complementariedade das fontes hidrelétrica x solar FV

Conforme comentado no capítulo 3, as usinas híbridas podem agregar ganhos de eficiência para o sistema elétrico, devido à complementariedade de geração e à otimização do uso da rede.

Para esta análise, foram comparados o perfil de geração da fonte hidrelétrica e da geração solar FV, bem como calculado o fator de capacidade após a hibridização, ou seja, a inserção da planta solar FV no reservatório da UHE.

A figura 41 apresenta o histórico de geração da hidrelétrica do ano de 2015, primeiro ano de operação comercial da UHE em estudo, e da planta solar FV que foi dimensionada. Observa-se que não há uma complementariedade bem definida, porém pode-se concluir que a geração solar FV apresentou geração mais constante ao longo de 12 meses, com menor sazonalidade, em comparação ao perfil da geração de energia hidrelétrica.

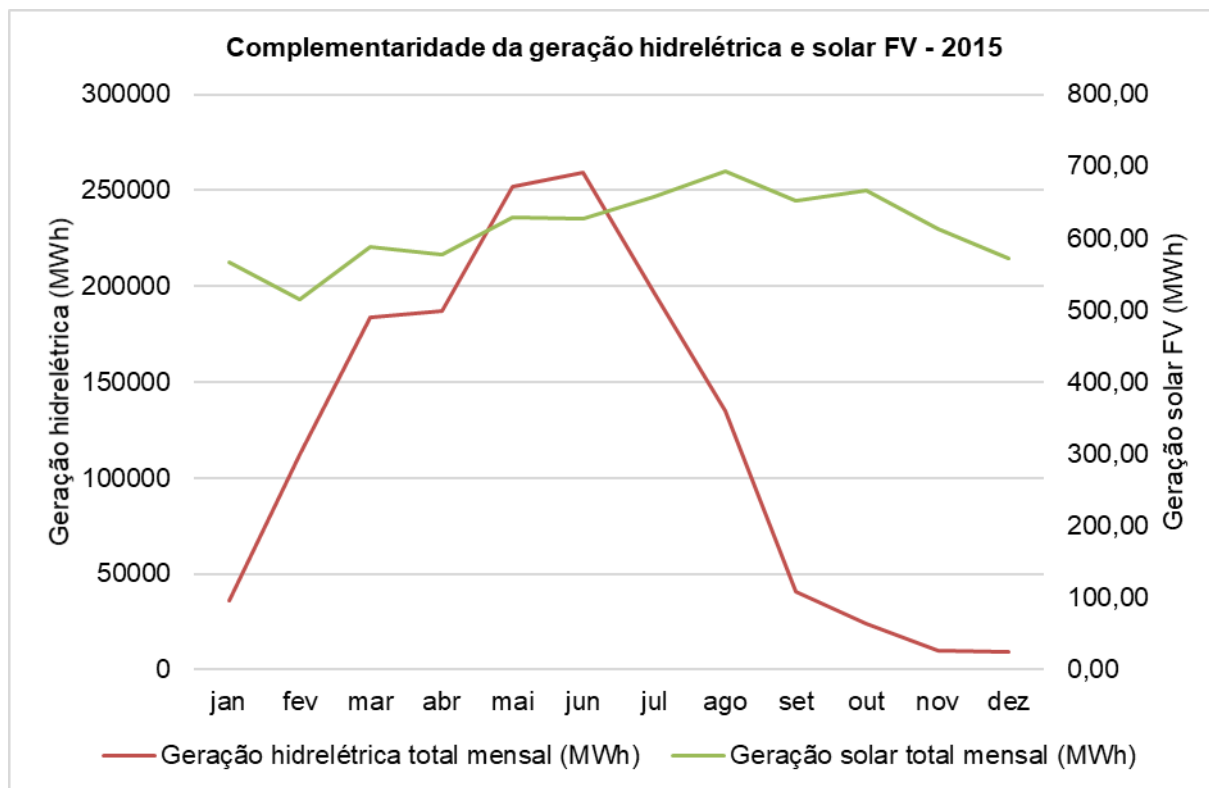


Figura 41 - Complementariedade da geração hidrelétrica e solar FV no ano de 2015

Fonte: Elaboração própria com dados da EDP, 2021.

A figura 42 apresenta a mesma análise de complementaridade das fontes, porém para o ano de 2020. Também não foi observado um perfil claro de complementaridade entre as fontes de geração hidrelétrica e solar FV, para esta UHE em específica.

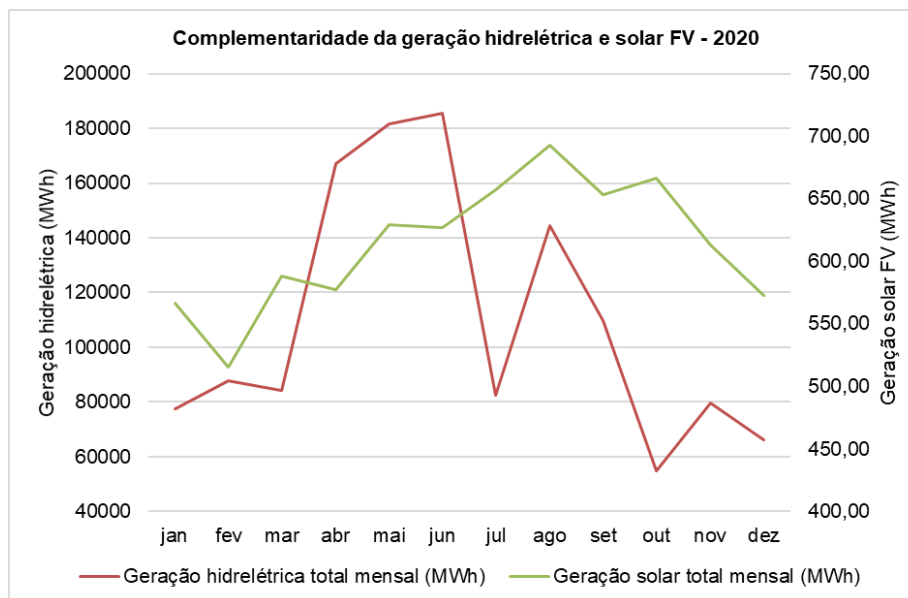


Figura 42 - Complementaridade da geração hidrelétrica e solar FV no ano de 2020

Fonte: Elaboração própria com dados da EDP, 2021.

Para análise do fator de capacidade do sistema de transmissão após a hibridização, o fator foi recalculado considerando a geração híbrida, composta pela parte hidrelétrica e da geração produzida pela planta solar FVF, mantendo o valor do MUST do contrato atual da UHE.

A figura 43 compara o fator de capacidade da UHE realizado no ano de 2020 antes e depois da hibridização, após a inserção da geração solar FVF. Observa-se que o aumento do fator de capacidade foi na média de 0,22% ao mês, ou seja, sem impactos relevantes, para esta UHE em estudo.

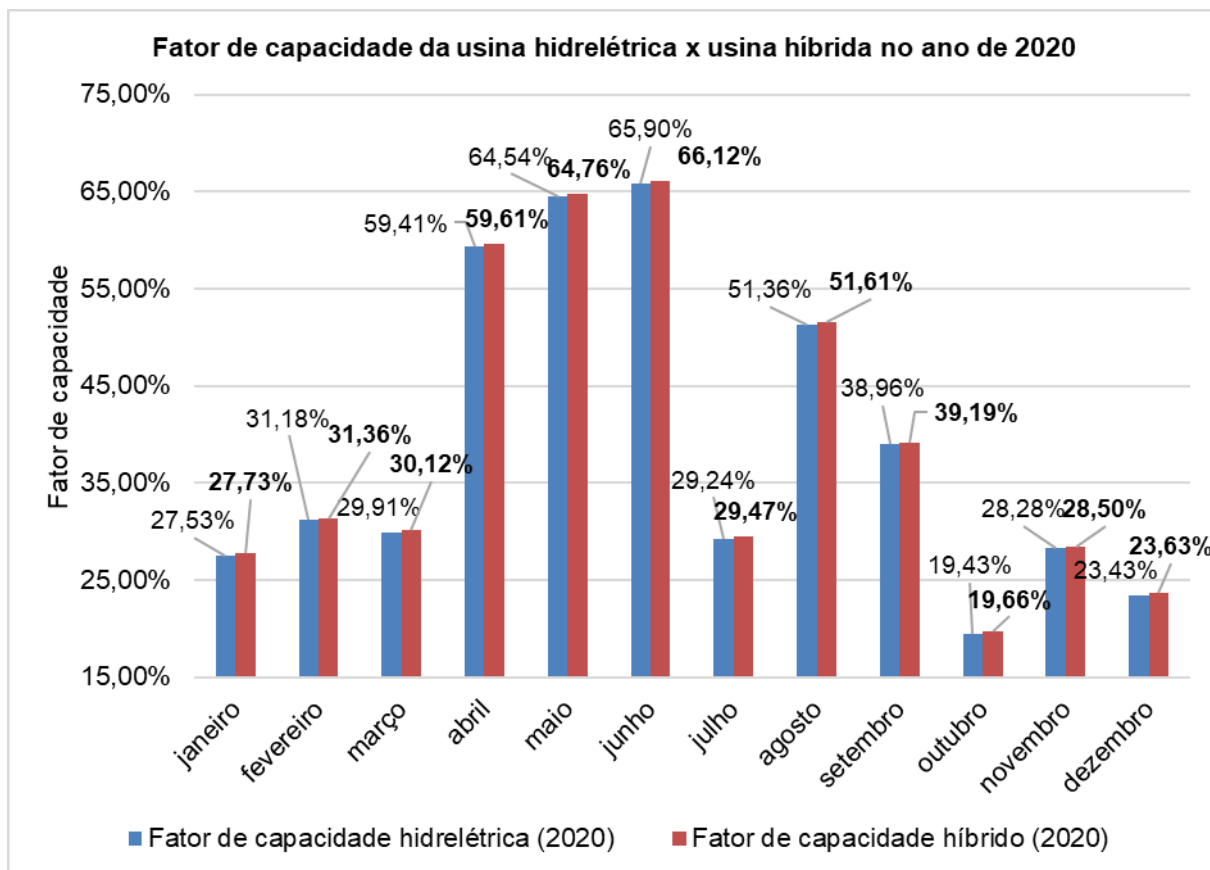


Figura 43 - Fator de capacidade da usina hidrelétrica x usina híbrida no ano de 2020

Fonte: Elaboração própria com dados da EDP, 2021.

Com base nos dados apresentados, não foram observados benefícios claros na análise de complementaridade das fontes de geração hidrelétrica e solar FV e do aumento do fator de capacidade do sistema de transmissão após a hibridização, para o estudo de caso desta UHE em específica.

4.5. Análise de viabilidade econômica

Conforme apresentado no Capítulo 4.1, para a análise de viabilidade econômica, será calculado o fluxo de caixa livre para o acionista em cada ano de operação da usina solar FVF, durante todo o período de concessão, e descontado a valor presente pelo seu custo de capital utilizando o método do CAPM e WACC.

Em seguida, através das técnicas de análise de investimentos *payback* e VPL será analisado a viabilidade econômica do projeto, permitindo comparar diversos cenários e premissas.

Todos os parâmetros utilizados nas simulações foram obtidos de referências bibliográficas e com base nos resultados do leilão de energia mais recentes, representando o atual contexto macroeconômico brasileiro.

Por fim, serão considerados alguns cenários de comercialização da geração de energia proveniente da planta solar FVF, inclusive já considerando a regulamentação aprovada pela ANEEL em novembro de 2021 das usinas híbridas e associadas, após Consulta Pública, discutida no capítulo 2.4.

4.5.1. Cálculo do investimento e da receita

Primeiramente, é necessário estimar os custos de investimento CAPEX da planta solar FVF.

Com base nos valores de referência de R\$ 10/Wp de potência instalada das usinas de Balbina e Sobradinho, mostrados no capítulo 3.6, o valor total de investimento aproximado será de R\$ 51.357.000,00, para o sistema de 5.135,7 kWp, incluídos todos os custos de instalação, materiais e equipamentos, conforme a tabela 16.

Tabela 16 - Custos de investimento CAPEX

Custo de investimento CAPEX	
Potência nominal de pico	5.135,70 kWp
Valor de investimento p/ Wp	R\$ 10,00 / Wp
Valor total de investimento	R\$ 51.357.000,00

Fonte: Elaboração própria.

A Receita Bruta é calculada multiplicando-se a produção de energia pelo seu preço do MWh. Será utilizado como referência do preço de venda da energia FV o Leilão de Geração nº 8/2014-ANEEL, leilão mais próximo realizado pela ANEEL, da época de início da operação comercial da UHE Santo Antônio do Jari.

Foram comercializados 31 empreendimentos de geração solar FV a um preço médio de R\$ 215,53 / MWh. Será utilizado este valor como referência para os cálculos dos fluxos de caixa projetados da planta solar FVF.

Conforme cláusula estabelecida em leilão, o preço de venda será atualizado anualmente pelo IPCA, no mês de referência, respeitado o prazo mínimo legal de doze meses, tendo como referência o mês de realização do leilão, mediante a aplicação da seguinte equação algébrica.

Equação 6 - Cálculo da correção do preço de venda

$$PV_m = PV_o \times \left(\frac{l_m}{l_o} \right)$$

Onde,

PV_m : valor atualizado do preço de venda;

PV_o : valor inicial do preço de venda, conforme Subcláusula 6.3;

l_m : número índice do IPCA do mês de referência; e

l_o : número índice do IPCA referente ao mês de realização do leilão.

4.5.2. Cálculo dos impostos e despesas operacionais

Conforme apresentado no capítulo 4.1, as despesas operacionais consistem principalmente dos custos com operação e manutenção, despesas com seguro operacional e das tarifas de uso do sistema de transmissão.

Considerando o valor do investimento estimado de R\$ 51.357.000,00, para o sistema de 5.135,7 kWp e as referências mostradas no capítulo 4.1, a tabela 17 apresenta a estimativa das despesas anuais de operação e manutenção da usina, seguro operacional, tarifa TUST e impostos aplicáveis, que incidirão sobre a receita operacional bruta.

Tabela 17 - Impostos e despesas operacionais

Descrição	Valor	Observações	Referências
Potência nominal	5.135,70	KWp	

Investimento total	R\$ 51.357.000,00	R\$ 10/Wp	
Despesa anual de O&M	1%	% sobre investimento	Ahlert, 2017
	R\$ 513.570,00	Anual	
Seguros	0,40%	% sobre investimento	Makaron, 2012
	R\$ 205.428,00	Anual	
Tarifa TUST	R\$ 8,00	R\$ / KW / mês	Leilão nº 8/2021-ANEEL
	80%	Desconto nos 10 primeiros anos	Resolução Normativa da ANEEL nº 481
	50%	Desconto após o décimo ano de operação da usina	
PIS + COFINS	3,65%	% Receita bruta	
IR & CS	34,00%	Sobre o Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	

Fonte: Elaboração própria.

4.5.3. Financiamento

Para a implantação da usina solar FVF do estudo de caso, foi simulado um financiamento pelo BNDES Finem, linha de financiamento para projetos de investimentos, públicos ou privados, voltados à geração e aumento de capacidade produtiva, conforme características apresentadas no capítulo 4.1.

Foi considerado um financiamento de 80% do valor total do projeto, prazo de amortização de 10 anos e período de carência de 12 meses. Para a taxa de juros, o componente pré-fixado da TLP utilizado foi de 2,7%, data base de jan/2018, conforme histórico disponibilizado no portal do BNDES. A remuneração do BNDES é de 0,9% ao ano, taxa para energia solar (BNDES, 2021). A tabela 18 apresenta as condições gerais do financiamento.

Tabela 18 - Condições do financiamento

Investimento total	R\$ 51.357.000,00
Investimento capital próprio (20%)	R\$ 10.271.400,00
Valor financiado (80%)	R\$ 41.085.600,00
Juros Prefixados (% a.a.)	2,70%

Remuneração do BNDES (% a.a.)	0,90%
Prazo de carência	12 meses
Prazo de amortização	10 anos
Inflação Média Prevista (% a.a.)	3,75%

Fonte: Elaboração própria com dados do BNDES.

4.5.4. Depreciação

Conforme mostrado no capítulo 4.1, a taxa de depreciação do ativo é definida e regulada ANEEL, no MCPSE. Para a unidade de geração solar fotovoltaica, a taxa é de 4%, ou seja, é considerado uma depreciação linear ao longo de 25 anos.

Considerando o valor do investimento de R\$ 51.357.000,00, o valor de depreciação anual considerado no fluxo de caixa será de R\$ 2.054.280,00.

4.5.5. Cálculo da taxa de desconto

Utilizando a equação 3, conforme explicado no capítulo 4.1, foi calculado o custo de oportunidade dos acionistas pelo método do CAPM, adaptado pela ANEEL. A taxa livre de risco, beta e prêmio de risco de mercado foram sugeridos pela própria ANEEL no submódulo 12.3, chegando ao valor de 9,8% para o custo de oportunidade dos sócios ou acionistas.

$$r_p = 6,4\% + 0,5335 \cdot (6,38\%)$$

$$r_p = k_e = 9,8\%$$

Para o cálculo da taxa de desconto, utilizada para o converter o fluxo de caixa futuro em valor presente, foi calculado utilizado a equação 1, mostrada no capítulo 6.3. A taxa de desconto WACC calculada foi de 7,84%.

$$WACC = \left[9,8\% \cdot \frac{10.271.400}{(41.085.600 + 10.271.400)} \right] + \left[7,35 \cdot \frac{41.085.600}{(41.085.600 + 10.271.400)} \right]$$

$$WACC = 7,84\%$$

4.5.6. Projeção dos fluxos de caixa livre

Conforme explicado no capítulo 4.1, para a elaboração do modelo de viabilidade econômica, primeiramente é necessário projetar os fluxos de caixa futuro, durante todo o período de concessão da usina, para depois ser descontado a valor presente pela taxa de desconto calculada.

A partir dos cálculos realizados anteriormente, é possível obter o fluxo de caixa livre pós o cálculo de todos parâmetros, foi projetado o fluxo de caixa durante todo o período de concessão da usina solar FV.

No cenário base, será considerado a comercialização de 100% da geração no ACR, com um contrato CUST independente e o investimento de 100% de capital próprio, sem financiamento externo, para analisarmos o efeito da alavancagem na viabilidade econômica do projeto.

A tabela 19 apresenta a projeção do FCL para os 5 primeiros anos. O fluxo de caixa completo de todo o período de concessão da usina solar FVF pode ser consultado no Apêndice I.

Tabela 19 - Projeção do fluxo de caixa no cenário base

Fluxo de Caixa Livre	Ano 1 2015	Ano 2 2016	Ano 3 2017	Ano 4 2018	Ano 5 2019
Investimento capital próprio	-51.357.000				
Financiamento (BNDES)	0				
Geração de energia					
Geração anual (MWh)	7.357	7.317	7.239	7.181	7.122
Receita bruta	1.585.700	1.636.084	1.679.547	1.728.364	1.778.479
(-) PIS + COFINS	-57.878	-59.717	-61.303	-63.085	-64.914
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	1.527.822	1.576.367	1.618.244	1.665.278	1.713.564
(-) Despesas operacionais	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603
(-) O&M	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605
(=) LAJIDA	710.218	758.764	800.640	847.675	895.961
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-1.344.062	-1.295.516	-1.253.640	-1.206.605	-1.158.319
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-456.981	-440.476	-426.237	-410.246	-393.828
(=) Lucro líquido	-1.801.043	-1.735.992	-1.679.877	-1.616.851	-1.552.147
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	-51.103.763	318.288	374.403	437.429	502.133
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	-51.103.763	-50.785.475	-50.411.072	-49.973.642	-49.471.510

Fonte: Elaboração própria.

O cálculo final é obtido pelo desconto do FCL trazido a valor presente para o ano base de 2015, pelo taxa de desconto de 9,8%. A tabela 20 apresenta a projeção do FCL ajustado e o valor do VPL do projeto.

Tabela 20 - Fluxo de caixa ajustado a valor presente

Ano	FCL	FCL ajustado (WACC = 9,8%)
1	-51.103.763	-R\$ 46.541.008,01
2	318.288	R\$ 263.989,29
3	374.403	R\$ 282.805,66
4	437.429	R\$ 300.911,84
5	502.133	R\$ 314.581,32
6	574.460	R\$ 327.761,21
7	636.722	R\$ 330.849,06

8	706.683	R\$ 334.416,54
9	778.473	R\$ 335.497,68
10	858.749	R\$ 337.050,73
11	729.498	R\$ 260.756,90
12	807.008	R\$ 262.707,58
13	886.504	R\$ 262.820,07
14	975.430	R\$ 263.364,36
15	1.051.614	R\$ 258.582,97
16	1.137.308	R\$ 254.685,73
17	1.225.149	R\$ 249.860,87
18	1.323.449	R\$ 245.810,07
19	1.407.432	R\$ 238.068,93
20	1.501.956	R\$ 231.374,39
21	1.598.788	R\$ 224.301,35
22	1.707.199	R\$ 218.126,30
23	1.799.538	R\$ 209.395,77
24	1.903.536	R\$ 201.720,88
25	2.010.001	R\$ 193.985,40
Total VPL		-R\$ 40.137.583,11

Fonte: Elaboração própria.

Conforme apresentado, para o cenário base, considerado a comercialização de 100% da geração no ACR, com um contrato CUST independente da UHE e o investimento de 100% de capital próprio, sem financiamento externo, o VPL do projeto foi negativo, de -R\$ 40.137.583,11, ou seja, sem viabilidade econômica.

Para o cenário 1, serão considerados as mesmas premissas do cenário base, porém com financiamento externo de 80% do investimento pelo BNDES Finem conforme características mostradas no capítulo 7.5.3.

Conforme revisão bibliográfica do capítulo 3, as principais vantagens das usinas híbridas, além da complementaridade temporal de geração entre fontes, referem-se à otimização dos custos de O&M e do compartilhamento do MUST, em aproveitamento a infraestrutura existente da fonte primária.

Portanto, nesse estudo de caso, em que a usina solar FVF será implementada em uma UHE existente, será analisado qual o impacto na viabilidade econômica do projeto considerando a redução dos custos de O&M e da tarifa TUST, conforme cenários apresentados a seguir.

4.6. Composição dos cenários e resultados

A tabela 21 apresenta o detalhamento dos 4 cenários que serão calculados e comparados utilizando as técnicas de análise de investimentos mostrados no capítulo 4.1. As demais premissas que foram omitidas na tabela permanecem as mesmas nos 4 cenários. Os fluxos de caixa completos de cada cenário podem ser consultados nos apêndices.

Tabela 21 - Análises de cenários

Descrição	Cenário base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Valor do MWh	R\$ 215, 53	R\$ 215, 53	R\$ 215, 53	R\$ 215, 53
Despesa anual de O&M	1% sobre investimento	1% sobre investimento	0,5% sobre investimento	0%
Tarifa TUST	R\$ 8 KW / mês	R\$ 8 KW / mês	0%	0%
Taxa de desconto WACC	9,80%	7,84%	7,84%	7,84%
Investimento capital próprio	100,00%	20%	20%	20%
Financiamento externo	0%	80%	80%	80%

Fonte: Elaboração própria.

O cenário 1 demonstra qual o impacto da alavacagem por captação de financiamento externo na viabilidade econômica do projeto. Os cenários 2 e 3 apresentam a influência da otimização das despesas de O&M e da tarifa TUST por se tratar da hibridização de uma UHE existente.

A tabela 22 apresenta os resultados de cada cenário após a elaboração da projeção dos fluxos de caixa, trazidos a valor presente pela taxa de desconto WACC e a aplicação das técnicas de análise de investimentos VPL e *payback* descontado. A projeção completa dos fluxos de caixa podem ser consultados nos apêndices.

Tabela 22 - Comparação dos resultados de cada cenário

Técnica de análise de investimento	Cenário base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
VPL	-R\$ 40.137.583,11	-R\$ 631.874,70	R\$ 5.326.910,72	R\$ 9.050.537,83
<i>Payback</i> descontado (anos)	Inviável	Inviável	13,9	12

Fonte: Elaboração própria.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal objetivo deste estudo foi analisar o custo-benefício da hibridização das fontes de energia hidrelétrica e solar FV. Conforme visto, além das vantagens de aproveitamento da complementaridade temporal entre as diferentes fontes de geração de energia, a hibridização também pode contribuir, se adotada em mais larga escala, para minorar os impactos desta e de futuras crises hídricas do setor elétrico brasileiro.

Com esse intuito, o trabalho foi subdividido em 5 capítulos. Após a introdução no Capítulo 1, como visto no Capítulo 2 do panorama atual do SEB, em termos de capacidade instalada, a geração hídrica representa 62,5% da matriz energética brasileira. Sendo assim, a geração de energia é altamente dependente da hidrologia. Porém, devido a questões ambientais, há restrições à capacidade dos reservatórios das usinas hidrelétricas no país. Como consequência, constata-se a diminuição da capacidade de armazenamento, e as usinas existentes tornam-se cada mais dependentes das chuvas.

Já no Capítulo 3, mereceram destaque os conceitos apresentados da hibridização das fontes de energia, que através da combinação de duas tecnologias, preferencialmente renováveis numa mesma localização, pode levar ao aumentar a geração de energia, e permitir a otimização dos custos relacionados ao aproveitamento da mesma infraestrutura. Além da redução de custos, uma das principais vantagens da hibridização, conforme visto, refere-se ao aproveitamento da complementaridade temporal das fontes de geração e a utilização da rede de transmissão de maneira mais eficiente, contribuindo para o crescimento da capacidade de geração com menores investimentos em expansão da infraestrutura de transmissão.

Também foram abordadas as características das usinas de geração solar sobre reservatórios. Consideraram-se: (i) a estrutura básica de uma usina solar FV; (ii) seus principais benefícios e desafios; e (iii) os projetos piloto em andamento no Brasil e além das experiências internacionais. Conforme visto, o potencial da geração solar FV em reservatórios das usinas hidrelétricas no Brasil é bastante expressivo, podendo ultrapassar 4.500 GWp.

O Capítulo 3 também apresentou os conceitos da hidridização das fontes de geração referente ao planejamento energético e o contexto regulatório no Brasil pois o desenvolvimento e implementação das usinas híbridas requer um ambiente regulatório adequado aos novos modelos de negócios.

Ademais, o Brasil passa por um momento relevante frente ao atual contexto de transição energética com a inserção das renováveis, pois após a “Tomada de Subsídios” realizada em 2019 e as discussões com os agentes do setor em duas fases através da Consulta Pública nº 61/2020, de novembro de 2021 levou a ANEEL a aprovar a regulamentação para o funcionamento de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) e centrais geradoras associadas. O normativo trouxe as definições e as regras para a outorga desses empreendimentos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão, além de ter definido a forma de tarifação dessas usinas e a aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão.

Por fim, no Capítulo 4 foi apresentado o estudo de caso de uma Usina Hidrelétrica, com o objetivo de simular a hibridização da UHE Santo Antônio do Jari, localizada no Amapá, através da associam inserção da geração solar fotovoltaica flutuante no seu reservatório. No capítulo 4, também foi apresentado a metodologia empregada na tomada de decisão da realização ou não de um projeto, que envolvem os principais conceitos da análise de viabilidade econômica desde a projeção dos fluxos de caixa, escolha da taxa de desconto pelos métodos do CAPM e WACC e as técnicas de análise de investimentos: *payback*, VPL e TIR.

Para o desenvolvimento do estudo de caso, primeiramente foi analisado o perfil de geração da UHE desde a sua entrada em operação comercial, no ano de 2015. Foi visto o caráter de sazonalidade dessa usina, que acompanha o regime das vazões afluentes. Tais afluentes, por sua vez, dependem das condições hidrológicas naturais da bacia hidrográfica e dos aproveitamentos existentes a montante. Como consequência, o fator de capacidade médio anual desde o ano de 2015 sempre esteve abaixo de 50% e, em 2020, foi de apenas 38%, o que leva a um alto grau de ociosidade dos subsistemas e estruturas de transmissão. Tal contexto, favorece, naturalmente a hibridização obtida através da inserção de uma segunda fonte de geração.

Para tanto, foi analisada a complementaridade das fontes de geração hidrelétrica e solar FV. Observou-se que essa complementaridade não é bem definida, porém pôde-se constatar que a geração solar FV apresentou um perfil de geração mais

constante ao longo de 12 meses, com menor sazonalidade, em comparação ao perfil da geração de energia hidrelétrica. Tais características favoreceram à hibridização, pois a geração solar FV pode ser priorizada nos períodos de maior incidência de irradiação, reduzindo a geração hídrica e otimizando a utilização dos recursos hídricos. Isso pode ser observado com a geração hidrelétrica voltada ao atendimento do horário de ponta no final do dia, e com sua energia sendo vendida preferencialmente nos horários de maior preço do PLD, que desde janeiro de 2021 possui granularidade horária no Brasil.

Após análise dos dados de irradiação solar disponível para o local da instalação, de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, foi possível dimensionar o sistema fotovoltaico composto por 1 gerador fotovoltaico compreendendo 9.690 módulos fotovoltaicos, sobre a área disponível do reservatório de 25 km², com uma potência nominal de pico de 5.135,7 kWp e uma geração estimada de 7.357,2 GWh por ano.

Por fim, foi realizada a análise de viabilidade econômica, iniciando pela projeção dos fluxos de caixa futuros, durante todo o período de concessão da usina, para depois ser descontado a valor presente pela taxa de desconto calculada. Em seguida, através das técnicas de análise de investimentos *payback*, VPL e TIR foi analisada a viabilidade econômica do projeto, permitindo comparar diversos cenários e premissas.

No primeiro cenário base, foi considerada a comercialização de 100% da geração no ACR, ao valor do MWh de R\$ 215,53, referência ao Leilão de Geração nº 8/2014-ANEEL, com um contrato CUST independente da UHE e o investimento de 100% de capital próprio, sem financiamento externo, para analisarmos o efeito da alavancagem na viabilidade econômica do projeto. A taxa de desconto WACC calculado foi 9,8%, ou seja, sem o efeito do custo da dívida. Como esperado, o projeto se mostrou economicamente inviável, com um VPL negativo de mais de R\$ 40 milhões.

Para o cenário 1 foram considerados as mesmas premissas do cenário base, com exceção da alavancagem, que foi considerado um financiamento externo de 80% do investimento pelo BNDES Finem, com o prazo de amortização de 10 anos. Considerando o custo das dívidas, a taxa de desconto WACC calculado foi de 7,84%, seguindo a adaptação proposta pela ANEEL. Como resultado, o VPL do projeto continuou negativo, no valor de R\$ 631.874,70, porém com uma expressiva melhora em relação ao cenário base, o que demonstra a importância da alavancagem financeira para viabilização dos projetos.

Em seguida, nos cenários 2 e 3, foi simulado a influência da otimização das despesas de O&M e da tarifa TUST, que por se tratar da hibridização de uma UHE existente, como já visto as principais vantagens referem-se ao aproveitamento da infraestrutura da UHE existente e da capacidade ociosa do sistema de transmissão. O grau de financiamento externo, a taxa de desconto e o valor do MWh comercializado no ACR por meio de leilão foram mantidos.

No cenário 2, foram propostas a redução das despesas de O&M em 50% e a eliminação dos custos da tarifa TUST, enquanto que no cenário 3, as despesas de O&M foram zeradas. Como resultados, para o cenário 2, o projeto se mostrou economicamente viável com um VPL positivo de R\$ 5.326.370,72 e *payback* descontado de 13,9 anos. Já no cenário 3, o VPL teve um aumento expressivo de quase 70%, passando para R\$ 9.050.537,83 e o *payback* descontado foi de 12 anos. Os resultados denotam o impacto significativo das despesas de O&M na viabilidade econômica do projeto.

Em um primeiro momento, apesar de o estudo de caso da hibridização de uma UHE existente com a inserção de uma planta solar FVF se mostrar economicamente inviável, após a otimização das despesas de O&M e das tarifas de uso do sistema de transmissão, possíveis por se tratar de uma usina híbrida, o projeto apresentou VPL positivo e *payback* descontado em média de 12 anos. Considerando um prazo de concessão da usina de 25 anos, a viabilidade econômica de implantação é interessante.

Através da análise do Estudo de Caso foi possível concluir que a hibridização, devido ao aumento da capacidade de geração de energia elétrica a um menor custo sistêmico, tem chances de desempenhar um papel altamente relevante para a modernização do SEB. Isso se torna ainda mais importante em um contexto de escassez hídrica. A aprovação da regulamentação das usinas híbridas e associadas, em novembro de 2021, foi um marco para o desenvolvimento da hibridização.

Como sugestões de trabalhos futuros, recomenda-se o estudo dos possíveis impactos ambientais causados pela instalação dos painéis sobre os reservatórios. Sabe-se de antemão que tais impactos podem ser tanto positivos, devido a redução das perdas por evaporação da água, como negativos, ocasionados pela redução da oxigenação da água, mudanças na flora e na fauna dos reservatórios. Assim, esse tema merece estudos aprofundados em diferentes sítios e bacias hidrográficas.

Pode-se dizer, em resumo, que a principal contribuição desta monografia foi mostrar que projetos híbridos podem ser vantajosos no contexto brasileiro. Através dos resultados da análise aqui realizada espera-se contribuir para ampliar o interesse dos gestores de políticas públicas e dos investidores no desenvolvimento e viabilização de projetos de geração híbridos, em especial das fontes hidrelétrica e solar FVF. Os resultados aqui obtidos são promissores em termos econômico-financeiros, e mais projetos com características semelhantes certamente contribuirão para diversificar e modernizar a matriz energética brasileira, bem como no enfrentamento mais suave de potenciais crises futuras de escassez hídrica.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS [ANA]. Sistema Interligado Nacional. Disponível em: < <https://www.ana.gov.br/sar/sin>>. Acesso em: 06 nov 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Nota Técnica nº 051/2019-SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL - Instauração de Consulta Pública visando colher subsídios para elaboração de proposta de normativo sobre o estabelecimento de usinas híbridas e/ou associadas, ANEEL, junho de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Nota Técnica nº 133/2019-SRG-SCG-SRD/ANEEL – Tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e/ou associadas, ANEEL, dezembro, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Nota técnica nº 079/2020-SRG-SRT-SCG/ANEEL - Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios para a Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a minuta de ato normativo acerca do tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas, ANEEL, julho de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL - Adequações regulatórias para implantação de usinas híbridas - Aprimoramento da regulação relacionada à contratação de acesso de múltiplas centrais geradoras, ANEEL, julho de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Nota técnica nº 048/2021-SRG-SRT-SCG-SGT/ANEEL - Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública n. 061/2020 e proposta de abertura de segunda fase da Consulta Pública com vistas ao tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas, ANEEL, maio de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Resolução Normativa no 876, de 10 de março de 2020. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários a obtenção de outorga de autorização para exploração e a alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e a comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Diário Oficial da União, [S. l.: s. n.].p. 123. Disponível em <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-n-876-de-10-de-marco-de-2020-247799577>>. Acesso em: 02 nov. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. Consideradas um salto de inovação, usinas híbridas são regulamentadas pela ANEEL. Disponível em < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/consideradas-um-salto-de-inovacao-usinas-hibridas-sao-regulamentadas-pela-

aneel/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-

2%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3>. Acesso em: 02 dez. 2021.

ALTENERGYMAG. A World Premiere - The First Hybrid FPV and Hydroelectric Dam Power Plant System. 2017. Disponível em: <<http://www.altenergymag.com/article/2017/02/aworld-premiere--the-first-hybrid-fpv-and-hydroelectric-dam-power-plant-system/25693>>. Acesso em: 24 out. 2021.

AHLERT, Vanessa Sette Campos. Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas - Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira, Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 16 nov 2021.

Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020 / Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, EPE, 2021.

BELUCO, A. Bases para uma Metodologia de Dimensionamento de Aproveitamentos Híbridos Baseados em Energias Hidrelétricas e Fotovoltaica, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001.

BNDES Finem - Geração de energia, taxa de juros. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>. Acesso em: 06 dez. 2021.

BOYD, John. Japan Building World's Largest Floating Solar Power Plant - Floating plants are eco-friendly, space efficient, and require no civil engineering. IEEE Spectrum, janeiro de 2016. Disponível em < <https://spectrum.ieee.org/japan-building-worlds-largest-floating-solar-power-plant>>. Acesso em: 10 out 2021.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Cidade Universitária, Rio de Janeiro, 2017.

Elisa Bastos, Gustavo Pires da Ponte, Kátia Monnerat e Marcelo Prais, Webinar Hibridização de fontes de energia, FGV Energia. Publicado em 27/01/2021. Disponível em < <https://youtu.be/2cerme2H5Os>>. Acesso em: 10 nov. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-fotovoltaicas. EPE, Rio de Janeiro, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. USINAS HÍBRIDAS: Uma Análise Qualitativa de Temas Regulatórios e Comerciais Relevantes ao Planejamento. EPE, Rio de Janeiro, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Workshop "Usinas Híbridas no SIN". Publicado em 16/05/2019. Disponível em <<http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin->>. Acesso em: 10 nov. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético. EPE, Rio de Janeiro, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Expansão da Geração Solar fotovoltaica flutuante, Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento. EPE, Rio de Janeiro, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Cálculo de Garantia Física para fins de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre – Usinas Fotovoltaicas Coremas IV, V, VI, VII e VIII. EPE, Rio de Janeiro, 2021.

FGV Energia, Informe Energia Elétrica, janeiro de 2021.

KARASAWA, William Kazumasa. Análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto de geração de energia fotovoltaica. Trabalho de graduação, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

MINAMINO, S. Floating Solar Plants: Niche Rising to the Surface? Solarplaza, 11 nov. 2016. Disponível em: <<https://www.solarplaza.com/channels/top-10s/11634/floating-solarplants-niche-rising-surface>>. Acesso em: 24 out. 2021.

MONTENEGRO, Sueli. UHEs geraram em agosto menos da metade da energia sazonalizada. Canal Energia, Brasília. Disponível em:<<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53185505/uhe-geraram-em-agosto-menos-da-metade-da-energia-sazonalizada>>. Acesso em: 24 nov. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO [ONS]. Histórico da operação, Energia Armazenada. Disponível em:< http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: 06 nov 2021.

PINHO, João Tavares [et al.]. Sistemas híbridos, Soluções Energéticas para a Amazônia. Ministério de Minas e Energia, Brasília :, 2008.

PINTIOKINA, Fernando Flores Medina. Análise do desempenho energético de uma usina fotovoltaica flutuante. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia, São Paulo, 2017.

RIZÉRIO, Lara. Crise hídrica se intensifica e governo anuncia novas medidas: quais os impactos para as ações e para a inflação? Infomoney, setembro de 2021. Disponível em: < <https://www.infomoney.com.br/mercados/crise-hidrica-se-intensifica-e-governo-anuncia-novas-medidas-quais-os-impactos-para-as-acoes-e-para-a-inflacao/>>. Acesso em: 02 set. 2021.

SANT'ANA, Jéssica. Crise hídrica: comitê vê 'relevante piora' e recomenda mais medidas para preservar hidrelétricas. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2021/08/24/crise-hidrica-comite-ve-relevante-piora-e-recomenda-mais-medidas-para-preservar-hidreletricas.ghml>>. Acesso em: 28 set. 2021.

SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS DO SETOR ELÉTRICO [SIGEL]. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/Down/>>. Acesso em: 25 out. 2021.

SILVA, Luciano José da. Proposta de inserção de usinas hidrelétricas reversíveis como mecanismo de armazenamento no setor elétrico brasileiro. Tese de Doutorado em Ciências, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

SIMÕES MOREIRA, José Roberto. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética / Alberto Hernandez Neto [et al.]; organização José Roberto Simões Moreira – 1.ed – Rio de Janeiro: LTC, p.228-231, 2019.

SOLARPLAZA. Top 70 Floating Solar PV Plants. Disponível em <<https://sam-northamerica.solarplaza.com/download-floating-plants-overview>>. Acesso em 24 out. 2021.

STRANGUETO, Karina Maretti. Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas. Tese de Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SUMITOMO MITSUI CONSTRUCTION. Float System for Solar Power Generation. Disponível em <<http://pv-float.com/english/#equipment-space>>. Acesso em: 17 out. 2021.

VELLOSO, Maria Francisca Azeredo. Possibilidade de geração híbrida hidro-solar na bacia do São Francisco. Tese de Doutorado em Ciência do Sistema Terrestre. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2017.

World Bank Group, ESMAP and SERIS. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. Washington, DC: World Bank, 2019.

APÊNDICES

APÊNDICE I

Resultados do Leilão 08/2014 (LER) – Suprimento em 1º de outubro de 2017

Empreendimentos de geração solar fotovoltaica

SEQ.	TIPO	Usina	Pot. (MW)	GF (MWmédio)	Preço (R\$/MW)	Loc.	Invest. Previsto (R\$)	Empresa / Consórcio	Valor investimento R\$ / MW	Valor investimento R\$ / KW
1	UFV	UFV Coremas I	30,000	6,9	R\$ 219,78	PB	125.372.000,00	SPE CESP Coremas I Ltda	R\$ 4.179,07	R\$ 4,18
2	UFV	UFV Dracena 1	30,000	5,9	R\$ 217,75	SP	128.320.000,00	Consórcio Dracenas: Solatio Gestao de Projetos Solares Ltda. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.277,33	R\$ 4,28
3	UFV	UFV Dracena 2	30,000	5,9	R\$ 217,75	SP	128.320.000,00	Consórcio Dracenas: Solatio Gestao de Projetos Solares Ltda. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.277,33	R\$ 4,28
4	UFV	UFV Dracena 3	30,000	5,9	R\$ 217,75	SP	128.265.000,00	Consórcio Dracenas: Solatio Gestao de Projetos Solares Ltda. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.275,50	R\$ 4,28
5	UFV	UFV Dracena 4	30,000	5,9	R\$ 217,75	SP	128.320.000,00	Consórcio Dracenas: Solatio Gestao de Projetos Solares Ltda. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.277,33	R\$ 4,28

6	UFV	UFV Ituverava 1	30,000	8,4	R\$ 214,83	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
7	UFV	UFV Ituverava 2	30,000	8,4	R\$ 214,84	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
8	UFV	UFV Ituverava 3	30,000	8,4	R\$ 214,85	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
9	UFV	UFV Ituverava 4	30,000	8,4	R\$ 214,86	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
10	UFV	UFV Ituverava 5	30,000	8,4	R\$ 214,87	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
11	UFV	UFV Ituverava 6	30,000	8,4	R\$ 214,88	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
12	UFV	UFV Ituverava 7	30,000	8,4	R\$ 214,89	BA	156.636.000,00	Consórcio EGP-Bondia: Bondia Energia Ltda. (0,01%) Enel Brasil Participações Ltda.(99,99% - Líder)	R\$ 5.221,20	R\$ 5,22
13	UFV	UFV FCR III Itapuranga	10,000	1,8	R\$ 220,00	GO	52.910.000,00	FCR VII Usina de Energia Fotovoltaica Ltda.	R\$ 5.291,00	R\$ 5,29
14	UFV	UFV FRV Banabuiú	30,000	7,3	R\$ 200,84	CE	140.050.000,00	Fotowatio do Brasil Projetos de Energia Renováveis III Ltda.	R\$ 4.668,33	R\$ 4,67
15	UFV	UFV FRV Massapê	30,000	7,1	R\$ 200,82	CE	139.490.000,00	Fotowatio do Brasil Projetos de Energia Renováveis Ltda.	R\$ 4.649,67	R\$ 4,65

16	UFV	UFV Guaimbe 1	30,000	5,9	R\$ 215,95	SP	127.818.000,00	Consórcio Guaimbé: Solatio Gestao de Projetos Solares LTDA.. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.260,60	R\$ 4,26
17	UFV	UFV Guaimbe 2	30,000	5,9	R\$ 215,95	SP	127.818.000,00	Consórcio Guaimbé: Solatio Gestao de Projetos Solares LTDA.. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.260,60	R\$ 4,26
18	UFV	UFV Guaimbe 3	30,000	5,9	R\$ 220,80	SP	127.818.000,00	Consórcio Guaimbé: Solatio Gestao de Projetos Solares LTDA.. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.260,60	R\$ 4,26
19	UFV	UFV Guaimbe 4	30,000	5,9	R\$ 220,80	SP	127.533.000,00	Consórcio Guaimbé: Solatio Gestao de Projetos Solares LTDA.. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.251,10	R\$ 4,25
20	UFV	UFV Guaimbe 5	30,000	5,9	R\$ 220,80	SP	127.206.000,00	Consórcio Guaimbé: Solatio Gestao de Projetos Solares LTDA.. (0,01%) Lintran do Brasil Participações S.A. (99,99% - Líder)	R\$ 4.240,20	R\$ 4,24
21	UFV	UFV Inharé I	30,000	7,7	R\$ 218,70	RN	133.279.000,00	Consórcio Inharé: Inharé Projetos para Energia Solar Ltda. (0,01%) Construtora A. Gaspar S/A (99,99% - Líder)	R\$ 4.442,63	R\$ 4,44
22	UFV	UFV Solar Caetité 1	29,970	6,6	R\$ 207,52	BA	140.007.000,00	Rio Energy EOL IV Geração e Comercialização de Energia Ltda.	R\$ 4.671,57	R\$ 4,67
23	UFV	UFV Solar Caetité 2	29,970	6,6	R\$ 207,52	BA	140.007.000,00	Rio Energy EOL IV Geração e Comercialização de Energia Ltda.	R\$ 4.671,57	R\$ 4,67
24	UFV	UFV Solar Caetité 3	29,970	6,6	R\$ 207,52	BA	140.007.000,00	Rio Energy EOL IV Geração e Comercialização de Energia Ltda.	R\$ 4.671,57	R\$ 4,67

25	UFV	UFV Caetité I	29,750	6,5	R\$ 220,30	BA	148.950.000,00	Renova Energia S.A.	R\$ 5.006,72	R\$ 5,01
26	UFV	UFV Caetité II	29,750	6,5	R\$ 220,30	BA	148.950.000,00	Renova Energia S.A.	R\$ 5.006,72	R\$ 5,01
27	UFV	UFV Caetité IV	29,750	6,5	R\$ 220,30	BA	148.950.000,00	Renova Energia S.A.	R\$ 5.006,72	R\$ 5,01
28	UFV	UFV Caetité V	10,500	2,3	R\$ 220,30	BA	53.425.000,00	Renova Energia S.A.	R\$ 5.088,10	R\$ 5,09
29	UFV	UFV Vazante 1	30,000	6,0	R\$ 216,12	MG	128.320.000,00	Consórcio Vazante 1: Sevilha Serviços Administrativos Ltda. (0,01%) Canadian Solar Inc. (99,99% - Líder)	R\$ 4.277,33	R\$ 4,28
30	UFV	UFV Vazante 2	30,000	6,0	R\$ 216,12	MG	128.320.000,00	Consórcio Vazante 2: Salgueiro Serviços Administrativos Ltda. (0,01%) Canadian Solar Inc. (99,99% - Líder)	R\$ 4.277,33	R\$ 4,28
31	UFV	UFV Vazante 3	30,000	6,0	R\$ 216,12	MG	128.320.000,00	Consórcio Vazante 3: Minas Serviços Administrativos Ltda. (0,01%) Canadian Solar Inc. (99,99% - Líder)	R\$ 4.277,33	R\$ 4,28
				MÉDIA	R\$ 215,53			MÉDIA	R\$ 4.681,12	R\$ 4,68

APÊNDICE II

Projeção do fluxo de caixa – Cenário base

Fluxo de Caixa Livre	Ano 1 2015	Ano 2 2016	Ano 3 2017	Ano 4 2018	Ano 5 2019	Ano 6 2020	Ano 7 2021	Ano 8 2022	Ano 9 2023	Ano 10 2024	Ano 11 2025	Ano 12 2026
Investimento capital próprio	-51.357.000											
Financiamento (BNDES)	0											
Geração de energia												
Geração anual (MWh)	7.357	7.317	7.239	7.181	7.122	7.081	7.004	6.945	6.886	6.845	6.769	6.710
Receita bruta	1.585.700	1.636.084	1.679.547	1.728.364	1.778.479	1.834.500	1.882.723	1.936.911	1.992.515	2.054.692	2.108.093	2.168.128
(-) PIS + COFINS	-57.878	-59.717	-61.303	-63.085	-64.914	-66.959	-68.719	-70.697	-72.727	-74.996	-76.945	-79.137
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	1.527.822	1.576.367	1.618.244	1.665.278	1.713.564	1.767.540	1.814.004	1.866.214	1.919.788	1.979.696	2.031.148	2.088.991
(-) Despesas operacionais	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-965.512	-965.512
(-) O&M	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-246.514	-246.514
(=) LAJIDA	710.218	758.764	800.640	847.675	895.961	949.937	996.401	1.048.610	1.102.185	1.162.093	1.065.636	1.123.480
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-1.344.062	-1.295.516	-1.253.640	-1.206.605	-1.158.319	-1.104.343	-1.057.879	-1.005.670	-952.095	-892.187	-988.644	-930.800
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-456.981	-440.476	-426.237	-410.246	-393.828	-375.477	-359.679	-341.928	-323.712	-303.344	-336.139	-316.472
(=) Lucro líquido	-1.801.043	-1.735.992	-1.679.877	-1.616.851	-1.552.147	-1.479.820	-1.417.558	-1.347.597	-1.275.807	-1.195.531	-1.324.782	-1.247.272
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	-51.103.763	318.288	374.403	437.429	502.133	574.460	636.722	706.683	778.473	858.749	729.498	807.008
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	-51.103.763	-50.785.475	-50.411.072	-49.973.642	-49.471.510	-48.897.049	-48.260.328	-47.553.645	-46.775.173	-45.916.424	-45.186.926	-44.379.918

Fluxo de Caixa Livre	Ano 13 2027	Ano 14 2028	Ano 15 2029	Ano 16 2030	Ano 17 2031	Ano 18 2032	Ano 19 2033	Ano 20 2034	Ano 21 2035	Ano 22 2036	Ano 23 2037	Ano 24 2038	Ano 25 2039
Investimento capital próprio													
Financiamento (BNDES)													
Geração de energia													
Geração anual (MWh)	6.651	6.609	6.533	6.474	6.415	6.373	6.298	6.239	6.180	6.137	6.062	6.003	5.945
Receita bruta	2.229.701	2.298.578	2.357.585	2.423.959	2.491.995	2.568.132	2.633.180	2.706.393	2.781.393	2.865.361	2.936.882	3.017.432	3.099.894
(-) PIS + COFINS	-81.384	-83.898	-86.052	-88.474	-90.958	-93.737	-96.111	-98.783	-101.521	-104.586	-107.196	-110.136	-113.146
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	2.148.317	2.214.680	2.271.533	2.335.484	2.401.037	2.474.396	2.537.069	2.607.609	2.679.872	2.760.776	2.829.686	2.907.296	2.986.748
(-) Despesas operacionais	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512
(-) O&M	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514
(=) LAJIDA	1.182.805	1.249.168	1.306.022	1.369.973	1.435.525	1.508.884	1.571.558	1.642.098	1.714.360	1.795.264	1.864.174	1.941.784	2.021.236
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-871.475	-805.112	-748.258	-684.307	-618.755	-545.396	-482.722	-412.182	-339.920	-259.016	-190.106	-112.496	-33.044
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-296.301	-273.738	-254.408	-232.665	-210.377	-185.435	-164.126	-140.142	-115.573	-88.065	-64.636	-38.248	-11.235
(=) Lucro líquido	-1.167.776	-1.078.850	-1.002.666	-916.972	-829.131	-730.831	-646.848	-552.324	-455.492	-347.081	-254.742	-150.744	-44.279
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	886.504	975.430	1.051.614	1.137.308	1.225.149	1.323.449	1.407.432	1.501.956	1.598.788	1.707.199	1.799.538	1.903.536	2.010.001
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	-43.493.414	-42.517.984	-41.466.370	-40.329.062	-39.103.913	-37.780.464	-36.373.031	-34.871.076	-33.272.288	-31.565.089	-29.765.551	-27.862.015	-25.852.013

APÊNDICE III

Projeção do fluxo de caixa – Cenário 1

Fluxo de Caixa Livre	Ano 1 2015	Ano 2 2016	Ano 3 2017	Ano 4 2018	Ano 5 2019	Ano 6 2020	Ano 7 2021	Ano 8 2022	Ano 9 2023	Ano 10 2024	Ano 11 2025	Ano 12 2026
Investimento capital próprio	-10.271.400											
Financiamento (BNDES)	41.085.600											
Geração de energia												
Geração anual (MWh)	7.357	7.317	7.239	7.181	7.122	7.081	7.004	6.945	6.886	6.845	6.769	6.710
Receita bruta	1.585.700	1.636.084	1.679.547	1.728.364	1.778.479	1.834.500	1.882.723	1.936.911	1.992.515	2.054.692	2.108.093	2.168.128
(-) PIS + COFINS	-57.878	-59.717	-61.303	-63.085	-64.914	-66.959	-68.719	-70.697	-72.727	-74.996	-76.945	-79.137
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	1.527.822	1.576.367	1.618.244	1.665.278	1.713.564	1.767.540	1.814.004	1.866.214	1.919.788	1.979.696	2.031.148	2.088.991
(-) Despesas operacionais	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-817.603	-965.512	-965.512
(-) O&M	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-98.605	-246.514	-246.514
(=) LAJIDA	710.218	758.764	800.640	847.675	895.961	949.937	996.401	1.048.610	1.102.185	1.162.093	1.065.636	1.123.480
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-1.344.062	-1.295.516	-1.253.640	-1.206.605	-1.158.319	-1.104.343	-1.057.879	-1.005.670	-952.095	-892.187	-988.644	-930.800
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-456.981	-440.476	-426.237	-410.246	-393.828	-375.477	-359.679	-341.928	-323.712	-303.344	-336.139	-316.472
(=) Lucro líquido	-1.801.043	-1.735.992	-1.679.877	-1.616.851	-1.552.147	-1.479.820	-1.417.558	-1.347.597	-1.275.807	-1.195.531	-1.324.782	-1.247.272
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	0	-4.920.331	-5.104.844	-5.296.275	-5.494.886	-5.700.944	-5.914.729	-6.136.532	-6.366.651	-6.605.401	-
(-) Juros	-	-1.590.699	-1.604.948	-1.456.211	-1.332.817	-1.199.734	-1.028.924	-857.470	-664.524	-454.039	-241.334	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	31.067.437	-1.272.411	-6.150.876	-6.123.625	-6.126.960	-6.120.159	-6.093.146	-6.065.517	-6.022.583	-5.961.941	-6.117.237	807.008
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	31.067.437	29.795.026	23.644.150	17.520.524	11.393.565	5.273.406	-819.740	-6.885.257	-12.907.840	-18.869.781	-24.987.018	-24.180.011

Fluxo de Caixa Livre	Ano 13 2027	Ano 14 2028	Ano 15 2029	Ano 16 2030	Ano 17 2031	Ano 18 2032	Ano 19 2033	Ano 20 2034	Ano 21 2035	Ano 22 2036	Ano 23 2037	Ano 24 2038	Ano 25 2039
Investimento capital próprio													
Financiamento (BNDES)													
Geração de energia													
Geração anual (MWh)	6.651	6.609	6.533	6.474	6.415	6.373	6.298	6.239	6.180	6.137	6.062	6.003	5.945
Receita bruta	2.229.701	2.298.578	2.357.585	2.423.959	2.491.995	2.568.132	2.633.180	2.706.393	2.781.393	2.865.361	2.936.882	3.017.432	3.099.894
(-) PIS + COFINS	-81.384	-83.898	-86.052	-88.474	-90.958	-93.737	-96.111	-98.783	-101.521	-104.586	-107.196	-110.136	-113.146
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	2.148.317	2.214.680	2.271.533	2.335.484	2.401.037	2.474.396	2.537.069	2.607.609	2.679.872	2.760.776	2.829.686	2.907.296	2.986.748
(-) Despesas operacionais	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512	-965.512
(-) O&M	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570	-513.570
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514	-246.514
(=) LAJIDA	1.182.805	1.249.168	1.306.022	1.369.973	1.435.525	1.508.884	1.571.558	1.642.098	1.714.360	1.795.264	1.864.174	1.941.784	2.021.236
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-871.475	-805.112	-748.258	-684.307	-618.755	-545.396	-482.722	-412.182	-339.920	-259.016	-190.106	-112.496	-33.044
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-296.301	-273.738	-254.408	-232.665	-210.377	-185.435	-164.126	-140.142	-115.573	-88.065	-64.636	-38.248	-11.235
(=) Lucro líquido	-1.167.776	-1.078.850	-1.002.666	-916.972	-829.131	-730.831	-646.848	-552.324	-455.492	-347.081	-254.742	-150.744	-44.279
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	886.504	975.430	1.051.614	1.137.308	1.225.149	1.323.449	1.407.432	1.501.956	1.598.788	1.707.199	1.799.538	1.903.536	2.010.001
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	-23.293.507	-22.318.076	-21.266.462	-20.129.154	-18.904.005	-17.580.556	-16.173.124	-14.671.168	-13.072.380	-11.365.181	-9.565.643	-7.662.107	-5.652.106

APÊNDICE IV

Projeção do fluxo de caixa – Cenário 2

Fluxo de Caixa Livre	Ano 1 2015	Ano 2 2016	Ano 3 2017	Ano 4 2018	Ano 5 2019	Ano 6 2020	Ano 7 2021	Ano 8 2022	Ano 9 2023	Ano 10 2024	Ano 11 2025	Ano 12 2026
Investimento capital próprio	-10.271.400											
Financiamento (BNDES)	41.085.600											
Geração de energia												
Geração anual (MWh)	7.357	7.317	7.239	7.181	7.122	7.081	7.004	6.945	6.886	6.845	6.769	6.710
Receita bruta	1.585.700	1.636.084	1.679.547	1.728.364	1.778.479	1.834.500	1.882.723	1.936.911	1.992.515	2.054.692	2.108.093	2.168.128
(-) PIS + COFINS	-57.878	-59.717	-61.303	-63.085	-64.914	-66.959	-68.719	-70.697	-72.727	-74.996	-76.945	-79.137
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	1.527.822	1.576.367	1.618.244	1.665.278	1.713.564	1.767.540	1.814.004	1.866.214	1.919.788	1.979.696	2.031.148	2.088.991
(-) Despesas operacionais	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213
(-) O&M	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LAJIDA	1.065.609	1.114.154	1.156.031	1.203.065	1.251.351	1.305.327	1.351.791	1.404.001	1.457.575	1.517.483	1.568.935	1.626.778
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-988.671	-940.126	-898.249	-851.215	-802.929	-748.953	-702.489	-650.279	-596.705	-536.797	-485.345	-427.502
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-336.148	-319.643	-305.405	-289.413	-272.996	-254.644	-238.846	-221.095	-202.880	-182.511	-165.017	-145.351
(=) Lucro líquido	-1.324.820	-1.259.769	-1.203.654	-1.140.628	-1.075.924	-1.003.596	-941.335	-871.374	-799.584	-719.308	-650.362	-572.852
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	0	-4.920.331	-5.104.844	-5.296.275	-5.494.886	-5.700.944	-5.914.729	-6.136.532	-6.366.651	-6.605.401	-
(-) Juros	-	-1.590.699	-1.604.948	-1.456.211	-1.332.817	-1.199.734	-1.028.924	-857.470	-664.524	-454.039	-241.334	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	31.543.660	-796.188	-5.674.653	-5.647.402	-5.650.736	-5.643.936	-5.616.923	-5.589.293	-5.546.360	-5.485.718	-5.442.817	1.481.428
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	31.543.660	30.747.472	25.072.819	19.425.417	13.774.681	8.130.745	2.513.822	-3.075.471	-8.621.831	-14.107.549	-19.550.366	-18.068.938

Fluxo de Caixa Livre	Ano 13 2027	Ano 14 2028	Ano 15 2029	Ano 16 2030	Ano 17 2031	Ano 18 2032	Ano 19 2033	Ano 20 2034	Ano 21 2035	Ano 22 2036	Ano 23 2037	Ano 24 2038	Ano 25 2039
Investimento capital próprio													
Financiamento (BNDES)													
Geração de energia													
Geração anual (MWh)	6.651	6.609	6.533	6.474	6.415	6.373	6.298	6.239	6.180	6.137	6.062	6.003	5.945
Receita bruta	2.229.701	2.298.578	2.357.585	2.423.959	2.491.995	2.568.132	2.633.180	2.706.393	2.781.393	2.865.361	2.936.882	3.017.432	3.099.894
(-) PIS + COFINS	-81.384	-83.898	-86.052	-88.474	-90.958	-93.737	-96.111	-98.783	-101.521	-104.586	-107.196	-110.136	-113.146
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	2.148.317	2.214.680	2.271.533	2.335.484	2.401.037	2.474.396	2.537.069	2.607.609	2.679.872	2.760.776	2.829.686	2.907.296	2.986.748
(-) Despesas operacionais	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213	-462.213
(-) O&M	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785	-256.785
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LAJIDA	1.686.104	1.752.467	1.809.320	1.873.271	1.938.824	2.012.183	2.074.856	2.145.396	2.217.659	2.298.563	2.367.473	2.445.083	2.524.535
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-368.176	-301.813	-244.960	-181.009	-115.456	-42.097	20.576	91.116	163.379	244.283	313.193	390.803	470.255
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-125.180	-102.616	-83.286	-61.543	-39.255	-14.313	6.996	30.980	55.549	83.056	106.486	132.873	159.887
(=) Lucro líquido	-493.356	-404.429	-328.246	-242.552	-154.711	-56.410	27.572	122.096	218.928	327.339	419.678	523.676	630.142
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	1.560.924	1.649.851	1.726.034	1.811.728	1.899.569	1.997.870	2.081.852	2.176.376	2.273.208	2.381.619	2.473.958	2.577.956	2.684.422
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	-16.508.014	-14.858.164	-13.132.130	-11.320.401	-9.420.833	-7.422.963	-5.341.111	-3.164.735	-891.527	1.490.092	3.964.050	6.542.006	9.226.428

APÊNDICE V

Projeção do fluxo de caixa – Cenário 3

Fluxo de Caixa Livre	Ano 1 2015	Ano 2 2016	Ano 3 2017	Ano 4 2018	Ano 5 2019	Ano 6 2020	Ano 7 2021	Ano 8 2022	Ano 9 2023	Ano 10 2024	Ano 11 2025	Ano 12 2026
Investimento capital próprio	-10.271.400											
Financiamento (BNDES)	41.085.600											
Geração de energia												
Geração anual (MWh)	7.357	7.317	7.239	7.181	7.122	7.081	7.004	6.945	6.886	6.845	6.769	6.710
Receita bruta	1.585.700	1.636.084	1.679.547	1.728.364	1.778.479	1.834.500	1.882.723	1.936.911	1.992.515	2.054.692	2.108.093	2.168.128
(-) PIS + COFINS	-57.878	-59.717	-61.303	-63.085	-64.914	-66.959	-68.719	-70.697	-72.727	-74.996	-76.945	-79.137
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	1.527.822	1.576.367	1.618.244	1.665.278	1.713.564	1.767.540	1.814.004	1.866.214	1.919.788	1.979.696	2.031.148	2.088.991
(-) Despesas operacionais	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) O&M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LAJIDA	1.322.394	1.370.939	1.412.816	1.459.850	1.508.136	1.562.112	1.608.576	1.660.786	1.714.360	1.774.268	1.825.720	1.883.563
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-731.886	-683.341	-641.464	-594.430	-546.144	-492.168	-445.704	-393.494	-339.920	-280.012	-228.560	-170.717
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-248.841	-232.336	-218.098	-202.106	-185.689	-167.337	-151.539	-133.788	-115.573	-95.204	-77.710	-58.044
(=) Lucro líquido	-980.728	-915.677	-859.562	-796.536	-731.832	-659.504	-597.243	-527.282	-455.492	-375.216	-306.270	-228.760
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	0	-4.920.331	-5.104.844	-5.296.275	-5.494.886	-5.700.944	-5.914.729	-6.136.532	-6.366.651	-6.605.401	-
(-) Juros	-	-1.590.699	-1.604.948	-1.456.211	-1.332.817	-1.199.734	-1.028.924	-857.470	-664.524	-454.039	-241.334	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	31.887.752	-452.096	-5.330.561	-5.303.310	-5.306.644	-5.299.844	-5.272.831	-5.245.201	-5.202.268	-5.141.626	-5.098.725	1.825.520
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	31.887.752	31.435.656	26.105.095	20.801.785	15.495.140	10.195.296	4.922.465	-322.736	-5.525.004	-10.666.630	-15.765.355	-13.939.836

Fluxo de Caixa Livre	Ano 13 2027	Ano 14 2028	Ano 15 2029	Ano 16 2030	Ano 17 2031	Ano 18 2032	Ano 19 2033	Ano 20 2034	Ano 21 2035	Ano 22 2036	Ano 23 2037	Ano 24 2038	Ano 25 2039
Investimento capital próprio													
Financiamento (BNDES)													
Geração de energia													
Geração anual (MWh)	6.651	6.609	6.533	6.474	6.415	6.373	6.298	6.239	6.180	6.137	6.062	6.003	5.945
Receita bruta	2.229.701	2.298.578	2.357.585	2.423.959	2.491.995	2.568.132	2.633.180	2.706.393	2.781.393	2.865.361	2.936.882	3.017.432	3.099.894
(-) PIS + COFINS	-81.384	-83.898	-86.052	-88.474	-90.958	-93.737	-96.111	-98.783	-101.521	-104.586	-107.196	-110.136	-113.146
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	2.148.317	2.214.680	2.271.533	2.335.484	2.401.037	2.474.396	2.537.069	2.607.609	2.679.872	2.760.776	2.829.686	2.907.296	2.986.748
(-) Despesas operacionais	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) O&M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Seguro Operacional	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428	-205.428
(-) TUST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LAJIDA	1.942.889	2.009.252	2.066.105	2.130.056	2.195.609	2.268.968	2.331.641	2.402.181	2.474.444	2.555.348	2.624.258	2.701.868	2.781.320
(-) Depreciação	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280	-2.054.280
(=) Lucro Operacional Antes dos Impostos - LAIR	-111.391	-45.028	11.825	75.776	141.329	214.688	277.361	347.901	420.164	501.068	569.978	647.588	727.040
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social - LAIR	-37.873	-15.310	4.021	25.764	48.052	72.994	94.303	118.286	142.856	170.363	193.792	220.180	247.194
(=) Lucro líquido	-149.264	-60.338	15.846	101.540	189.381	287.681	371.664	466.188	563.020	671.431	763.770	867.768	974.233
(+) Depreciação	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280	2.054.280
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	1.905.016	1.993.942	2.070.126	2.155.820	2.243.661	2.341.961	2.425.944	2.520.468	2.617.300	2.725.711	2.818.050	2.922.048	3.028.513
(=) Fluxo de Caixa Livre acumulado	-12.034.820	-10.040.877	-7.970.751	-5.814.931	-3.571.270	-1.229.309	1.196.635	3.717.103	6.334.403	9.060.114	11.878.164	14.800.212	17.828.725