



VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM MODELO DE IMPLANTAÇÃO DE USINA SOLAR FOTOVOLTAICA BASEADO EM LOCAÇÃO DE EQUIPAMENTOS¹

TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER PLANT IMPLEMENTATION MODEL BASED ON EQUIPMENT LEASING



Samuel Lino de Abreu Neto

Especialista em Eficiência Energética



Instituto Federal do Espírito Santo – Ifes
Vitória, ES – Brasil.

samuel.abreu@cepemarsolar.com.br



Clainer Bravin Donadel

Doutorado em Engenharia Elétrica



Instituto Federal do Espírito Santo – Ifes
Vitória, ES – Brasil.

cdonadel@ifes.edu.br

Resumo: O expressivo potencial de crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, aliado às mais recentes normas regulatórias sobre geração distribuída, permitiu que os consumidores não apenas tivessem a capacidade de gerar sua própria energia, mas também explorassem oportunidades para criar modelos de negócios no setor de energia solar. Este artigo tem como propósito realizar a análise de viabilidade técnico-econômica de implantação de uma usina solar fotovoltaica, localizada no Estado do Espírito Santo, baseada em um modelo de locação de equipamentos. Foram realizados o dimensionamento e a determinação dos principais elementos do sistema fotovoltaico, iniciando pela seleção do local para instalação da usina até a capacidade instalada do empreendimento. A avaliação da viabilidade do projeto foi fundamentada nas projeções das receitas e custos de implementação e operação da usina, considerando um período de 25 anos. Os resultados obtidos mostraram que esse modelo de negócio se apresenta como uma boa opção de investimento, devido às altas taxas de rentabilidade apresentadas e aos baixos riscos associados. Associado a isso, consumidores que não possuem condições técnicas/econômicas de possuir seus próprios sistemas de geração podem se beneficiar de usinas implantadas sob esse modelo, redirecionando as economias geradas em ações para aumentar a produtividade e tornarem-se mais competitivos.

Palavras-chave: Usina solar fotovoltaica. Geração distribuída. Viabilidade técnico-econômica. Avaliação de projetos. Locação de equipamentos.

Abstract: The significant growth potential of photovoltaic solar energy in Brazil, combined with the latest regulatory norms on distributed generation, has allowed consumers not only to have the ability to generate their own energy but also to explore opportunities to create business models in the solar energy sector. This article aims to conduct a technical-economic feasibility analysis for the implementation of a photovoltaic solar plant located in the State of Espírito Santo, based on an equipment leasing model. The sizing and determination of the main elements of the photovoltaic system were carried out, starting from the selection of the site for the installation of the plant to the installed capacity of the venture. The project's viability assessment was based on projections of revenues and costs of implementation and operation of the plant, considering a period of 25 years. The results obtained showed that this business model presents itself as a good investment option, due to the high rates of profitability and low associated risks. In addition, consumers who do not have the technical/economic conditions to own their own generation systems can benefit from plants implemented under this model, redirecting the savings generated into actions to increase productivity and become more competitive.

Keywords: Photovoltaic solar plant. Distributed generation. Technical-economic feasibility. Project evaluation. Equipment leasing.

Agradecimentos: Os autores agradecem ao Ifes pelo apoio institucional.

Cite como

American Psychological Association (APA)

Abreu Neto, S. L., & Donadel, C. B. (2024, jul./dez.). Viabilidade técnico-econômica de um modelo de implantação de usina solar fotovoltaica baseado em locação de equipamentos. *Revista Inovação, Projetos e Tecnologias - IPTEC*, São Paulo, 12(2), 1-16, 26241. <https://doi.org/10.5585/iptec.v12i2.26241>

¹ Este artigo é fruto do Trabalho Final de Curso (TFC) do egresso Samuel Lino de Abreu Neto no Curso de Pós-Graduação Especialização em Eficiência Energética do Instituto Federal do Espírito Santo – campus Vitória.

1 Introdução

A energia desempenha um papel crucial na existência humana, sendo parte integrante, juntamente com transporte, telecomunicação, água e saneamento, da infraestrutura essencial para integrar o ser humano ao atual modelo de desenvolvimento (REIS, 2017). Entretanto, à medida que a demanda por eletricidade continua a crescer, surgem desafios significativos relacionados à sustentabilidade e à segurança energética.

Historicamente, o Brasil tem sido dependente de fontes de energia tradicionais; em 2022, a energia gerada a partir de fontes hídricas contribuiu com aproximadamente 64% da produção interna de eletricidade, sendo que a maior parte das importações de energia provém da usina de Itaipu (EPE, 2023). De fato, as fontes de energia renovável compõem 88% da oferta interna de eletricidade no Brasil, resultando da combinação da produção nacional com as importações, que também são, em sua maioria, provenientes de fontes renováveis.

No entanto, a grande dependência das fontes hídricas tornam evidente o risco de segurança energética do Brasil devido às alterações climáticas e estiagens recorrentes nos últimos anos. Em contrapartida, as fontes térmicas não renováveis que complementam a matriz, trazendo maior segurança energética, são grandes emissoras de carbono, contrariando o compromisso de mitigar as emissões de gases de efeito estufa e atender às metas de sustentabilidade estabelecidas internacionalmente (IPCC, 2019). Esses fatores somados impulsionam a latente necessidade de diversificação da matriz energética com fontes limpas e renováveis.

Diante desse cenário, como alternativas para suprir a demanda energética, reduzir gastos com energia e atenuar os impactos ambientais, destacam-se as fontes de energia renovável, notadamente a solar e a eólica (AZEVEDO, 2020).

Nesse contexto, a Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012) foi um marco para o avanço da geração distribuída no Brasil. Essa resolução permitiu que os consumidores de energia gerassem sua própria eletricidade, utilizando fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, e até mesmo injetassem o excedente para a rede elétrica, gerando créditos de energia que poderiam ser compensados posteriormente. Esse sistema de compensação de energia permite que o consumidor gere a sua própria energia e pague para a distribuidora apenas a diferença entre o consumo e a produção. Isso incentivou significativamente a adoção de sistemas de geração distribuída, tornando-a acessível para residências, empresas e setores rurais. Ao longo dos anos, a REN 482 passou por diversas melhorias com o intuito de promover a disseminação da Micro

e Minigeração Distribuída - MMGD (DE SOUZA, 2020).

No período entre 2018 e 2019, foram promovidos debates, por meio de consultas e audiências públicas, abordando alterações na REN 482, envolvendo diversos setores da sociedade (ANEEL, 2019). O resultado dessas discussões foi o reconhecimento da necessidade de estabelecer uma legislação federal específica sobre o assunto. Em outras palavras, foi percebida a importância de criar um Marco Legal para a MMGD no Brasil, relacionado tanto ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) quanto ao Programa de Energia Renovável Social (PERS). Esse entendimento culminou na proposição do Projeto de Lei (PL) 5.829/2019 (BRASIL, 2023).

Após a tramitação e aprovação do PL 5.829/2019 foi publicada no Diário Oficial da União a Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022), e de forma imediata, estabeleceu o marco legal da MMGD. Ela proporcionou uma série de alterações às regras até então vigentes, e quanto às regras de compensação de energia injetada na rede, estabeleceu que os geradores cadastrados até aquela data, assim como os novos que protocolassem a solicitação de acesso em até 12 meses após a data da publicação da lei (07/01/2023), receberiam compensação de todas as componentes tarifárias (regra anterior), até 2045 (BRASIL, 2023).

Essas resoluções e lei foram responsáveis pela forte penetração dos sistemas solares fotovoltaicos na matriz energética brasileira e permitiram o surgimento de um novo modelo de negócios, a locação de usinas solares, que se tornou uma alternativa aos consumidores que não possuem área disponível e/ou capital para investirem, possibilitando assim gerarem a própria energia por meio da locação dos equipamentos ou de cotas desses empreendimentos. Nesse modelo de negócios, também conhecido como fazendas solares, comunidades solares ou energia solar por assinatura, uma empresa investidora constrói uma planta de até 5MW (limitado pela Resolução Normativa nº 482 até 07/01/2023) e aluga frações (lotes) do empreendimento para os clientes, nos quais a energia injetada na rede é proporcionalmente compensada aos consumidores que adquirem os lotes. A proposta de valor reside na capacidade de gerar energia elétrica a partir da fonte solar sem que o cliente tenha que fazer um investimento inicial (DE SOUZA, 2020).

Atualmente, na literatura, a viabilidade técnico-econômica da instalação de sistemas solares fotovoltaicos é amplamente discutida (CAVALCANTI, SILVA e DA SILVA, 2023). No entanto, a locação de usinas solares é um segmento crescente na indústria, que ainda não recebeu a mesma atenção, tanto do ponto de vista dos potenciais consumidores que podem aderir as cotas desses empreendimentos em troca de um desconto nas faturas de energia, quanto do ponto de vista do investidor que quer desenvolver, projetar, investir na construção e operar esses

empreendimentos em troca de receitas por meio da locação dos equipamentos ou de cotas das usinas solares (SCHUINA, 2021).

Dessa forma, este artigo tem como objetivo principal realizar a análise de viabilidade técnico-econômica da implantação de uma usina solar fotovoltaica, a partir de modelo de negócios baseado em locação de equipamentos. Busca-se identificar como localização, dimensionamento, investimento inicial (CAPEX), custos operacionais (OPEX), geração anual de energia, projeção de receita e indicadores econômicos se relacionam neste tipo de empreendimento, sob a perspectiva do investidor.

O restante deste artigo está dividido da seguinte forma: na Seção II é apresentada e detalhada a metodologia proposta; na Seção III são apresentados os resultados aplicados a um estudo de caso (simulação e modelagem do projeto desenvolvido), bem como em sua avaliação; por fim, na Seção IV, são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 Metodologia

2.1 Desenvolvimento do projeto básico

Para o desenvolvimento do projeto básico da usina foram consideradas algumas premissas que influenciam diretamente na viabilidade técnico-econômica do projeto, dentre as quais podemos destacar: a localização do empreendimento, a definição da capacidade instalada, e a escolha dos equipamentos utilizados no projeto.

A definição da localização do empreendimento é uma etapa complexa que requer um amplo estudo sobre uma combinação de fatores que são restritivos para o desenvolvimento do projeto. O primeiro fator analisado foi o índice de irradiação das diversas regiões do Espírito Santo; para isso foi utilizado o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017), que é uma ferramenta que contém informações de potencial solar, desenvolvida pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A base de dados é composta de registros contendo as médias anuais e mensais do total diário da irradiância global horizontal, difusa, direta normal e no plano inclinado em Wh/m².dia. Nessa etapa foram identificados elevados índices de irradiação na região norte do Espírito Santo, notadamente no município de Conceição da Barra.

Posteriormente foi realizado um mapeamento das subestações e da rede de distribuição de energia elétrica em média tensão da região norte do Espírito Santo, através dos dados disponíveis na plataforma GEOBASES (GEOBASES, 2023), uma infraestrutura de dados espaciais (IDE) do Governo do Estado do Espírito Santo, que publica através da internet

informações que são de interesse das mais diversas entidades públicas e privadas que atuam no Estado, sem a necessidade de requerimentos formais.

Nesse mapeamento adotou-se como premissa a delimitação e busca por áreas dentro de um raio de até 5 km de distância das subestações de distribuição e dos circuitos alimentadores de média tensão, visando mitigar os possíveis custos adicionais com participação financeira do investidor em obras de reforço de rede para conexão do empreendimento. Além dos aspectos já mencionados, outros fatores são importantes para a definição do local do empreendimento: topografia plana e ausência de vegetação densa, que evitam custos extras com serviços especializados em terraplanagem e supressão vegetal.

Outro fator importante é a baixa valorização da terra, que possibilita OPEX reduzido com o arrendamento do terreno. Após realizar a análise de todos esses fatores, foi definido como local de implantação do empreendimento um terreno situado no distrito de Braço do Rio, município de Conceição da Barra/ES, mais especificamente nas coordenadas -18,422178 (sul); -39,939950 (oeste). Esse terreno encontra-se em uma área com irradiação solar diária média anual de 5,02 kWh/m².dia no plano inclinado e a uma distância de aproximadamente 1,3 km do alimentador de média tensão PCA04 de 13,2 kV da subestação Pedro Canário.

A capacidade instalada da usina foi definida em 2,5 MW visando a viabilidade de conexão ao sistema de distribuição da distribuidora na classe de tensão de 15 kV, pois segundo o artigo 23 da Resolução Normativa nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021 da ANEEL (ANEEL, 2021), unidades consumidoras do grupo A devem ser conectadas com tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV se a carga ou a potência instalada de geração na unidade consumidora forem maiores que 75 kW e a maior demanda a ser contratada for menor ou igual a 2.500 kW. Dessa forma, a capacidade instalada definida atende aos critérios de enquadramento como minigeração distribuída e de conexão ao alimentador de 13,2 kV próximo ao terreno selecionado.

As usinas solares fotovoltaicas são compostas basicamente por módulos fotovoltaicos, estruturas de fixação dos módulos, inversores CC-CA, quadro geral de baixa tensão (QGBT), transformador de acoplamento e cabine primária de medição e proteção, além dos cabos, malha de aterramento, sistema de monitoramento e controle e outros componentes (SCHUINA, 2021).

Para o dimensionamento da usina solar fotovoltaica foi considerado a utilização de: 6.800 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino monofacial de 455 Wp modelo CS3W-455MS da Canadian Solar, 25 inversores de 100 kW modelo SUN2000-100KTL-H1 da Huawei Technologies, estruturas de fixação fixas com duas fileiras de módulos por mesa, transformador trifásico a óleo de 2.500 kVA e cabine primária blindada padrão EDP-ES de uma medição ao tempo.

Esses equipamentos foram selecionados por apresentarem preços competitivos, representatividade dos fabricantes no mercado internacional, e qualidade dos produtos.

Dessa forma, o projeto básico da usina dimensionada totaliza 3.094 kWp de potência CC (corrente contínua) e 2.500 kW de potência AC (corrente alternada), com um sobrecarregamento de 23,76% dos inversores. Essa estratégia de dimensionamento, também conhecida como *oversizing* ou fator de dimensionamento do inversor (FDI), é calculada por (1) (CEPEL, 2014) e amplamente utilizada para otimizar a relação entre investimento e geração de energia, a fim de alcançar melhores resultados de TIR e menor custo nivelado de energia, também conhecido como LCOE (*Levelized Cost of Energy*) (SCHUINA, 2021), que é definido pelos custos totais do projeto, incluindo não somente o capital investido (CAPEX), mas também os custos operacionais (OPEX), pela energia gerada ao longo de toda a operação da usina, calculado por (2) (SCHUINA, 2021).

$$FDI = \frac{\text{Potência nominal CA do inversor (W)}}{\text{Potência Pico dos módulos fotovoltaicos (Wp)}} \quad (1)$$

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{\text{Energia produzida durante vida útil (kWh)}} \quad (2)$$

2.2 Simulação da geração de energia

Para a simulação da geração anual da usina projetada na etapa anterior, foi utilizado o *software* PVSyst (PVSyst, 2022), que é um *software* de simulação de sistemas fotovoltaicos amplamente utilizado por empresas do setor fotovoltaico por apresentar simulações com resultados bem próximos da realidade (SCHUINA, 2021). O *software* possui integração com a base de dados climáticos *Meteonorm* (Meteonorm, 2022), que utilizam informações de satélite e calibram essas informações com os dados obtidos em estações de terra. Foram consideradas como premissas de simulação estruturas fixas orientadas ao norte (azimuth = 0°) com inclinação de 15° e espaçamento entre fileiras (*pitch*) de 8 metros.

2.3 Modelagem econômica do projeto

A modelagem econômica do projeto foi dividida em cinco etapas: definição de premissas contratuais; definição de premissas tributárias, financeiras e macroeconômicas; definição de premissas técnicas de geração de energia; levantamento do CAPEX, levantamento do OPEX. Seu desenvolvimento foi realizado por meio de planilha eletrônica no *software* Microsoft Excel.

O modelo proposto prevê que toda a energia gerada pelo empreendimento será injetada na rede da distribuidora e os créditos gerados serão compensados nas unidades consumidoras que aderirem aos contratos de locação das costas da usina. Pela locação, os locatários pagarão ao proprietário da usina uma fatura considerando o valor da locação proporcional ao montante de energia compensada multiplicada pela tarifa vigente na distribuidora descontada de 15%. Na Tabela 1 são apresentadas as premissas contratuais de entrada do modelo econômico e as tarifas aplicadas, as premissas tributárias, financeiras e macroeconômicas e as premissas técnicas de geração de energia.

Tabela 1.

Premissas Técnicas e Econômica Adotadas

Modelo de Negócio	Geração Compartilhada
Distribuidora	EDP – ES
Tarifa convencional Subgrupo B3	R\$ 0,69813/kWh
Tarifa convencional c/ impostos (Subgrupo B3)	R\$ 0,90/kWh
Desconto na tarifa c/ Geração Compartilhada	15%
Tarifa convencional c/ imposto com desconto da G.C	R\$ 0,76/kWh
Tarifa de demanda Geração (TUSDG) Subgrupo A4	R\$ 13,08/kW
Tarifa de demanda Geração c/ impostos (TUSDG) SubGrupo A4	R\$ 16,77/kW
Comercialização das cotas (lote)	100%
Taxa de inadimplência	10%
Período para substituição de inadimplentes	4 meses
Regime Tributário	Lucro Presumido
Base de cálculo IRPJ	32% da receita bruta
Alíquota IRPJ	25%
Alíquota CSLL	9%
Alíquota PIS/COFINS	5%
Alíquota ICMS	17%
Taxa Selic	12,25% a.a.
Cotação Dólar	R\$ 4,95
Taxa Mínima de Atratividade (TMA) - Selic + 2%	14,25% a.a.
Inflação (IPCA)	4,55% a.a.
Inflação energética	6% a.a.
Geração anual simulada	4.607.600 kWh/ano
Degradação no 1º ano	2%
Degradação linear	0,6% a.a.

Fonte: Autores e ANEEL (2023).

A etapa de levantamento do CAPEX foi realizada por meio de pesquisa com os principais fornecedores do mercado e agrupados conforme Tabela 2.

A etapa de levantamento do OPEX foi realizada por meio de pesquisa com fornecedores e entrevista com operadores de usinas solares fotovoltaicas. Aos custos operacionais anuais levantados foram somados os custos anuais com demanda contratada da usina, bem como o custo anual com o arrendamento do terreno, conforme disposto na Tabela 3.

Tabela 2.

CAPEX do Projeto

Item	Valor	%	R\$/Wp
Engenharia e construção	R\$ 3.981.682,90	37%	R\$ 1,29
Kit gerador fotovoltaico	R\$ 3.743.002,00	35%	R\$ 1,21
Estrutura de fixação	R\$ 972.509,00	8%	R\$ 0,29
Cabos e materiais elétricos	R\$ 652.943,13	6%	R\$ 0,21
Gestão do projeto	R\$ 500.000,00	5%	R\$ 0,16
Monitoramento e controle	R\$ 405.000,00	4%	R\$ 0,13
Transformador	R\$ 219.134,00	2%	R\$ 0,07
Seguros e riscos	R\$ 150.000,00	1%	R\$ 0,05
QGBT	R\$ 105.735,00	1%	R\$ 0,03
Cabine primária	R\$ 105.000,00	1%	R\$ 0,03
Total	R\$ 10.765.256,03	100%	R\$ 3,48

Fonte: Autores.

Tabela 3.

OPEX do Projeto

Item	Valor	%
Seguro operacional	R\$ 18.715,01	1%
Monitoramento	R\$ 30.000,00	3%
Manutenção corretiva	R\$ 53.826,28	5%
Manutenção preventiva	R\$ 185.640,00	16%
Segurança	R\$ 180.000,00	15%
Equipe técnica	R\$ 120.000,00	10%
Demanda contratada	R\$ 503.076,92	43%
Arrendamento do terreno	R\$ 84.000,00	7%
Total	R\$ 1.175.258,21	100%

Fonte: Autores.

A última etapa proposta na metodologia consistiu na projeção de receitas e despesas baseadas nas premissas adotadas e levantamento de dados realizados nas etapas anteriores, considerando um fluxo de caixa de vinte e cinco anos (tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos garantida pelo fornecedor).

Após a projeção do fluxo de caixa, foram calculados os indicadores econômicos TIR, VPL, *payback* descontado, LCOE, e realizado uma análise de sensibilidade da TIR, variando o CAPEX e o percentual de desconto concedido aos clientes, com o objetivo de dar visibilidade aos investidores sobre a atratividade do projeto, bem como uma análise de riscos caso o CAPEX realizado seja extrapolado.

Por fim, com o intuito de auxiliar na tomada de decisão de potenciais clientes na adesão ao modelo de negócio de locação de usinas solares e realizar um estudo de eficiência energética, foi realizado uma análise comparativa da economia de uma unidade consumidora do grupo B3 enquadrado na modalidade tarifária horária branca *versus* modalidade tarifária convencional com o desconto de 15% no valor da tarifa (devido adesão a usina de geração compartilhada). A

modalidade tarifária horária branca é uma opção que possui três valores diferentes ao longo dos dias úteis no lugar de um único valor de tarifa. Instituída pela ANEEL em janeiro de 2018, ela é vantajosa para quem consegue concentrar seu consumo no período fora de ponta dos dias úteis e durante todo o período nos finais de semana e feriados. Nos períodos intermediários e de ponta a tarifa é mais cara que a convencional (ANEEL, 2022).

3 Resultados e discussões

Inicialmente, foi realizada a simulação da geração de energia do sistema proposto. Os resultados estão apresentados na Tabela 4 dentre os quais se destacam a energia produzida de 4.608 MWh/ano, produção específica de 1.489 kWh/kWp/ano e índice de performance (PR – Performance Ratio) de 84,67%, que representa a relação entre o desempenho real do sistema e seu potencial teórico máximo (CEPEL, 2014).

Tabela 4.

Balanços e Resultados da Simulação

Mês	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	EArray (MWh)	EGrid (MWh)	PR (-)
Jan	176,8	74,6	432,7	427,5	0,828
Fev	159,8	76,9	407,9	403,2	0,831
Mar	161,3	79,4	436,6	431,6	0,838
Abr	129,5	63,5	374,6	370,3	0,849
Mai	116,7	50,3	359,7	355,5	0,856
Jun	104,8	44,9	336,9	332,9	0,868
Jul	114,5	49,1	366,5	362,2	0,872
Ago	126,2	61,1	382,0	377,6	0,867
Set	127,3	71,2	348,1	344,0	0,847
Out	146,4	81,5	388,2	383,6	0,847
Nov	161,1	88,7	403,5	398,7	0,837
Dez	173,9	81,7	425,5	420,4	0,834
Ano	1.698,3	822,9	4.662,3	4.607,6	0,847

Fonte: Autores por meio de PVSyst (2022).

Onde, GlobHor: Irradiação global horizontal; DiffHor: Irradiação difusa horizontal; EArray: Energia efetiva à saída do grupo; EGrid: Energia injetada na rede e PR: Índice de performance.

Em seguida, foi realizada a projeção das receitas e despesas do projeto, conforme exemplificado na Tabela 5 (para o primeiro ano) no modelo de DRE (Demonstração de Resultado do Exercício).

Posteriormente a projeção das receitas e despesas do primeiro ano do projeto, aplicou-se as premissas adotadas na metodologia para considerar a perda de eficiência do sistema ao longo

dos anos, os reajustes na tarifa de energia (inflação energética) e os reajustes das despesas operacionais indexadas ao índice nacional de preço ao consumidor amplo (IPCA). Esses valores corrigidos ano a ano foram agrupados para a construção do fluxo de caixa do projeto, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 5.

Projeção de Receitas e Despesas no Primeiro Ano

Ano	1
Performance	98%
Geração de Energia (MWh)	4.515
Tarifa c/ desconto (R\$/kWh)	0,76
Receita Bruta (Mil R\$)	3.435
Receita com Inadimplência (Mil R\$)	3.321
(-) Imposto sobre faturamento (Mil R\$)	166
Pis (Mil R\$)	33
Cofins (Mil R\$)	133
(=) Receita Líquida (Mil R\$)	3.155
(-) Despesas Operacionais (Mil R\$)	1.270
Opex (Mil R\$)	1.175
Administração (Mil R\$)	95
(=) EBITDA (Mil R\$)	1.885
(-) Imposto sobre o Resultado (Mil R\$)	350
IR (Mil R\$)	165
Adicional IR (Mil R\$)	86
CSLL (Mil R\$)	99
(=) Resultado Líquido (Mil R\$)	1.535

Fonte: Autores.

Tabela 6.

Fluxo de Caixa do Projeto (Visão Investidor)

Ano	Capex/ Receitas (Mil R\$)	Opex/ Impostos (Mil R\$)	Fluxo de Caixa (Mil R\$)	VPL FCA (Mil R\$)
0	-10.765			
1	3.321	-1.786	1.535	-9.422
2	3.499	-1.880	1.618	-8.182
3	3.687	-1.980	1.706	-7.038
4	3.884	-2.085	1.799	-5.982
5	4.093	-2.196	1.897	-5.008
6	4.312	-2.313	1.999	-4.109
7	4.544	-2.436	2.108	-3.279
8	4.787	-2.565	2.222	-2.513
9	5.044	-2.701	2.343	-1.807
10	5.315	-2.845	2.470	-1.155
11	5.600	-2.996	2.604	-554
12	5.900	-3.155	2.745	1
13	6.216	-3.322	2.894	513
14	6.550	-3.499	3.051	986
15	6.901	-3.685	3.216	1.422
16	7.271	-3.881	3.390	1.824
17	7.662	-4.088	3.574	2.195

Ano	Capex/ Receitas (Mil R\$)	Opex/ Impostos (Mil R\$)	Fluxo de Caixa (Mil R\$)	VPL FCA (Mil R\$)
18	8.072	-4.305	3.767	2.538
19	8.505	-4.534	3.971	2.854
20	8.962	-4.776	4.186	3.145
21	9.442	-5.030	4.412	3.414
22	9.949	-5.298	4.651	3.663
23	10.483	-5.581	4.902	3.891
24	11.045	-5.878	5.167	4.103
25	11.637	-6.192	5.446	4.297

Fonte: Autores.

Analisando o fluxo de caixa, observou-se que o tempo de retorno do investimento (*Payback* descontado) ocorre no 12º ano. A TIR obtida no projeto foi de 18,99% a.a., e o VPL do fluxo de caixa ao final dos 25 anos de operação do empreendimento é de R\$ 4.297.426,07. Como o resultado da TIR ficou acima do valor da TMA (Selic + 2%), e o valor presente líquido do fluxo de caixa ficou acima de zero ($VPL > 0$), o projeto se apresentou economicamente viável, justificando assim o investimento. Outra métrica calculada foi o LCOE, essa métrica é muito utilizada para realizar a comparação do custo de produção entre diferentes fontes de energia. O projeto apresentou LCOE de 0,22 R\$/kWh ou 44,40 US\$/MWh, valor abaixo do *benchmark* global para sistemas fotovoltaicos de eixo fixo em 2021 (48 US\$/MWh) (Bloomberg, 2021), comprovando a competitividade do projeto.

Para complementar a avaliação econômica do projeto do ponto de vista do investidor, foi realizado uma análise de sensibilidade da taxa de retorno do projeto (TIR), variando o CAPEX e o percentual de desconto na tarifa. Dessa forma pode-se analisar possíveis cenários de desvios dessas variáveis e mapear os riscos e oportunidades de maximização dos resultados, conforme apresentado na Tabela 7, onde encontram-se destacados em verde as taxas internas de retorno maiores que a taxa mínima de atratividade e em vermelho as taxas internas de retorno menores que a taxa mínima de atratividade.

Tabela 7.

Análise de Sensibilidade

TIR: 18,99%		Desconto na Tarifa (%)				
		10%	15%	20%	25%	30%
CAPEX (R\$/Wp)	3	23,4%	21,6%	19,7%	17,8%	15,9%
	3,1	22,7%	21,0%	19,2%	17,3%	15,4%
	3,2	22,1%	20,4%	18,7%	16,8%	15,0%
	3,3	21,6%	19,9%	18,2%	16,4%	14,6%
	3,4	21,0%	19,4%	17,7%	16,0%	14,2%
	3,5	20,5%	18,9%	17,3%	15,6%	13,8%
	3,6	20,0%	18,4%	16,8%	15,2%	13,4%
	3,7	19,5%	18,0%	16,4%	14,8%	13,1%
	3,8	19,1%	17,6%	16,0%	14,4%	12,8%
	3,9	18,7%	17,2%	15,7%	14,1%	12,4%
	4	18,3%	16,8%	15,3%	13,8%	12,1%
	4,1	17,9%	16,5%	15,0%	13,4%	11,8%
	4,2	17,5%	16,1%	14,7%	13,1%	11,6%
	4,3	17,2%	15,8%	14,3%	12,9%	11,3%
	4,4	16,8%	15,4%	14,0%	12,6%	11,0%
	4,5	16,5%	15,1%	13,8%	12,3%	10,8%

Fonte: Autores.

Observa-se que a TIR do projeto se mantém aceitável na condição de 15% de desconto na tarifa, mesmo em condições de extrapolação do CAPEX projetado, da mesma forma que existem oportunidades de maximização da rentabilidade do projeto reduzindo o CAPEX.

Visando realizar uma análise econômica do ponto de vista do cliente e propor uma ação de eficiência energética no âmbito da análise tarifária, foi coletado o histórico de consumo de uma unidade consumidora do subgrupo B3 enquadrada na modalidade tarifária horária branca situada na área de concessão da distribuidora EDP-ES, apresentado na Tabela 8.

Tabela 8.

Histórico de Consumo

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Consumo Intermediário (kWh)	Mês	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Consumo Intermediário (kWh)
abr/22	388	8.458	268	out/22	387	7.194	261
mai/22	376	7.432	247	nov/22	393	7.411	268
jun/22	368	7.229	248	dez/22	393	7.527	262
jul/22	352	6.451	236	jan/23	367	7.611	237
ago/22	369	7.703	250	fev/23	396	8.751	272
set/22	408	6.829	271	mar/23	376	9.278	266

Fonte: Autores.

Desses dados, é possível extrair a média de consumo anual nos postos tarifários ponta (381 kWh), fora ponta (7.656 kWh) e intermediário (257 kWh), totalizando 8.294 kWh de consumo ativo. Os valores da modalidade tarifária horária branca no grupo B3 foram coletados (Bloomberg, 2021) e após a aplicação das alíquotas dos impostos apresentados na Seção II desse artigo, foram encontrados os seguintes valores: consumo ativo ponta (1,80 R\$/kWh), consumo ativo fora de ponta (0,78 R\$/kWh) e consumo ativo intermediário (1,18 R\$/kWh). De posse desses dados, foi realizado a comparação entre os valores das faturas de energia considerando três cenários: fatura da unidade consumidora na modalidade tarifária horária branca, na modalidade tarifária convencional e na modalidade tarifária convencional com geração compartilhada. Os resultados são apresentados na Tabela 9, na Tabela 10 e na Tabela 11.

Tabela 9.

Fatura na Modalidade Tarifária Horária Branca

Subgrupo B3 - Modalidade Tarifária Horária Branca			
Posto Horário	Consumo (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor (R\$)
Ponta	381	1,80	685,45
Fora Ponta	7.656	0,78	5.983,07
Intermediário	368	1,18	304,43
Total da fatura da distribuidora			6.972,95

Fonte: Autores.

Tabela 10.

Fatura na Modalidade Tarifária Convencional

Subgrupo B3 - Modalidade Tarifária Convencional		
Consumo (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor (R\$)
8.294	0,90	7.464,98
Total da fatura da distribuidora		7.464,98

Fonte: Autores.

Tabela 11.

Fatura na Modalidade Tarifária Convencional com Desconto da Geração Compartilhada

Subgrupo B3 - Modalidade Tarifária Convencional com Desconto da Geração Compartilhada			
Energia Ativa (kWh)		Tarifa (R\$/kWh)	Valor (R\$)
Consumida	8.294	0,90	7.464,98
Injetada	-8.194	0,90	-7.334,32
Total da fatura da distribuidora			89,5
Total da fatura de locação da geração compartilhada			6.220,74
Total pago pelo cliente (distribuidora + G.C)			6.310,25

Fonte: Autores.

Observa-se que a modalidade tarifária horária branca se apresenta como uma boa alternativa de eficiência energética em relação a convencional para essa unidade consumidora,

que tipicamente funciona no posto horário fora ponta de acordo com os consumos registrados. Porém a alternativa de adesão a geração compartilhada com desconto garantido de 15% na tarifa convencional se apresentou como a melhor solução do ponto de vista de eficiência energética. Vale ressaltar que nesse cenário, o cliente recebe os créditos de energia gerados pela usina solar remota e abate em todas as componentes compensáveis da sua fatura de energia, onde a parcela não compensável (custo de disponibilidade e iluminação pública) é paga para a distribuidora, e o montante de energia compensada é paga ao proprietário da usina por meio de uma fatura de aluguel de cotas do empreendimento, descontado de 15% conforme previsto no modelo de negócio.

4 Conclusões

A grande dependência de fontes hídricas e térmicas não renováveis da matriz elétrica brasileira, associados aos problemas climáticos relacionados a estiagens e elevação da temperatura mundial, evidenciam a necessidade de diversificação com aumento da participação de fontes renováveis não baseadas nesses recursos. Nesse cenário, a fonte de energia solar fotovoltaica se destaca por ser um recurso abundante, e extremamente competitivo devido aos baixos custos quando comparados a outras fontes.

Esse artigo analisou a viabilidade técnico-econômica de implantação de uma usina solar fotovoltaica baseada no modelo de negócio de locação dos equipamentos no estado do Espírito Santo, com o objetivo de auxiliar o desenvolvimento desse mercado na região e subsidiar potenciais investidores na tomada de decisão de investimento, bem como, trazer uma visão do potencial de economia para possíveis clientes em relação as modalidades tarifárias disponíveis no grupo B.

Os resultados obtidos por meio da modelagem do projeto comprovaram a tese de que esse modelo de negócio se apresenta como uma ótima opção de investimento, devido as altas taxas de rentabilidade apresentadas e baixos riscos associados, principalmente quando comparamos com os principais ativos de renda fixa (baixo risco) disponíveis no mercado, que normalmente remuneram o investidor a taxas próximas da taxa básica de juros (Selic). Outro ponto favorável é que as receitas projetadas no modelo econômico, são indexadas aos reajustes tarifários de energia, que historicamente são reajustados acima da taxa de inflação (IPCA). Isso mostra aos profissionais da área e aos potenciais investidores novas possibilidades de implantação de usinas fotovoltaicas, antes pouco exploradas, sinalizando que este mercado ainda pode continuar em expansão, agora em novas frentes de desenvolvimento.

Do ponto de vista do cliente, esse modelo de negócio surge como uma nova alternativa para se obter economia com um importante insumo da sua cadeia produtiva (energia elétrica), sem dispor de investimento e área disponível para tal, possibilitando no investimento dessa economia em ações para aumentar a produtividade e se tornar mais competitivo. Alguns exemplos de negócios que podem aderir aos sistemas de geração compartilhada por meio da locação dos equipamentos são: padarias, pequenos mercados, restaurantes, açougues e postos de combustíveis, que normalmente estão enquadrados no subgrupo B3 e não possuem opção de escolha com relação ao fornecedor de energia elétrica, pois esses estão enquadrados como clientes cativos da distribuidora no mercado regulado. Essa adesão também pode ser considerada como uma medida de eficiência energética, pois envolve indiretamente em uma análise tarifária.

Referências

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2012). *Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Acessado em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2019). *Audiência pública 40/2019, de 07 de novembro de 2019*. Acessado em <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2021). *Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. Acessado em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2022). *Tarifa Branca*. Acessado em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2023). *Resolução homologatória nº 3.241, de 1º de agosto de 2023*. Acessado em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233241ti.pdf>
- Azevêdo, R. de O. (2020). *Análise de fatores determinantes na viabilidade econômica de investimentos em energia solar e eólica* [Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba]. Acessado em <https://repositorio.ufpb.br/jspui/handle/123456789/22669>
- Banco Central do Brasil. (2023). *Relatório de Mercado Focus*. Acessado em <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/17112023>
- Brasil. (2022). *Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022*. Acessado em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm
- Brasil, F. da S., et al. (2023). Análise dos impactos financeiros de uma usina de geração de energia fotovoltaica junto à carga com aplicação da lei 14.300. *Revista de Tecnologia Aplicada (RTA)*, 12(1), 86-99. <http://dx.doi.org/10.48005/2237-3713rta2023v12n1p8699>

- Cavalcanti, P. N. M., Silva, A. C. de L., & da Silva, C. M. (2023). Avaliação da viabilidade econômica da implantação de fontes fotovoltaicas em instituições públicas: um estudo de revisão. *Observatório de La Economía Latinoamericana*, 21(10), 14855–14893. <https://doi.org/10.55905/oelv21n10-023>
- CEPEL; DTE; CRESESB. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Edição 201. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Acessado em https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- De Souza, R. C. (2020). *Modelos de negócio para micro e minigeração distribuída fotovoltaica no Brasil: características e impactos com a alteração da compensação de energia* [Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro].
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2023). *Balanco Energético Nacional 2023: Ano base 2022*. Acessado em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>
- Governo do Estado do Espírito Santo, GEOBASES. (n.d.). Acessado em <https://ide.geobases.es.gov.br/?limit=5&offset=0>
- Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. (2019). *Global Warming of 1.5°C*.
Meteonorm. (2022). Version 7.3. Bern: Meteotest AG.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. L., Rüther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., & Souza, J. G. (2017). *Atlas brasileiro de energia solar* (2nd ed.). São José dos Campos: INPE. <http://doi.org/10.34024/978851700089>
- PVSyst. (2022). Version 7.1.4. Geneva: PVSyst SA.
- Reis, L. B. dos. (2017). *Geração de Energia Elétrica* (3rd ed.). Barueri: Manole.
- Schuina, L. L. (2021). *Estudo de viabilidade técnica e econômica de implementação de uma usina solar voltada para locação de equipamentos como modelo de negócio de uma fazenda solar* [Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto Federal do Espírito Santo]. Acessado em <https://repositorio.ifes.edu.br/handle/123456789/1275>
- Bloomberg. (2021). *1H 2021 LCOE Update*. Acessado em <https://www.bloomberg.com.br/blog/1h-2021-lcoe-update/>