

ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA HÍBRIDO UFV/BESS PARA VENDA DE COTAS DE ENERGIA NO CONTEXTO DA GERAÇÃO COMPARTILHADA

Nome completo da autora do texto: Karen Marcelly de Souza Zampieri¹
Orientador: Dr. Oderson Panosso²

Resumo: A energia solar fotovoltaica destaca-se como uma fonte limpa, renovável e de baixo impacto ambiental, entretanto, sua intermitência limita a continuidade e a previsibilidade da geração elétrica. Nesse cenário, os sistemas de armazenamento em baterias (*Battery Energy Storage System* – BESS) emergem como uma solução ao permitir o armazenamento do excedente produzido e sua posterior utilização, contribuindo para a estabilidade do fornecimento e reduzindo perdas associadas ao *curtailment*. Contudo, os elevados custos ainda representam um entrave à expansão dessa tecnologia no Brasil, apesar da tendência contínua de redução de seus preços. Diante desse contexto, o objetivo deste estudo foi analisar a viabilidade financeira da implementação de um sistema híbrido UFV/BESS para a venda de cotas de energia no modelo de geração compartilhada. A metodologia consistiu em um estudo de caso de uma usina fotovoltaica de 2,5 MW, conduzido por meio de uma abordagem quantitativa de caráter descritivo. A avaliação financeira baseou-se nos principais indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), *Payback* Descontado e *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Os resultados indicam que o sistema híbrido UFV/BESS é financeiramente viável, evidenciado por uma TIR de 21,00%, *Payback* descontado de 7 anos e 9 meses, VPL de R\$ 6.374.832,49 em 20 anos de operação e LCOE de R\$ 538,89/MWh, demonstrando a atratividade do investimento.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; BESS; Viabilidade econômico-financeira.

1. Introdução

A demanda global por energia elétrica tende a manter ritmo de crescimento acelerado nos próximos anos. De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), apenas em 2024 a demanda mundial por eletricidade registrou elevação de 4,3% em relação a 2023 (taxa superior à média de 2,6% observada entre 2010 e 2023) impulsionada, sobretudo, por ondas de calor extremas, eletrificação crescente e aumento da digitalização (IEA, 2024). Tal cenário reforça a necessidade de ampliar e diversificar métodos de geração de energia limpos e renováveis, com baixo impacto ambiental, como é o caso da energia solar fotovoltaica (Rana *et al.*, 2022).

A energia solar fotovoltaica, cuja geração ocorre por meio de usinas fotovoltaicas (UFVs), consolidou-se como uma das principais alternativas para a transição energética global. Em 2024, a capacidade instalada mundial, definida como a quantidade máxima de energia elétrica que um sistema é capaz de gerar, cresceu cerca de 550 GW (*gigawatt*), aumentando a

¹ Pós-Graduando do curso de Especialização em Gestão e Inovação do IFRS Câmpus Farroupilha. karen.silva@aluno.farroupilha.ifrs.edu.br.

² Dr. em Contabilidade e Docente do curso de Especialização em Gestão e Inovação do IFRS Câmpus Farroupilha. oderson.panosso@farroupilha.ifrs.edu.br.

geração em 480 TWh (*terawatt-hora*), o maior avanço entre fontes renováveis, superando amplamente o ano anterior. No Brasil, a capacidade instalada avançou 16,5 GW no mesmo período (IEA, 2024).

Entretanto, essa fonte de energia apresenta caráter intermitente, ou seja, sua produção depende do clima e da radiação, sendo nula durante a noite e reduzida em dias nublados (Haas, 2024). Entre as diversas tecnologias de armazenamento de energia capazes de mitigar esse problema, destaca-se o sistema de armazenamento por baterias, conhecido como BESS (*Battery Energy Storage System*), especialmente quando baseado em células de íon-lítio, por se tratar de uma solução já considerada madura e em fase de ampla comercialização, conforme apontado por Kebede *et al.* (2022) e Zhao *et al.* (2023).

A integração de um BESS a uma UFV em configuração conectada à rede de distribuição de energia (*on-grid*), possibilita o aproveitamento da energia excedente gerada, evitando perdas quando a produção ultrapassa o limite permitido para injeção na rede, especialmente em casos de *curtailment*, quando as UFVs precisam reduzir ou interromper temporariamente a geração por orientação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nesses cenários, o BESS armazena o excedente para posterior injeção, contribuindo para reduzir a intermitência e aumentar a rentabilidade do empreendimento (Oliveira, 2024; Queiroz, 2025).

Dessa forma, o BESS configura-se como uma tecnologia promissora para UFVs enquadradas como Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), regulamentadas pela Lei nº 14.300/2022, que estabelece regras e incentivos específicos. Entre as disposições dessa lei, destaca-se o mecanismo de compensação de energia elétrica, no qual a energia injetada na rede gera créditos a serem abatidos na fatura do consumidor, além de permitir a modalidade de geração compartilhada, que possibilita a participação de outros usuários em uma mesma usina fotovoltaica, com divisão proporcional desses créditos (Brasil, 2022a).

No que tange ao investimento em um sistema BESS, embora os custos das baterias de íon-lítio estejam em constante declínio, resultando na redução do preço do sistema completo, o investimento necessário para a aquisição e instalação de um conjunto com capacidade de 3 MWh (*megawatt-hora*) pode atingir até R\$ 2.000,00/kWh (*quilowatt-hora*), sendo que 70,80% do valor final correspondem a impostos e tributos, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035 (EPE, 2025).

Considerando o exposto no âmbito da geração, armazenamento e distribuição de energia no contexto da Micro e Minigeração Distribuída, observa-se uma lacuna quanto à compreensão da viabilidade financeira desse tipo de operação. Esse investimento tende a elevar o risco financeiro, aumentando o custo do capital próprio, à medida que o investidor passa a exigir um

retorno mais elevado para compensar os riscos adicionais inerentes ao negócio (Assaf Neto, 2005).

Assim, o problema de pesquisa é: qual é a viabilidade financeira da implantação de um sistema híbrido UFV/BESS por meio da comercialização de cotas de energia? Dessa forma, o presente artigo tem como objetivo analisar a viabilidade financeira da implantação de um sistema híbrido UFV/BESS por meio da comercialização de cotas de energia.

Conforme Oliveira (2024) e Mutyaba (2025), o BESS configura-se como uma solução essencial para a transição da matriz energética brasileira, ao viabilizar uma maior inserção de fontes de menor impacto ambiental, como é a solar fotovoltaica. Projetos híbridos formados por UFVs e BESS deixaram de ser iniciativas experimentais e passaram a constituir pilares das estratégias de transição energética. Assim, UFVs preparadas para armazenamento deixaram de ser uma alternativa secundária, configurando-se como uma solução viável para adicionar *megawatts* distribuíveis em diversas redes emergentes (Mutyaba, 2025).

Levando em consideração que o custo dessa tecnologia ainda se mantém elevado no contexto brasileiro, apesar da tendência de redução, torna-se essencial avaliar a viabilidade econômico-financeira da integração de sistemas BESS a UFVs, especialmente no âmbito da geração compartilhada. Tal análise é importante para fundamentar decisões de investimento e estratégias de operação, permitindo verificar a prudência do aporte e estimar o retorno financeiro.

No caso específico de projetos de geração de energia, destaca-se a importância de determinar o custo unitário da energia elétrica produzida, bem como de avaliar o desempenho financeiro global do empreendimento a partir da análise de seus fluxos de caixa, contemplando receitas e despesas (Bavaresco, 2022).

2. Referencial Teórico

2.1 Sistemas híbridos UFV/BESS

A integração de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) às UFVs possibilita o melhor aproveitamento do potencial da irradiância solar e contribui para a mitigação da intermitência na geração elétrica (Zhao *et al.*, 2023). O BESS é capaz de estocar o excedente de energia gerada para injetar na rede quando o sistema não estiver produzindo, garantindo um fornecimento mais contínuo e ininterrupto de energia (Oliveira, 2024).

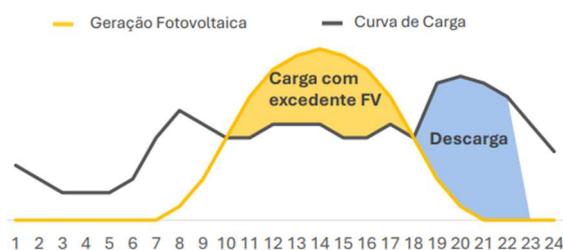
De acordo com Borkowski, Oramus e Brzezinka (2023), a combinação entre UFVs e BESS pode desempenhar diferentes funções, como o fornecimento de serviços ancilares, os quais consistem em operações de suporte a rede de distribuição e transmissão elétrica, garantindo sua estabilidade, qualidade e segurança. Entre as principais funções desempenhadas estão o controle de tensão, a suavização das variações na geração de energia e o equilíbrio entre as potências ativa e reativa, dentre outras.

Além desses benefícios operacionais, o sistema híbrido UFV/BESS também proporciona ganhos econômicos significativos, por meio de estratégias como *time shifting* e *peak shaving* (Borkowski; Oramus; Brzezinka, 2023). A primeira consiste na maximização do lucro por arbitragem de energia, mediante o armazenamento da energia gerada em períodos de baixo preço e sua posterior injeção na rede quando os preços de venda de energia são mais elevados; já a segunda refere-se à redução dos picos de demanda, ao utilizar a energia armazenada no BESS durante os períodos de maior consumo (Haas, 2024).

Como destacam Haas (2024) e Oliveira (2024), outra função relevante do conjunto UFV/BESS é a otimização do contrato da usina com a distribuidora, que estabelece limites para a injeção de energia. Essas restrições decorrem dos acordos firmados entre as partes, os quais definem limites para a injeção de potência ativa na rede. O descumprimento desses limites, com injeções acima do permitido, sujeita o gerador a penalidades e sanções previstas nas normas.

Assim, nos períodos em que a produção ultrapassa esses limites, em vez de desperdiçar a energia excedente, o BESS pode armazená-la, permitindo a injeção posterior na rede elétrica e contribuindo para o aumento das receitas. A Figura 1 ilustra esse processo, frequentemente associado à arbitragem de energia, representando de forma conceitual a demanda dos consumidores beneficiados pela UFV (EPE, 2025).

Figura 1 – Esquemática do funcionamento do BESS no aproveitamento da energia excedente



Fonte: EPE (2025)

Ainda no que se refere à restrição de injeção de energia na rede durante o período de geração, Denholm (2017) destaca o conceito de *curtailment*, ou redução da geração. Esse princípio ocorre quando a usina fotovoltaica apresenta capacidade de produzir energia, porém, devido a limitações técnicas, operacionais ou regulatórias, é compelida a restringir parcial ou totalmente sua produção temporariamente.

No Brasil, o *curtailment* tem se tornado recorrente em diversas regiões. Segundo Queiroz (2025), esse fenômeno decorre do aumento da geração renovável, que provoca sobrecarga na rede em relação ao consumo e resulta em fluxo reverso de potência. Tal situação ocorre porque a infraestrutura da rede não consegue escoar o excedente de geração devido à limitação de capacidade para absorver e transmitir toda a energia produzida.

Nesses casos, o ONS determina a redução ou interrupção da geração para garantir a segurança e estabilidade do sistema, ocasionando desperdício de energia renovável, redução da rentabilidade das usinas e menor eficiência no uso dos recursos naturais (Queiroz, 2025).

2.2 Aspectos regulatórios da Geração Distribuída e da comercialização de cotas de energia no Brasil

A regulamentação da geração de energia elétrica pelos próprios consumidores, por meio de fontes renováveis, teve início no Brasil com a Resolução Normativa (REN) nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 2012, a qual estabeleceu as bases para a Microgeração e Minigeração Distribuída, bem como para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A partir dessa resolução, tornou-se possível conectar os sistemas de geração de energia dos consumidores à rede de distribuição (ANEEL, 2012).

Essa regulamentação passou por atualizações ao longo dos anos, culminando na promulgação da Lei nº 14.300 de 2022, que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída. De acordo com essa lei, considera-se minigeração distribuída a central geradora com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW, no caso de fontes despacháveis, ou até 3 MW para fontes não despacháveis, como a energia solar fotovoltaica (Brasil, 2022a).

Entre as modalidades previstas na referida lei, destaca-se a geração compartilhada, que permite a união de diversos interessados vinculados a uma mesma usina fotovoltaica para o compartilhamento dos créditos de energia por ela gerados. Essa modalidade é aplicável a usinas de até 3 MW e exige que todos os participantes sejam atendidos pela mesma distribuidora (Brasil, 2022a).

Conforme previsto na Lei nº 14.300/2022, os créditos correspondem à compensação da energia injetada na rede, por exemplo, por uma UFV. No modelo de geração compartilhada, tais créditos são distribuídos entre todos os consumidores vinculados à usina e utilizados para abater o valor da fatura de energia elétrica de cada um. Dessa forma, a concessionária realiza o cálculo líquido da energia consumida (em kWh) e aplica o abatimento correspondente, com base nos créditos disponíveis pelo consumidor.

Assim, com a referida regulamentação, surgiu a oportunidade de desenvolver um novo modelo de negócios voltado ao compartilhamento dos créditos de energia. Contudo, como no Brasil a comercialização direta desses créditos é vedada pela REN ANEEL nº 1.098/2024, o mercado passou a estruturar esse modelo com base na comercialização de cotas do empreendimento gerador (Siqueira, 2025).

Conforme explica Macedo (2025), para viabilizar a geração de receita por uma UFV no modelo de geração compartilhada, é necessária a presença de três figuras essenciais: a usina, constituída sob a forma de pessoa jurídica, normalmente uma Sociedade de Propósito Específico (SPE)³, um conjunto de consumidores que receberá os créditos de energia (clientes da UFV) e uma entidade organizadora, que reúne esses consumidores, podendo ser um consórcio, cooperativa, condomínio ou associação civil, conforme disposições na Lei 14.300/2022.

Assim, o modelo de negócios fundamenta-se no aluguel das instalações e equipamentos da usina à entidade organizadora, destinando a energia gerada ao grupo de consumidores vinculados a ela. Nessa configuração, os clientes adquirem cotas das instalações da UFV e, em contrapartida, recebem créditos de energia proporcionais à sua participação no empreendimento, os quais são utilizados para abatimento nas suas faturas de energia elétrica. Embora esse modelo se assemelhe à venda de energia aos consumidores finais, ele segue as diretrizes da Lei nº 14.300/2022 (Schuina, 2021; Macedo, 2025).

No Brasil, a tarifa de energia elétrica é homologada anualmente pela ANEEL, por meio das Resoluções Homologatórias (REH) específicas para cada concessionária de energia. Sobre essas tarifas incidem encargos setoriais e tributos, entre os quais se destacam o Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (ANEEL, 2012).

No contexto da compensação de energia elétrica, os créditos gerados podem compensar de diferentes formas, a depender do regime em que se enquadram, conforme disposto na REN

³ A SPE é uma empresa limitada ou sociedade anônima, cuja existência está vinculada à finalidade específica do projeto, devendo ser extinta ou incorporada após o cumprimento dessa finalidade (Castro, 2014).

nº 1.000/2021 da ANEEL. No caso das usinas classificadas como Geração Distribuída I (GD I), foco deste estudo, a compensação ocorre de maneira integral, de modo que cada 1 kWh injetado corresponde à 1 crédito de energia, o qual compensa integralmente a parcela de energia consumida pelos clientes vinculados (Brasil, 2022a).

Embora a legislação brasileira contemple com clareza a estrutura tarifária e as regras de compensação aplicáveis à GD, o mesmo ainda não se observa em relação aos sistemas de armazenamento de energia. Para sistemas *on-grid*, até o momento, os instrumentos normativos são a REN nº 1.000/2021 da ANEEL e o Módulo 3 do PRODIST, que autorizam a conexão de sistemas de armazenamento em unidades geradoras. Encontra-se em tramitação também, o Projeto de Lei nº 1.224 de 2022, que propõe estabelecer diretrizes para a contratação, operação, integração e regulamentação do armazenamento no setor elétrico (Brasil, 2022b).

2.3 Aspectos tributários do Sistema de Compensação de Energia

A compensação dos créditos de energia é uma operação realizada pela distribuidora para cada consumidor vinculado, que recebe créditos de energia compartilhados por uma usina fotovoltaica inserida no sistema da Geração Distribuída. Sobre o valor monetário correspondente à energia compensada, incidem tributos federais e estaduais, notadamente o PIS/COFINS e o ICMS (Bavaresco, 2022).

Em relação à tributação do PIS/COFINS, a Lei nº 13.169/2015 estabeleceu a incidência desses tributos, cujas alíquotas variam mensalmente, uma vez que representam o repasse ao consumidor dos custos efetivamente incorridos pela distribuidora no pagamento dessas contribuições no exercício da atividade de distribuição (Fernandes, 2024).

No que se refere à tributação do ICMS, o Convênio ICMS nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), instituiu a isenção do imposto sobre a energia compensada na Geração Distribuída, com adesão facultativa pelos estados (CONFAZ, 2015). Em Minas Gerais, a medida foi prorrogada pelos Decretos nº 47.231/2017 e 48.506/2022, mantendo a isenção até dezembro de 2028 e prevendo retomada gradual da cobrança a partir de janeiro de 2029, com alíquota final de 18% (Minas Gerais, 2017; Minas Gerais, 2022).

2.4 Indicadores de viabilidade financeira

A análise de viabilidade econômico-financeira constitui etapa fundamental para a tomada de decisão em investimentos na área de energia, exigindo a avaliação do retorno, do

risco e da atratividade do projeto, considerando para isso, o investimento inicial em aquisição e instalação, bem como os custos e despesas operacionais e o desempenho energético ao longo da vida útil da planta (Assaf, 2005; Fernandes, 2024).

Nesse contexto, a operação do empreendimento implica custos e despesas periódicos associados à manutenção e à limpeza das instalações, além de gastos que ocorrem independentemente da geração e injeção de energia, como despesas administrativas, arrendamento do terreno, monitoramento, gastos com pessoal, entre outros (Bavaresco, 2022).

No que se refere aos indicadores financeiros, foram utilizados neste trabalho os mais comumente empregados em análises de viabilidade financeira: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o *Payback*.

Samanez (2009) afirma que o VPL permite mensurar o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil, possibilitando avaliar a atratividade econômica do investimento. A Equação (1) representa a fórmula utilizada para o cálculo do VPL.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t} \quad (1)$$

Em que I representa o investimento inicial, n corresponde ao número total de períodos considerados na análise e t indica o período específico. O fluxo de caixa associado ao período t é denotado por FC , enquanto K refere-se ao custo do capital. Um investimento é considerado economicamente viável quando o VPL apresenta resultado superior a zero, o que indica que a soma dos fluxos de caixa projetados supera o valor do investimento inicial (Fernandes, 2024).

Essa métrica desempenha papel fundamental para o processo de tomada de decisão, pois incorpora o valor temporal do dinheiro e abrange todos os fluxos de caixa futuros associados ao projeto, fornecendo uma visão abrangente da movimentação financeira (Cardoso, 2024).

Conforme Samanez (2009) cabe também avaliar o *Payback*, que representa o período necessário para a recuperação do investimento inicial. Especificamente, trata-se do tempo requerido para que o valor presente dos fluxos de caixa projetados se iguale ao montante investido, a partir do qual o projeto começa a gerar resultados financeiros positivos.

O próximo indicador considerado é a TIR, a qual representa a taxa de rentabilidade do investimento, ou seja, a taxa de retorno anual que o empreendedor obtém sobre o capital investido, à medida que o investimento inicial é gradualmente recuperado (Bavaresco, 2022).

Matematicamente, a TIR corresponde à taxa hipotética que anula o VPL, sendo, portanto, o valor de i^* que satisfaz a Equação (2) (Samanez, 2009).

$$\text{VPL} = -I + \sum_{t=1}^n \frac{\text{FC}_t}{(1 + i^*)^t} = 0 \quad (2)$$

De forma conceitual, esse método busca avaliar se a taxa de retorno esperada de investimento supera o custo de capital (K). Quando i^* é superior a K , constata-se que o projeto apresenta viabilidade econômica, pois gera valor adicional ao investidor (Samanez, 2009).

A TMA representa a taxa mínima de retorno exigida pelo investidor, refletindo o custo de oportunidade do capital diante do risco do projeto. Na análise de projetos de investimento, a comparação fundamental é entre a TIR e a TMA: quando a TIR é superior à TMA, o empreendimento é considerado economicamente viável (Cardoso, 2024).

2.5 Indicador LCOE – Levelized Cost of Energy

Outro indicador financeiro bastante considerado na avaliação da viabilidade de empreendimentos de geração de energia é o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE), o qual é dado em R\$/MWh e é representado pela Equação (3) proposta por Branker, Pathak e Pearce (2011).

$$\text{LCOE} = \frac{\sum \text{Custos}}{\sum \text{Potencial de Geração}} = \sum_{t=0}^T \frac{\frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1 + r)^t}}{\frac{S_t(1 - d)^t}{(1 + r)^t}} \quad (3)$$

Esse indicador representa a relação entre o somatório de todos os custos de implantação e operação do empreendimento e as receitas geradas, ambos trazidos a valor presente (Schram, 2019). Na Equação considerada, I_t representa o investimento inicial, O_t os custos operacionais, enquanto M_t refere-se aos custos de manutenção e F_t aos custos de financiamento. A energia gerada é denotada por S_t , d indica a taxa anual de degradação dos módulos e r a taxa anual de desconto aplicada, para trazer ao valor presente. O período considerado é representado por t e T corresponde à vida útil total do sistema fotovoltaico.

Segundo Schram (2019), o LCOE reflete o custo médio total necessário para construir e operar um ativo gerador de energia ao longo de sua vida útil, ponderado pela produção total de energia do ativo nesse mesmo período. Adicionalmente, o LCOE pode ser interpretado como o preço mínimo de venda da eletricidade necessário para que o projeto atinja o ponto de equilíbrio financeiro ao longo de sua vida útil.

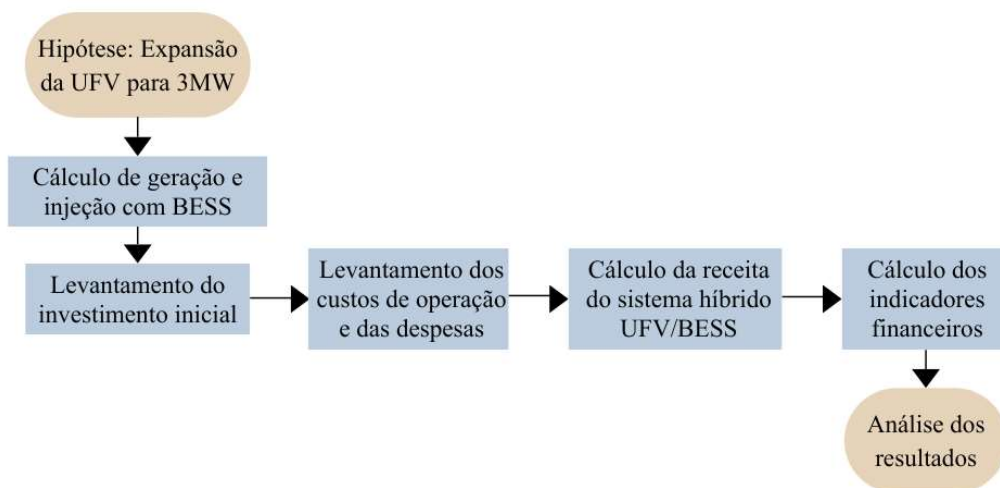
3. Metodologia

O presente trabalho caracteriza-se como um estudo de caso, que, conforme Yin (2001), consiste na análise aprofundada de uma situação real em seu ambiente natural, especialmente em contextos nos quais não é possível dissociar completamente o fenômeno do seu contexto. Trata-se de um método de pesquisa abrangente, capaz de organizar e orientar todas as etapas da investigação, desde a definição do problema, até a coleta, análise de dados e interpretação dos resultados (Yin, 2001).

A abordagem metodológica adotada é de natureza quantitativa, fundamentada no método descritivo, o qual preocupa-se em observar fatos, registrá-los, analisá-los, classificá-los e interpretá-los, sem interferência do pesquisador (Andrade, 2002).

O estudo utilizou dados de uma usina fotovoltaica já existente na empresa que avalia o investimento, considerando a expansão de suas instalações, e a integração de um sistema de armazenamento por baterias. A Figura 2 apresenta, de forma esquemática, a estrutura metodológica adotada no desenvolvimento da análise.

Figura 2 – Estrutura metodológica da pesquisa



Fonte: Elaborado pela autora (2025)

A coleta de dados compreendeu o período de 1º de agosto de 2024 a 31 de julho de 2025, contemplando todos os dados de entrada necessários ao estudo, relativos à instalação e à operação do sistema híbrido UFV/BESS projetado.

Em seguida, os dados foram organizados em planilhas eletrônicas e tratados por meio do cálculo dos principais indicadores financeiros: prazo de retorno (*Payback*), Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), os quais permitiram a análise da rentabilidade e da atratividade econômica do investimento. Por fim, foi calculado o LCOE (*Levelized Cost of Energy*), cujos resultados foram comparados com os de outros estudos.

4. Análise dos Resultados

4.1 Capacidade instalada e produção de energia

Os dados para análise contemplam uma UFV em operação, com potência instalada atual de 2,5 MW, localizada em Salinas/MG, conectada à rede de distribuição da CEMIG-D e enquadrada no grupo tarifário A4 Verde. O empreendimento insere-se na modalidade de geração compartilhada, na qual a energia excedente é convertida em créditos, posteriormente distribuídos entre os consumidores vinculados, em conformidade com a Lei nº 14.300/2022.

Para viabilizar a integração de um BESS, projetou-se a expansão da capacidade instalada atual da UFV, prevendo uma potência nominal de módulos de 4.501 kWp e uma potência máxima de saída de 3.000 kW, conforme especificado na Tabela 1.

Tabela 1 – Capacidade instalada da UFV

Equipamento	Potência Unitária	Potência Total	Modelo	Fabricante
Módulos	700 Wp	4.501 kWp	TSM-HEG21C.20	Trina
Inversores	250 kW	3.000 kW	SG250HX	Sungrow

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

A estimativa da produção anual de energia da UFV após a expansão foi calculada a partir dos dados reais de geração diária da usina, obtidos em tempo real. Para isso, aplicou-se uma regra de três simples que considerou o incremento de 0,5 MW decorrente da expansão, tomando-se como base um histórico de 365 dias, compreendido entre 1º de agosto de 2024 e 31 de julho de 2025, o qual totalizou 6.121,98 MWh.

Com base nesses dados, elaborou-se a curva típica de geração diária para cada mês do ano, adotando-se o valor correspondente ao percentil 95 como representativo de um dia típico mensal. A partir desses doze valores, quantificou-se o excedente energético passível de armazenamento no BESS, correspondente à parcela de energia produzida acima de 2,5 MWh (montante que, na ausência do sistema, seria desperdiçado devido ao limite contratado junto a distribuidora de energia).

Selecionou-se, então, o maior excedente identificado, equivalente a 1.388 kWh, registrado em 08/07/2025. Esse valor foi adotado como referência mínima para a capacidade do sistema de armazenamento, por representar a condição operacional mais crítica.

4.2 Investimento inicial total previsto

O investimento inicial total previsto para a instalação do sistema híbrido UFV/BESS proposto encontra-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Gastos associados à aquisição e implantação do sistema híbrido UFV/BESS

Sistema	Item	Valor (R\$)	Percentual do investimento (%)
UFV	Módulos fotovoltaicos	3.847.648,00	27,50
	Inversores fotovoltaicos	483.065,00	3,46
	Estruturas metálicas fixas de solo	1.881.880,00	13,45
	Equipamentos e materiais elétricos	1.817.598,00	12,99
	Materiais e outros serviços de construção civil	1.079.608,00	7,72
	Engenharia e projetos	173.623,00	1,24
	Custos operacionais durante execução da obra	198.900,00	1,42
	Serviços administrativos e regulatórios	555.000,00	3,97
	EPC – serviço de instalação e construção da usina	2.155.000,00	15,40
BESS	Sistema completo – 1446 kWh	1.761.540,00	12,59
	Comissionamento e instalação do sistema	36.000,00	0,26
Investimento Total		13.989.862,00	100,00

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

O sistema BESS proposto apresenta capacidade de armazenamento de 1.446 kWh, correspondendo ao trabalho útil de um ciclo diário completo de carga e descarga, o qual contempla o dia típico de operação com excedente energético de 1.388 kWh. Nesta lista destacam-se os módulos fotovoltaicos, que representam a parcela de maior valor em função da quantidade necessária para a composição da usina, totalizando 6.430 unidades, com custo

unitário de R\$ 598,39. O investimento para estes módulos representa mais de 27% do total do investimento.

Outro componente de relevância financeira é o serviço de EPC (*Engineering, Procurement and Construction* – Engenharia, Aquisição e Construção), que abrange a execução integral da usina, incluindo as etapas civis, mecânicas e elétricas, contemplando mais de 15% do total do investimento. A empresa contratada assume a coordenação e supervisão de todas as operações em campo, assegurando a finalização das obras e o comissionamento do empreendimento (verificação e validação das instalações).

Os orçamentos foram obtidos junto a fornecedores e prestadores de serviços que já mantêm relacionamento comercial com a empresa, considerando os equipamentos e serviços estimados para a capacidade instalada do sistema híbrido UFV/BESS proposto. Com base nesses levantamentos, obteve-se um investimento total estimado em R\$ 13.989.862,00.

4.3 Custos e despesas anuais associados a produção de energia

A operação do sistema híbrido UFV/BESS acarreta custos e despesas operacionais periódicos, descritos na Tabela 3, a qual considera o montante anual para o primeiro ano de operação, previsto para 2026.

Tabela 3 – Estrutura dos custos e despesas operacionais anuais do sistema UFV/BESS

Componente	Gasto (R\$)
Custos operacionais	218.241,85
Despesas Administrativas	72.747,28
Arrendamento do Terreno	61.152,00
Demanda Contratada de Geração	625.281,64
Total de custos e despesas	977.422,77

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Os custos operacionais abrangem os gastos associados às atividades de operação e manutenção da usina, incluindo reparos e substituições de equipamentos em caso de falhas, serviços de limpeza e conservação das instalações, além de visitas técnicas periódicas para manutenção preventiva e corretiva. A literatura adota a estimativa desses custos com base em um percentual do investimento inicial, usualmente variando entre 1% e 6% para UFVs no Brasil (Silva, 2021; Fernandes, 2024). Assim, para este estudo adotou-se um percentual de 1,5% do

investimento inicial (R\$ 13.989.862,00), o que corresponde a um custo anual aproximado de R\$ 218.241,85.

As despesas administrativas, por sua vez, correspondem aos custos relacionados ao funcionamento organizacional do empreendimento, não ligados diretamente à operação técnica da usina. Englobam, entre outros, gastos com salários e encargos do corpo administrativo, serviços contábeis, consultoria ambiental e jurídica, serviço de monitoramento (Centro de Operações da Geração – COG), além de taxas, tarifas e protocolos exigidos por órgãos reguladores. Adotando-se a mesma lógica empregada para a estimativa dos custos operacionais, considerou-se para este estudo um percentual correspondente a 0,5% do investimento inicial, resultando em uma despesa anual aproximada de R\$ 72.747,28.

Já o custo com arrendamento do terreno se refere ao aluguel da área utilizada para a implantação do empreendimento. Por fim, a demanda contratada de geração, que representa mais de 63% do total gasto no ano, constitui um valor pago à concessionária de energia, referente ao uso da infraestrutura elétrica pelo empreendimento para a injeção da energia produzida na rede, o qual é definido conforme tarifa estabelecida anualmente pela ANEEL. Para 2025, a REH nº 3.459/2025 fixou a tarifa em R\$ 13,01/kW, vigente de 1º de julho de 2025 a 30 de junho de 2026. Considerando-se 18% de ICMS, 5% de PIS/COFINS e uma inflação de 4% a.a., o custo total atinge R\$ 625.281,64 para a demanda de 3.000 kW em 2026.

Cabe ainda destacar a depreciação dos equipamentos e das instalações do empreendimento, apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Depreciação contábil dos equipamentos do sistema híbrido UFV/BESS

Equipamento	Vida útil (anos)	Taxa de depreciação (% a.a)	Depreciação anual (R\$)
Módulos fotovoltaicos	25	4	153.905,92
Inversores	10	10	48.306,50
Estruturas de fixação	10	10	188.188,00
Demais equipamentos e infraestrutura	10	10	245.787,61
BESS	20	5	88.077,02
Total Depreciação Anual	-	-	724.265,05

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Conforme apontado por Groth (2013), a depreciação constitui uma taxa que atualiza o valor de um ativo ao longo do tempo, refletindo a perda de valor decorrente de seu uso e do desgaste natural. No presente estudo, ela foi calculada pelo método linear, resultando em um

total de R\$ 724.265,05, valor que evidencia a redução do montante contábil dos ativos em sua vida útil, em consonância com outros trabalhos (Groth, 2013; Almeida *et al.*, 2017).

4.4 Precificação das cotas de energia

O modelo de negócios adotado pelo empreendimento foi estruturado em conformidade com a legislação vigente, de modo a permitir a obtenção de receita por meio do compartilhamento de créditos de energia. Nessa configuração, os créditos não são comercializados diretamente, mas resultam do aluguel de cotas das instalações da usina aos clientes a ela vinculados, através de uma das entidades permitidas pela legislação.

Para fins de simplificação, esta pesquisa utiliza o termo “venda de cotas de energia”, compreendida como a operação em que os clientes pagam pelas cotas contratadas e recebem, em contrapartida, os créditos de energia produzidos pela UFV, de forma proporcional à sua participação.

A precificação das cotas de energia baseia-se na tarifa convencional de energia elétrica estabelecida anualmente pela ANEEL. Para o subgrupo B3, classe de consumo dos clientes vinculados à UFV, a tarifa vigente em 2025 em Minas Gerais foi fixada pela REH nº 3.459/2025, em R\$ 0,85858/kWh, referente à distribuidora CEMIG-D.

Antes de apresentar a metodologia de formação do preço das cotas, cabe destacar que, sobre os créditos de energia compensados pela distribuidora incide ICMS, à alíquota de 18%, no entanto, o estado de Minas Gerais aderiu à medida federal que isenta esse imposto até dezembro de 2028, conforme o Decreto nº 48.506/2022. A partir de janeiro de 2029, essa isenção será gradualmente reduzida em 20% ao ano, até atingir a tributação plena, conforme demonstrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Redução gradual da base de cálculo do ICMS na compensação dos créditos

Ano	Percentual de Redução da Base de Cálculo do ICMS (%)	Alíquota Efetiva de Isenção do ICMS (%)
2028	100	18,00
2029	80	14,40
2030	60	10,80
2031	40	7,20
2032	20	3,60
2033	0	0,00

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Para a presente análise, é oportuno contextualizar que, embora o ICMS esteja temporariamente isento no momento atual, seu valor foi considerado na formação do preço das cotas com alíquota de 18%, visto que, na ausência do modelo de compensação, o comprador das cotas de energia arcaria integralmente com esse encargo. Assim, o preço utilizado na análise reflete o valor econômico da energia, mesmo sem o recolhimento efetivo do imposto.

Por fim, aplicou-se um desconto estratégico de 27%, que torna o pagamento das cotas mais vantajoso aos clientes em comparação ao pagamento convencional das faturas de energia junto à concessionária. Essa taxa de desconto corresponde a um parâmetro comumente adotado nesse segmento de mercado e é também utilizada nos estudos de Sampaio (2023) e Schuina (2021), que consideraram, respectivamente 20% e 15%.

Diante do exposto, a Tabela 6 apresenta o preço empregado na análise de comercialização das cotas de energia, com base no primeiro ano de produção e a aplicação de 4% de inflação.

Tabela 6 – Detalhamento da formação do preço da cota de energia

Componente	Valor	Unidade
Preço da tarifa definida pela ANEEL vigente	0,85858	R\$/kWh
Preço ajustado pela inflação (4% a.a)	0,89292	R\$/kWh
(+) Alíquota de ICMS	0,19601	18%
(=) Preço da cota de energia antes do desconto	1,08893	R\$/kWh
(-) Desconto concedido aos clientes por cota de energia	(0,29401)	27%/kWh
Preço final da cota de energia	R\$ 0,79492	R\$/kWh

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Assim, a precificação das cotas de energia foi definida a partir da tarifa convencional estabelecida pela ANEEL, acrescida da incidência de ICMS, calculado sobre o valor total da operação, e posteriormente ajustada pela aplicação de um desconto estratégico, resultando em um valor final de R\$ 0,79492/kWh, correspondente ao preço de uma cota de energia para 2026.

4.5 Projeção de resultado anual

De posse de todos os custos de construção, operação e manutenção, bem como da projeção de receitas, foi possível determinar os resultados para o período de 20 anos de operação da planta. A Tabela 7 apresenta a projeção correspondente aos primeiros 10 anos de

funcionamento, contemplando tanto o fluxo de caixa real, representado pela linha Fluxo de Caixa Líquido, quanto o resultado contábil, apresentado na linha Lucro Líquido Contábil.

Tabela 7 – Projeção financeira do empreendimento (2026 – 2035)

Descrição	2026	2027	2028	2029	2030
(=) Rec. Venda	4.759.420,71	4.924.491,82	5.095.153,55	5.049.886,69	5.013.754,97
(-) PIS/COFINS	-173.718,86	-179.743,95	-185.973,10	-184.320,86	-183.002,06
(-) IRPJ/CSLL	-493.824,97	-511.784,71	-530.352,71	-525.427,67	-521.496,54
(-) Custos e despesas	-977.422,77	-1.016.519,68	-1.057.180,47	-1.099.467,69	-1.143.446,40
(=) Fluxo de Caixa Líq.	3.114.454,11	3.216.443,48	3.321.647,27	3.240.670,47	3.165.809,97
(-) Depreciação	-724.265,05	-724.265,05	-724.265,05	-724.265,05	-724.265,05
(=) Lucro Líq. Contábil	2.390.189,06	2.492.178,43	2.597.382,22	2.516.405,42	2.441.544,92
Descrição	2031	2032	2033	2034	2035
(=) Rec. Venda	4.985.867,29	4.965.470,81	4.951.926,17	5.122.696,74	5.299.205,86
(-) PIS/COFINS	-181.984,16	-181.239,68	-180.745,31	-186.978,43	-193.421,01
(-) IRPJ/CSLL	-518.462,36	-516.243,22	-514.769,57	-533.349,40	-552.553,60
(-) Custos e despesas	-1.189.184,25	-1.236.751,62	-1.286.221,69	-1.337.670,56	-1.391.177,38
(=) Fluxo de Caixa Líq.	3.096.236,52	3.031.236,27	2.970.189,61	3.064.698,34	3.162.053,87
(-) Depreciação	-724.265,05	-724.265,05	-724.265,05	-724.265,05	-724.265,05
(=) Lucro Líq. Contábil	2.371.971,47	2.306.971,22	2.245.924,55	2.340.433,30	2.437.788,82

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

As receitas brutas de venda foram calculadas a partir da multiplicação do preço das cotas de energia pela produção prevista, considerando ainda os descontos referentes às perdas elétricas do sistema, estimadas em 2,2% sobre a geração anual, bem como a degradação dos módulos fotovoltaicos, fixada em 0,5% ao ano a partir do segundo ano de operação. Para 2026, o preço das cotas foi de R\$ 0,79492 e a energia prevista foi estimada em 6.121.983 kWh, totalizando R\$ 4.759.420,71 de receita bruta.

Além dessas premissas, considerou-se também a aplicação de um reajuste anual, tanto sobre o valor das cotas de energia quanto sobre os custos e despesas operacionais. Esse reajuste foi indexado ao IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), sendo adotado, para este estudo, um percentual médio de 4% ao ano.

Quanto a tributação, o empreendimento auferirá receita por meio da locação de bens próprios (locação da usina para geração de créditos de energia), dentro do regime de Lucro Presumido, estando sujeito à incidência de IRPJ (Imposto de Renda Pessoa Jurídica), CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) e PIS/COFINS. Para o IRPJ, a base de cálculo corresponde a 32% da receita bruta trimestral, sobre a qual incide a alíquota de 15%, acrescida de 10% sobre a parcela que exceder R\$ 60.000,00 por trimestre. No caso da CSLL, aplica-se 9% sobre o mesmo montante de 32% da receita trimestral. Ainda, para PIS/COFINS aplica-se uma alíquota total de 3,65% sobre a receita bruta.

Dessa forma, para a determinação do fluxo de caixa líquido, procedeu-se à dedução, a partir da receita bruta, dos custos e despesas operacionais previamente detalhados, bem como dos encargos tributários correspondentes ao PIS/COFINS e ao IRPJ/CSLL.

Já o lucro líquido contábil, por sua vez, inclui a dedução da depreciação, incorporando ao resultado o valor depreciado dos equipamentos. Esse resultado, contudo, é mais adequado para a análise contábil e econômica, uma vez que a depreciação representa a alocação sistemática do valor dos ativos ao longo do tempo e sinaliza a necessidade de reinvestimentos futuros em parte da estrutura física do empreendimento.

Por fim, para a realização dos cálculos dos indicadores de viabilidade econômico-financeira, definiu-se a TMA, a qual representa o retorno mínimo esperado pelo investidor, com base na taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), vigente no patamar de 15% ao ano. Tal percentual, adotado como taxa de desconto do VPL e para o cálculo do *Payback* descontado, foi estabelecido com base no custo de oportunidade mínimo, por se tratar de um empreendimento relativamente estável do ponto de vista econômico, dada a previsibilidade de geração de energia, mas que ainda assim contempla riscos operacionais e regulatórios inerentes à operação no mercado regulado.

4.6 Análise da viabilidade financeira

Neste subitem, realizou-se o cálculo dos indicadores econômico-financeiros com o propósito de avaliar a viabilidade do investimento proposto. A partir do fluxo de caixa líquido, que não considera a depreciação por não representar uma saída efetiva de caixa, foi possível determinar o prazo de retorno do capital investido (*Payback*), o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Fluxo de caixa descontado ao valor presente (VPL)

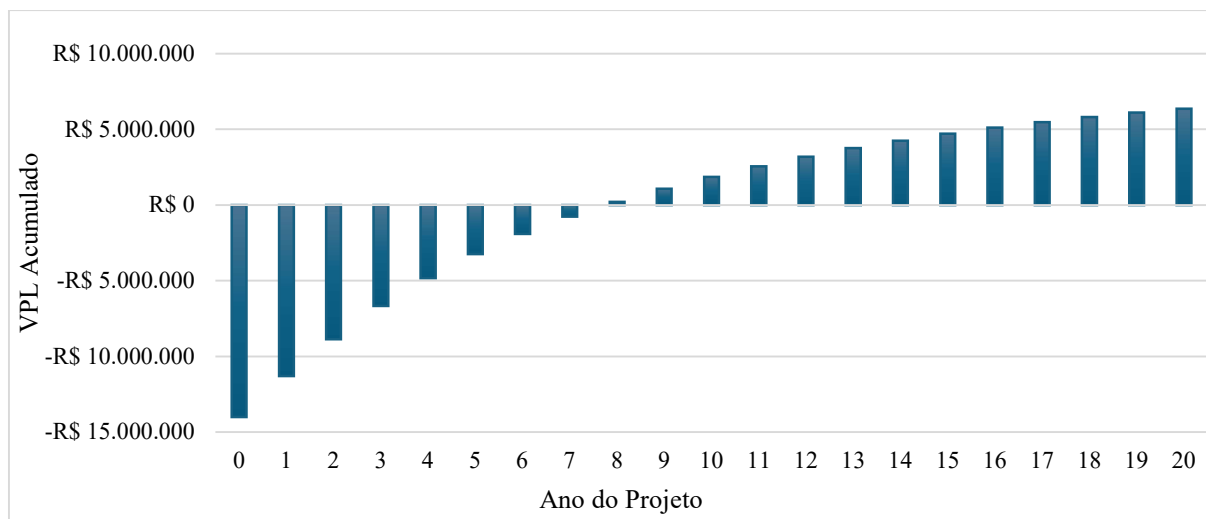
Ano	Ano do projeto	Fluxo de Caixa Líquido		VPL		VPL Acumulado	
2025	0	-R\$	13.989.862,00	-R\$	13.989.862,00	-R\$	13.989.862,00
2026	1	R\$	3.114.454,11	R\$	2.708.220,96	-R\$	11.281.641,04
2027	2	R\$	3.216.443,48	R\$	2.432.093,37	-R\$	8.849.547,67
2028	3	R\$	3.321.647,27	R\$	2.184.037,00	-R\$	6.665.510,67
2029	4	R\$	3.240.670,47	R\$	1.852.863,86	-R\$	4.812.646,81
2030	5	R\$	3.165.809,97	R\$	1.573.967,07	-R\$	3.238.679,74
2031	6	R\$	3.096.236,52	R\$	1.338.588,49	-R\$	1.900.091,25
2032	7	R\$	3.031.236,27	R\$	1.139.553,99	-R\$	760.537,26
2033	8	R\$	2.970.189,61	R\$	970.960,25	R\$	210.422,99

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Observa-se que, pelo método do *Payback* descontado, o investimento no sistema híbrido UFV/BESS é recuperado em aproximadamente 7 anos e 9 meses de operação. O VPL do projeto ao final dos 20 anos é de R\$ 6.374.832,49, enquanto a TIR para o mesmo horizonte temporal corresponde a 21,00%.

A Figura 3 apresenta uma análise adicional da evolução do VPL acumulado ao longo dos 20 anos, ilustrando graficamente o desempenho financeiro do empreendimento.

Figura 3 – Evolução do VPL acumulado do empreendimento



Fonte: Elaborado pela autora (2025)

A partir desses resultados, constata-se a viabilidade econômico-financeira da integração de um BESS a uma UFV operando em geração compartilhada, uma vez que o VPL apresentou valor positivo e a TIR superou a TMA. Além disso, observa-se que a TIR de 21,00% a.a.

superando o retorno associado aos principais referenciais de renda fixa, como a taxa Selic e o CDI (Certificado de Depósito Interbancário), indica que o investimento no sistema híbrido se mostra mais vantajoso financeiramente do que a aplicação do dinheiro pelo investidor em renda fixa.

No contexto de investimentos, é essencial considerar os riscos associados ao empreendimento proposto. Embora o sistema híbrido UFV/BESS apresente desempenho econômico relativamente estável, em razão da previsibilidade da geração de energia e dos baixos custos operacionais, existem riscos regulatórios. Isso ocorre porque as receitas dependem diretamente dos mecanismos de faturamento e compensação de créditos de energia definidos pela legislação, onde, alterações regulatórias ou tributárias podem impactar de maneira significativa a rentabilidade do projeto.

Adicionalmente, a integração de sistemas de armazenamento a usinas enquadradas na modalidade de geração compartilhada, no âmbito da Geração Distribuída, ainda carece de regulamentação específica no Brasil. Persistem incertezas quanto à forma de enquadramento, às permissões operacionais e ao modelo de compensação de créditos aplicável, o que adiciona complexidade e risco ao projeto.

4.7 Análise do LCOE

O último indicador calculado foi o LCOE, que atingiu R\$ 538,89/MWh para o sistema híbrido UFV/BESS. Como esse valor é inferior ao preço definido para a cota de energia em 2026, de R\$ 794,92/MWh, constata-se que esse preço é suficiente para cobrir todos os custos de implementação e operação do empreendimento ao longo de sua vida útil e reforça a viabilidade financeira do projeto.

Esse resultado é coerente com o apresentado por Schram (2019), que estimou um LCOE de R\$ 500,00/MWh para usinas de características semelhantes. Considerando o acréscimo de custos associado ao BESS, o LCOE de R\$ 538,89/MWh obtido neste estudo mostra-se consistente.

Para além da análise financeira, cabe considerar os benefícios operacionais que o BESS proporciona às UFVs, incluindo maior confiabilidade e qualidade na produção e entrega de energia, maior flexibilidade e eficiência na gestão da injeção de energia na rede, bem como a redução do *curtailment*. Este último aspecto é particularmente relevante diante das atuais limitações da infraestrutura de distribuição e transmissão do país, situação em que o BESS pode

atuar como solução estratégica, garantindo uma injeção de carga mais uniforme ao longo do tempo.

Assim, dado que o BESS pode representar uma solução para desafios reais do sistema elétrico brasileiro, espera-se que políticas públicas e incentivos governamentais promovam a adoção dessa tecnologia em UFVs enquadradas na Geração Distribuída, especialmente aquelas de geração compartilhada, conforme corrobora Oliveira (2023). Dessa forma, projeta-se que, a médio e longo prazo, o custo de aquisição do BESS tende a reduzir-se progressivamente e que a legislação favoreça sua implementação, contribuindo para a melhoria da viabilidade econômica da integração com UFVs.

5. Considerações Finais

Este estudo teve como objetivo principal avaliar a viabilidade econômico-financeira da integração de um BESS a uma usina fotovoltaica de Geração Distribuída, enquadrada no modelo de geração compartilhada. A aplicação dos indicadores financeiros evidenciou que o sistema híbrido UFV/BESS se apresenta economicamente viável, considerando as premissas adotadas e a taxa mínima de atratividade estabelecida.

Essa conclusão é sustentada pelos resultados obtidos: o *Payback* descontado foi de 7 anos e 9 meses, com TIR de 21,00%. Complementarmente, verificou-se um VPL de R\$ 6.374.832,49 considerando um horizonte de 20 anos de operação, além de um LCOE de R\$ 538,89/MWh.

Esses valores reforçam a capacidade do empreendimento de recuperar o capital investido e mostram consonância com estudos anteriores sobre a viabilidade de usinas de geração compartilhada. Schuina (2021) obteve TIR de 18,65% e *Payback* de 7 anos e 10 meses; Macedo (2025) apresentou TIR de 17,48% e *Payback* de 10 anos e 8 meses; e Sampaio (2023) relatou TIR de 16,07% com *Payback* de 6 anos.

Dessa forma, os resultados deste estudo corroboram a consistência das análises realizadas e a viabilidade econômica do sistema híbrido UFV/BESS, embora seja importante destacar que a atratividade econômica do empreendimento é relativa, pois depende da perspectiva e dos objetivos de quem avalia o investimento.

Além disso, a integração do BESS proporciona benefícios técnicos relevantes, especialmente diante das incertezas futuras quanto à capacidade e à estabilidade do sistema de distribuição no Brasil. O BESS contribui para melhorar a qualidade da energia, reduzir flutuações da geração fotovoltaica, otimizar a gestão da demanda e mitigar riscos associados a

possíveis restrições de despacho, como o *curtailment*, que já se manifesta em algumas regiões do país e que pode comprometer a operação regular das usinas.

Destaca-se a expectativa de avanços regulatórios no Brasil que possam estimular a adoção de sistemas BESS em empreendimentos de Geração Distribuída, trazendo maior clareza sobre os critérios de integração e operação permitidos. A ampliação dessa tecnologia mostra-se essencial não apenas para os empreendedores do setor, mas também para a robustez e estabilidade do sistema elétrico nacional.

Entre as limitações deste estudo, destaca-se o dimensionamento do BESS, realizado através de cálculos com base na geração atual da usina analisada, o que pode não refletir integralmente suas necessidades reais, tendo em vista que os dados de geração considerados abrangem apenas um ano de operação. Ademais, não foi incluída na análise a influência da expansão de potência da usina sobre o faturamento dos créditos de energia junto à distribuidora, uma vez que o estudo considerou o contrato vigente de 2,5 MW, sem ajustes decorrentes de eventual ampliação da capacidade instalada.

Ressalta-se, ainda, como limitação adicional, a não realização do cálculo do custo nivelado de energia armazenada, representado pelo indicador *Levelized Cost of Storage* (LCOS), o qual expressa o custo médio de armazenar e posteriormente descarregar energia à rede. Embora o LCOS permita isolar os custos específicos do armazenamento, neste estudo tais custos foram incorporados ao LCOE, o qual representa o custo médio de produção de energia, implicando uma análise menos segmentada dos componentes econômicos do sistema.

Dessa forma, recomenda-se, para trabalhos futuros, a realização de um dimensionamento mais preciso do BESS, utilizando softwares de simulação que permitam uma análise mais detalhada do comportamento do sistema híbrido UFV/BESS. Sugere-se, ainda, a avaliação comparativa de sistemas BESS de diferentes fabricantes, com soluções diversificadas e adaptadas para usinas enquadradas na geração compartilhada, bem como um estudo comparativo entre o retorno financeiro de usinas com BESS e sem BESS, permitindo avaliar qual é o melhor investimento.

Por fim, recomenda-se que trabalhos futuros considerem a utilização da Taxa Interna de Retorno Modificada (MTIR) em complemento ou substituição à TIR. A MTIR constitui métrica mais adequada para avaliar o retorno econômico do empreendimento por incorporar uma taxa de reinvestimento externa e mais realista para os fluxos de caixa positivos, resultando em uma estimativa de rentabilidade mais consistente e robusta.

Referências

ALMEIDA, R. R. G. *et al.* Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. **Revista Principia**, João Pessoa, v. 34, n. 1, p. 84-93, maio 2017. Disponível em: <https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/1355>. Acesso em: 14 nov. 2025.

ANDRADE, Maria Margarida de. **Como preparar trabalhos para cursos de pós-graduação**: noções práticas. 5 ed. São Paulo: Atlas, 2002.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2025.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2005.

BAVARESCO, Lincon Pieter. **Avaliação econômica da remuneração de usinas fotovoltaicas em geração distribuída na modalidade de autoconsumo remoto**. 2022. 56 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2022. Disponível em: https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UNIOESTE-1_51cebda7c1ac225be88f56b082df48f5. Acesso em: 22 ago. 2025.

BRANKER, K.; PATHAK, M.J.M.; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 15, n. 9, p. 4470-4482, dez. 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032111003492>. Acesso em: 08 set. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2022a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 27 jul. 2025.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 1.224, de 28 de abril de 2022**. Dispõe sobre a atividade de armazenamento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. Brasília, DF: Câmara dos Deputados, 2022b. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2322803>. Acesso em: 29 jul. 2025.

BORKOWSKI, D.; ORAMUS, P.; BRZEZINKA, M. Battery energy storage system for grid-connected photovoltaic farm – Energy management strategy and sizing optimization algorithm. **Journal of Energy Storage**, [S.l.], v. 72, p. 108201-108211, nov. 2023. Elsevier. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2023.108201>. Acesso em: 13 jun. 2025.

CARDOSO, Rena de Souza. **Análise de viabilidade econômica de Sistemas de Microgeração Distribuída Fotovoltaico para conexões protocoladas após 7 de janeiro de 2023**. 2024. 85 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa

Catarina, Florianópolis, 2024. Disponível em:
<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/255808/TCC.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 08 set. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). **Convênio nº 16, de 22 de abril de 2015**. Dispõe Sobre A Isenção do ICMS Sobre A Energia Elétrica Compensada no Âmbito da Geração Distribuída. Brasília, DF, 22 abr. 2015. Disponível em:
https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 07 set. 2025.

DENHOLM, P. Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants. [S.l.]: **National Renewable Energy Laboratory**, 2017. 36 p. Disponível em:
<https://docs.nrel.gov/docs/fy17osti/68737.pdf>. Acesso em: 17 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 – PDE 2035**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035>. Acesso em: 06 ago. 2025.

FERNANDES, Bruna de Almeida. **Estratégia para dimensionamento otimizado de sistema de armazenamento por baterias para Usina Solar Padre Furusawa**. 2024. 240 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2024. Disponível em:
https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UFEI_b9779733287b63e276b7a0707c6886f9. Acesso em: 24 jun. 2025.

GROTH, Júlio Augusto. **Usina de Geração Fotovoltaica: custo de implementação, operação e taxa de retorno de investimento**. 2013. 121 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013. Disponível em:
<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/96209>. Acesso em: 14 nov. 2025.

HAAS, Lucas. **Otimização e integração de um sistema de armazenamento de energia em baterias e câmara de céu em uma usina fotovoltaica**. 2024. 142 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2024. Disponível em:
https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/34151/1/LucasHaas_Dissert.pdf. Acesso em: 5 jul. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **World energy outlook 2024**. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>. Acesso em: 24 jun. 2025.

KEBEDE, A. *et al.* A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 159, p. 112213-112232, maio 2022. Elsevier BV.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2022.112213>. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001368>. Acesso em: 14 jul. 2025.

MACEDO, Anrhy Alcoforado de Souza. **Análise De Pré-Viabilidade Econômico-Financeira De Uma Usina Solar Fotovoltaica Enquadrada Na Modalidade De Geração Compartilhada A Ser Construída No Leste Potiguar**. 2025. 46 f. TCC (Graduação em Administração) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/items/50d9fd58-171f-49a9-957c-a727736a0cbd>. Acesso em: 12 nov. 2025.

MINAS GERAIS (Estado). **Decreto nº 47.231, de 04 de agosto de 2017**. Altera O Regulamento do Icms - Ricms -, Aprovado Pelo Decreto Nº 43.080, de 13 de Dezembro de 2002. Belo Horizonte, MG, 04 ago. 2017. Disponível em: https://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/decretos/2017/d47231_2017.html. Acesso em: 06 set. 2025.

MINAS GERAIS (Estado). **Decreto nº 48.506, de 14 de setembro de 2022**. Altera O Regulamento do Icms – Ricms, Aprovado Pelo Decreto Nº 43.080, de 13 de Dezembro de 2002, e Dá Outras Providências. Belo Horizonte, MG, 14 set. 2022. Disponível em: https://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/decretos/2022/d48506_2022.html. Acesso em: 06 set. 2025.

MUTYABA, Job. **The Rise of Solar PV and Battery Storage’s Prominence in Emerging Markets**. 2025. Disponível em: <https://www.irena.org/News/expertinsights/2025/Aug/The-Rise-of-Solar-PV-and-Battery-Storages-Prominence-in-Emerging-Markets>. Acesso em: 01 set. 2025.

OLIVEIRA, Liane Marques. **Sistema de gestão de energia otimizado para maximização do lucro de uma usina fotovoltaica com baterias aplicado ao mercado de curto prazo**. 2024. 90 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufpb.br/jspui/handle/123456789/32082>. Acesso em: 2 jul. 2025.

OLIVEIRA, Sarah C. de. Discussão sobre os desafios para aplicação de sistemas de armazenamento de energia em baterias com fontes alternativas complementares no Brasil. In: Simpósio Brasileiro De Automação Inteligente; Simpósio Brasileiro De Sistemas Elétricos, 10., 2023, Belo Horizonte. **Anais [...]**. [Manaus]: SBA, 2023. v. 1, p. 925–931. Disponível em: https://sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbai/article/view/3917. Acesso em: 01 nov. 2025.

QUEIROZ, Elias Augusto Diniz Nunes de. **Armazenamento De Energia: O Elemento-Chave Para Impulsionar O Próximo Nível Da Transição Energética No Brasil**. 2025. 56 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br>. Acesso em: 10 out. 2025.

RANA, M. M. *et al.* A review on hybrid photovoltaic – Battery energy storage system: current status, challenges, and future directions. **Journal of Energy Storage**, [S.l.], v. 51, p. 104597-104617, jul. 2022. Elsevier. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1016/j.est.2022.104597>. Acesso em: 24 jun. 2025.

SAMANEZ, Carlos Patrício. **Engenharia Econômica**. 2. ed. [S.l.]: Pearson Prentice Hall, 2009. 216 p. Disponível em: <https://plataforma.bvirtual.com.br/Leitor/Publicacao/1092/pdf/19?code=0ib8k0x2cLnWOUQ>

oloCzaRykgs1O7q2js0V1LDEttejHwxZF6IPZ4iXEdDveq51xAli2CYL/BZBeVhmxXpyvjw
==. Acesso em: 11 ago. 2025.

SAMPAIO, Caio Braga. **Viabilidade de Investimentos em Locação de Usinas Solares No Brasil**. 2023. 67 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/73865>. Acesso em: 14 nov. 2025.

SCHRAM, Igor Bertolino. **Sensibilidade do Custo da Energia Elétrica Fotovoltaica no Brasil Utilizando o Método de Monte Carlo**. 2019. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2019. Disponível em: https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/4248/5/Igor_Schram2019.pdf. Acesso em: 08 set. 2025.

SCHUINA, Lucas Lustosa. **Estudo De Viabilidade Técnica E Econômica De Implementação De Uma Usina Solar Voltada Para A Locação De Equipamentos Como Modelo De Negócio De Uma Fazenda Solar**. 2021. 93 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória, 2021. Disponível em: https://repositorio.ifes.edu.br/bitstream/handle/123456789/1275/TCC_Viabilidade_T%c3%a9cnica_Econ%c3%b4mica_Usina_Solar.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 27 set. 2025.

SILVA, Tatiane Caetano. **Estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI: aspectos técnicos, econômicos e exergéticos**. 2021. 220 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/2562>. Acesso em: 13 nov. 2025.

SIQUEIRA, Gabriel Lima. **A Geração Compartilhada Como Modelo De Negócio Emergente: Um Estudo De Caso**. 2025. 13 f. TCC (Bacharelado em Ciência e Tecnologia) – Universidade Federal Rural do Semiárido - Ufersa, Mossoró, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufersa.edu.br>. Acesso em: 27 set. 2025.

YIN, Robert K.. **Estudo de Caso: planejamento e métodos**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001. 200 p. Disponível em: <https://moodle.farroupilha.ifrs.edu.br>. Acesso em: 18 out. 2025.

ZHAO, C. *et al.* Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 182, p. 113400-113419, ago. 2023. Elsevier. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400>. Acesso em: 15 jun. 2025.