

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Lucas Rodrigues Rizzi

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS EM PIVÔS DE IRRIGAÇÃO NA REGIÃO CENTRO
ORIENTAL DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL**

Santa Maria, RS.

2024

Lucas Rodrigues Rizzi

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM PIVÔS DE IRRIGAÇÃO NA REGIÃO CENTRO ORIENTAL DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Mecânico**.

Orientador: Prof. Dr. Cristiano Roos

Santa Maria, RS.

2024

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM PIVÔS DE IRRIGAÇÃO NA REGIÃO CENTRO ORIENTAL DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC PANELS APPLIED TO PIVOT IRRIGATION SYSTEMS IN THE CENTRAL AREA OF THE RIO GRANDE DO SUL STATE.

Lucas Rodrigues Rizzi¹, Cristiano Roos²

RESUMO

O objetivo desta pesquisa é realizar o dimensionamento técnico de um sistema de geração de energia solar aplicado a dois pivôs de irrigação, instalados na região centro oriental do Rio Grande do Sul, verificando sua viabilidade econômica. Foram elaborados oito cenários distintos, variando-se potência de geração do sistema fotovoltaico, as tarifas de energia vigentes e a isenção ou não da nova tarifa de injeção de energia na rede elétrica. Para a análise econômica, aplicou-se para cada cenário os métodos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado (PBD). Comparou-se os resultados com o valor calculado do método do *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Todos os cenários apresentaram viabilidade econômica de investimento. Concluiu-se que tarifas de energia maiores aumentam a performance econômica do sistema fotovoltaico, e que a nova tarifa de injeção de energia não causou impacto considerável na viabilidade do investimento. O retorno do capital investido ocorreu em até 1/4 da vida útil do projeto.

Palavras-chave: Energias renováveis. Energia solar. Geração fotovoltaica. Agricultura. Irrigação. Pivô central. Engenharia econômica. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

The objective of this research is to perform the technical sizing of a solar power generation system applied to two irrigation pivots installed in the central-eastern region of Rio Grande do Sul, assessing its economic viability. Eight different scenarios were developed, varying the generation capacity of the photovoltaic system, current energy rates, and exemption or not from the new energy injection rate into the electrical grid. For the economic analysis, the methods of Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Discounted Payback (DPB) were applied to each scenario. The results were compared with the calculated value of the Levelized Cost of Energy (LCOE) method. All scenarios showed economic feasibility for investment. It was concluded that higher energy rates increase the economic performance of the photovoltaic system, and that the new energy injection rate did not have a considerable impact on the viability of the investment. The return on invested capital occurred in up to 1/4 of the project's useful life.

Keywords: Renewable energies. Solar energy. Photovoltaic generation. Agriculture. Irrigation. Center pivot. Economical engineering. Economic feasibility.

¹ Graduando em Engenharia Mecânica, autor; Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia – UFSM.

² Engenheiro de Produção, orientador; Doutor em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina; Professor do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas – UFSM.

1 INTRODUÇÃO

Para que um país em desenvolvimento cresça economicamente é necessário que haja oferta suficiente de energia elétrica (WAHEED; SARWAR; WEI, 2019). Além disso, energia elétrica a um custo baixo aumenta a competitividade dos produtos de um país, pois melhora as margens de lucro dos negócios, permitindo redução de preço e aumento de investimentos (ABRACE, 2019). Possuir uma matriz energética renovável traz benefícios para a economia. Entre 2010 e 2020, 644 GW de capacidade de geração de energia, através de meios renováveis, foram adicionados globalmente, com custos estimados menores que fontes de energia fóssil (IRENA, 2021). Em 2020, a oferta interna de energia elétrica (OIEE) no Brasil foi de 645,9 TWh, enquanto o consumo foi de 540,2 TWh (EPE, 2021). Isto significa que houve 16,36% de capacidade ociosa de energia, disponível para atender um aumento da demanda. Ainda segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2021), do total da OIEE, 621,2 TWh foram gerados nacionalmente, sendo que 84,8% deste montante foram provenientes de fontes de energia renováveis, dos quais 10,75 TWh, ou 1,73% do total, advindos da energia solar.

Dentre as fontes de energias renováveis, destaca-se a energia solar. Em 2020, 261 GW de capacidade de geração de energia de fontes renováveis foram comissionados no mundo, dos quais 48% provenientes da energia solar (IRENA, 2021). Segundo a mesma fonte, assim como em 2020, a geração de energia elétrica através do sol foi a maior contribuidora entre usinas de energia de fontes renováveis, que iniciaram suas operações em 2019. No Brasil, efeito similar aconteceu. De janeiro de 2019 a dezembro de 2020, a produção de energia elétrica via painéis fotovoltaicos, considerando geração distribuída, aumentou em 61,5%, representando a maior adição em GWh dentre todas as fontes de energia, renováveis ou não, à rede nacional (EPE, 2021).

A redução de custo massiva da tecnologia, juntamente com a regulamentação da geração distribuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, viabilizou no Brasil a instalação de pequenos sistemas, para atender uma residência, um comércio ou uma propriedade rural. A geração distribuída (GD) é aquela em que o consumidor gera energia elétrica por seus próprios meios, e disponibiliza o excedente para a rede em troca de créditos de energia para uso futuro (PEREIRA *et al.*, 2017). A GD no Brasil vivenciou um aumento de 137% na comparação entre 2019 e 2020, alavancada por um aumento de quase três vezes na produção de energia via células fotovoltaicas (EPE, 2021). O mesmo instituto salienta que o Rio Grande do Sul foi um dos cinco entes federativos responsáveis por alavancar este crescimento, produzindo um total de 535 GWh via energia solar em 2020. No consolidado dos dados brasileiros

do ano de 2021, a mesma tendência se repetiu. A geração distribuída cresceu 84%, a produção de energia elétrica via solar aumentou 1,8 vezes, sendo o Rio Grande do Sul responsável por 989 GWh, produzidos totalmente através de GD (EPE, 2022). É interessante notar a importância da participação da região sul do Brasil na produção de energia elétrica via solar. Apesar de ser a região do país com menor irradiação solar anual, de acordo com Pereira *et al.* (2017), possui maior potencial do que países europeus como França, Itália e Alemanha. Em comparação, em 2021, o Brasil possuía 4,6 GW de capacidade instalada de geração de energia solar (EPE, 2022). No mesmo ano, a Alemanha atingiu a marca de 60 GW (SOLARPOWER EUROPE, 2022). De acordo com a fonte anterior, a Alemanha é o país da Europa que mais instalou painéis solares nos últimos 10 anos, e a segunda colocada no ranque dos países do continente em capacidade de geração de energia solar *per capita*.

Ao analisar-se a produção de energia elétrica de um país ou região, também se faz necessário estudar o consumo. Comparando a nível nacional os setores agropecuário, industrial, residencial e comercial, o primeiro apresentou o maior aumento percentual no consumo de energia elétrica. Foram 58% em 10 anos, passando de um consumo de 21.460 GWh em 2011, para 33.882 GWh em 2021 (EPE, 2021; EPE, 2022). O avanço do consumo de eletricidade no agronegócio ocorreu devido à expansão do setor no país, e do aumento do uso de tecnologia e equipamentos integrados à produção, como sistemas de irrigação. Para efeito de comparação, no estado do Rio Grande do Sul, entre janeiro de 2010 e janeiro de 2020, houve um acréscimo de 15% na área plantada (IBGE, 2023c). No mesmo período, o estado presenciou o aumento de 151% na área irrigada com uso de pivô central (ANA; EMBRAPA MILHO E SORGO, 2019; ANA, 2021). De fato, comparando com todos os estados brasileiros, o Rio Grande do Sul apresentou o segundo maior crescimento em área irrigada entre 2000 e 2017 (ANA; EMBRAPA MILHO E SORGO, 2019).

Esse avanço na irrigação acontece pelo aumento de produtividade sem necessidade da expansão territorial das lavouras. Segundo a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (2021), o ganho de produção pela irrigação em lavouras de milho, soja, trigo, arroz e feijão se dá na ordem de duas a quatro vezes. O mesmo autor ressalta que a maior parte dos sistemas de captação de água para irrigação utilizam energia elétrica.

Ambas as tecnologias, irrigação e geração fotovoltaica, mostram-se relevantes para a conjuntura global atual, que é de busca pela redução dos impactos do ser humano ao meio ambiente. Em 2015, a Organização das Nações Unidas lançou a Agenda 2030, contendo dezesseis objetivos de desenvolvimento sustentável, dentre os quais: fome zero, energia limpa e barata, produção e consumo responsáveis e combate às alterações climáticas (UN, 2015).

Diante do contexto apresentado, esta pesquisa tem como tema, a viabilidade técnica e econômica do uso de painéis solares, aplicados a dois pivôs de irrigação, localizados na região centro oriental do Rio Grande do Sul. Dessa forma, o problema de pesquisa deste trabalho é de ordem prática e aplicado, descrito assim: existe viabilidade técnica e econômica para geração de energia elétrica para pivôs de irrigação utilizando painéis fotovoltaicos?

Para guiar este trabalho, definiu-se o seguinte objetivo geral: realizar o dimensionamento técnico de um sistema de geração de energia solar aplicado a dois pivôs de irrigação, instalados na região centro oriental do Rio Grande do Sul, verificando sua viabilidade econômica. Assim, estabeleceu-se os seguintes objetivos específicos: 1. Levantar os dados técnicos e de consumo de energia dos pivôs de irrigação; 2. Dimensionar um sistema fotovoltaico para atender o consumo destes pivôs; 3. Simular cenários de uso na aplicação do sistema dimensionado; 4. Analisar a viabilidade econômica dos cenários simulados através dos métodos de engenharia econômica.

A presente pesquisa é justificada por gerar um estudo acadêmico de viabilidade da integração de duas tecnologias, com grande impacto, uma na produção de alimentos, e outra na produção de energia limpa. Ademais, ao realizar o estudo com base em um caso real, este trabalho aproxima a academia da sociedade, gerando informações aplicáveis para o produtor rural.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este referencial teórico apresenta definições relativas aos temas de geração de energia solar e irrigação, em especial por pivô central. Também é abordado o tema de Engenharia Econômica, discorrendo sobre os principais métodos para a análise de viabilidade econômica de um investimento. Por fim, são expostos estudos publicados que abrangem problemas de pesquisa similares ao apresentado neste trabalho.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Módulos fotovoltaicos, ou painéis solares, são compostos de células fotovoltaicas fixadas em uma estrutura, e são capazes de aproveitar a irradiação solar para gerar energia elétrica (SYMIA; RADHAKRISHNAN; ASHOK, 2018). Segundo os autores, esse efeito ocorre quando dois semicondutores, um com carga positiva, e outro com negativa, são colocados em contato, gerando um campo elétrico, que ao ser atingido pelos fótons da luz solar, libera elétrons, criando assim uma corrente de eletricidade.

Para que sejam capazes de efetivamente gerar energia elétrica, os painéis solares devem ser combinados com outros equipamentos, formando um sistema. O principal componente é o inversor, que regula a tensão e transforma a corrente contínua (CC) proveniente dos painéis em corrente alternada (AC), utilizada na rede elétrica e na maioria dos equipamentos elétricos (BALFOUR; SHAW; NASH, 2018; RÜTHER, 2004). Ainda de acordo com os autores, para proteção contra raios e distúrbios na rede, é importante que o sistema conte com dispositivo de proteção contra surtos (DPS). Outros equipamentos que também podem ser utilizados são baterias e sistemas adicionais de suporte e controle (VARELLA; GOMES; JANUZZI, 2009). Segundo Ferreira *et al.* (2018), sistemas fotovoltaicos (SF) podem ser separados em cinco divisões: isolados da rede com uso de baterias (*off-grid*), conectados à rede (*on-grid*), híbridos, aplicados a bens de consumo e, usinas de energia.

A geração de energia via solar no Brasil ganhou impulso após a publicação da resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL. Foi o primeiro marco regulatório que permitiu que o consumidor brasileiro gerasse sua própria energia através de fontes renováveis (ANEEL, 2022). A geração foi classificada em micro ou minigeração distribuída, a depender da potência instalada, e o excedente produzido poderia ser injetado na rede elétrica, fornecendo créditos de energia para uso futuro do proprietário (BRASIL, 2012).

Com o passar dos anos, a regulamentação foi sendo aprimorada. A resolução da ANEEL nº 687/2015 criou as modalidades de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios), geração compartilhada e autoconsumo remoto (BRASIL, 2015). Além disso, aumentou os limites de potência para a minigeração, saindo do máximo de 1 MW para 5 MW.

Visando trazer mais segurança jurídica para o setor, o poder legislativo federal aprovou a lei nº 14.300, em 2022. A lei consolidou avanços das resoluções anteriores e trouxe o limite de potência da minigeração de fontes não despacháveis, como a solar, de volta para 3 MW (BRASIL, 2022). O principal ponto desta lei, no entanto, foi a criação de uma tarifa de uso da rede elétrica pelos consumidores participantes da micro ou minigeração distribuída, e a respectiva regra de transição. Em fevereiro de 2023, a ANEEL através da resolução nº 1.059, revogou as resoluções 482, 687 e 786, e adequou as normas a lei nº 14.300 (BRASIL, 2023).

Os impactos positivos da regulação podem ser observados no crescimento da micro e minigeração distribuída (MMGD). Em 2013, após a primeira norma, havia 75 sistemas de geração somando ambas as categorias, considerando as fontes hídrica, térmica, solar e eólica (EPE, 2023). Segundo a mesma fonte, em 2022 esse número atingiu a marca de 1.627.915 sistemas. A vantagem do modelo fotovoltaico, de fácil adequação à demanda e investimento

inicial proporcional, o tornou a principal escolha. Em 2022, a geração fotovoltaica foi responsável por 99% de toda a potência instalada do sistema nacional de MMGD (EPE, 2023).

O crescimento da geração de energia solar atrelada a micro e minigeração distribuída contribuiu para aumentar a eficiência da transmissão e distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN). De acordo com o Operador Nacional do Sistema, o pico máximo do consumo ocorre entre os meses de dezembro a março, das 12h às 15h, e coincide com o pico de geração fotovoltaica nas regiões sul e sudeste (PEREIRA *et al.*, 2017). Essas regiões são as maiores consumidoras de eletricidade no país, concentrando também a maior capacidade instalada de geração de energia via solar atrelada a MMGD (EPE, 2023).

2.2 SISTEMAS DE IRRIGAÇÃO POR PIVÔ CENTRAL

Irrigação é definida como a prática agrícola que utiliza um conjunto de equipamentos e técnicas para suprir a deficiência total ou parcial de água para determinada cultura em certa área (ANA, 2021). Segundo a Organização das Nações Unidas para Alimentação e Agricultura (FAO) (2020), o Brasil é o sexto país com maior área irrigada para cultivo no mundo. Apesar do bom posicionamento no ranking, a irrigação no Brasil é considerada modesta. Somando fatores como área agrícola, extensão territorial, clima e disponibilidade hídrica, resulta-se em um grande potencial estimado, ao contrário dos líderes do ranking, como China e Índia, que estão próximos do esgotamento de seu potencial de irrigação (ANA, 2021).

A irrigação é classificada de acordo com a forma de aplicação da água, sendo os principais métodos de irrigação: por superfície, subterrânea, aspersão e localizada (FRIZZONE, 2017). Segundo o mesmo autor, a irrigação por aspersão tem a vantagem de se adaptar a uma ampla gama de plantações e diferentes tipos de solo, devido a variedade de equipamentos aspersores disponíveis. Dentre os principais sistemas utilizados para a irrigação por aspersão, destaca-se o pivô central (ANA, 2021). Para Bernardo, Soares e Mantovani (2008), o pivô de irrigação central é definido como um sistema aspersor que faz uso de locomoção mecânica, tendo valor de eficiência de aplicação maior que 85%, o que é considerado ideal.

O pivô de irrigação central é constituído de torres metálicas sobre rodas, espaçadas a uma determinada distância, nas quais uma tubulação contendo aspersores é fixada a certa altura do solo e ligada a uma torre central, instalada no centro da área a ser irrigada (ponto-pivô) (ANA; EMBRAPA MILHO E SORGO, 2019). Conforme a mesma fonte, as torres se movimentam de maneira concêntrica, podendo descrever movimentos circulares completos, ou semicirculares, aplicando água, fertilizantes ou defensivos agrícolas na forma de chuva artificial.

Testezlaf (2017) salienta que o sistema de pivô central deve contar com fonte suficiente de água para atender a demanda, um sistema de bombeamento capaz de enviar água sob pressão para a torre central, e eletricidade, para acionar os motores elétricos que movimentam as torres girantes. Dentre os métodos de irrigação usados no Brasil, o sistema de pivô central apresentou o maior crescimento nas últimas duas décadas, tendência que deve se manter para o médio prazo (ANA; EMBRAPA MILHO E SORGO, 2019).

2.3 ENGENHARIA ECONÔMICA

Para que um bom projeto de engenharia seja executado, além de ser exequível tecnicamente, também precisa ser viável financeiramente. O campo da engenharia econômica apresenta métodos, técnicas e ferramentas matemáticas para análise de dados quantitativos, simplificando o estudo econômico (BLANK; TARQUIN, 2011; SAMANEZ, 2009). A aplicação destas técnicas auxilia no processo de tomada de decisão, comparando investimentos que competem pelo dinheiro, que é recurso escasso (BLANK; TARQUIN, 2011; EHRlich; MORAES, 2005). Assim, o estudo de engenharia econômica busca demonstrar a viabilidade de investimentos, avaliando as condições financeiras atuais e futuras (FERREIRA, 2017). Portanto, é uma área de estudos fundamental para instituições, sejam elas públicas ou privadas, que desejam otimizar o retorno sobre investimentos (GRANT; IRESON; LEAVENWORTH, 1990; HIRSCHFIELD, 2000).

Para realizar uma análise de investimentos com precisão, pode-se utilizar os métodos da Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), que devem resultar na mesma decisão, se aplicados corretamente (CASAROTTO FILHO; KOPITTK, 2010; MOTTA; CALÔBA, 2002). Os mesmos autores ainda citam o método de *Payback* (PB), ou em português, tempo de recuperação do capital investido, bastante utilizado, mas não considerado como método exato. Uma variação utilizada deste último é o *Payback* Descontado (PBD). Tal variante leva em consideração o custo do capital investido, ou seja, desconta-se os fluxos de caixa, utilizando-se uma taxa, a ser determinada pelo investidor (PUCCINI, 2016; ROSS *et al.*, 2021).

Expandindo o leque de possibilidades, há ainda métodos que são derivados dos citados anteriormente. Segundo Camargos (2013), são eles: Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), Valor Presente Líquido anualizado (VPLa), *Payback* Efetivo (PE), *Payback* Médio (PM) e Índice de Lucratividade (IL).

Para projetos que envolvam geração de energia, é necessário um parâmetro que equipare as peculiaridades de cada tecnologia em torno de um valor comum, facilitando a comparação. O mais usual é através do *Levelized Cost of Energy* (LCOE), que é a razão entre o custo total (instalação, operação, manutenção) e a geração de energia durante todo o ciclo de vida do equipamento (IRENA, 2021). Ramadhan e Naseeb (2011), discorrem sobre a forma de calcular o LCOE de um projeto. Segundo os autores, o primeiro passo é calcular o *Capital Recovery Factor* (CRF), ou em português, fator de recuperação de capital. Com este dado definido, pode-se proceder com o cálculo do LCOE.

A realização de uma análise de investimento, obrigatoriamente, gera uma necessidade de comparação, como citado anteriormente. A taxa mínima de atratividade (TMA) surge como um dos valores base de comparação mais importantes ao avaliar investimentos (BLANCK; TARQUIN, 2012). A TMA é definida pelo investidor, seja ele individual ou um grupo de gestores de uma instituição. Segundo Camloffski (2014), a TMA deve ser no mínimo igual a maior das taxas a seguir: custo de um empréstimo, custo do capital ou custo de oportunidade. Para Casarotto Filho e Kopittke (2010), a TMA deve propiciar, no mínimo, uma rentabilidade equivalente de aplicações correntes e de baixo risco, existentes no mercado financeiro do local do investimento. O Quadro 1 apresenta as equações para os métodos aplicados neste trabalho.

Quadro 1– Equações dos métodos VPL, TIR, PBD e LCOE

Método	Equação
Valor Presente Líquido (VPL)	$VPL = \sum_t^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0$
Taxa Interna de Retorno (TIR)	$0 = \sum_t^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0$
<i>Payback</i> Descontado (PBD)	$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \geq 0$
Fator de Recuperação de Capital (CRF)	$CRF = \frac{(i * (1+i)^n)}{[(1+i)^n - 1]}$
<i>Levelized cost of energy</i> (LCOE)	$LCOE = \frac{(CI * CRF) + \sum_n CM}{\sum_n PT}$

Fonte: adaptado de Casarotto Filho e Kopittke (2010), Camargos (2013), Thuesen e Fabrycky (2000), Ramadhan e Naseeb, (2011).

Em que: VPL é o fluxo de caixa do investimento trazido ao valor presente [R\$]; FC_t é a entrada ou fluxo de caixa no período t [R\$]; n é o número de períodos na linha do tempo; t é o período genérico na linha do tempo; i é a taxa de juros utilizada [% ao período]; FC_0 é o

investimento inicial; LCOE é o custo equivalente da energia (R\$/kWh) CI é o custo de instalação [R\$]; CRF é o fator de recuperação do capital; CM é o custo de manutenção ao longo do período [R\$]; e PT é a produtividade total [kWh].

Tais equações geram resultados que fundamentam a tomada de decisão. Ross *et al.* (2021) define que VPL maior que zero indica viabilidade econômica de um projeto. Ao utilizar a Taxa Interna de Retorno, a TIR resultante deve ser maior que a TMA definida, para que o projeto seja praticável do ponto de vista econômico (NEWNAN *et al.*, 2019). Puccini (2016) explica que no método do *Payback* Descontado, encontrar um tempo de retorno menor que o prazo estipulado pelo investidor prova que o investimento é viável. O resultado da equação do *Levelized Cost of Energy* é o custo monetário da produção de energia, para cada fonte avaliada, demonstrando assim qual das opções possui melhor custo benefício (RAMADHAN; NASEEB, 2011).

2.4 ESTUDOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA APLICADOS A IRRIGAÇÃO

Para aprofundar os conhecimentos relacionados ao problema de pesquisa que originou este trabalho, buscou-se estudos aplicados envolvendo o emprego de sistemas fotovoltaicos à sistemas de irrigação.

Nikzad, Chahartaghi e Ahmad (2019) realizaram um estudo comparando o uso de uma motobomba diesel com um sistema de geração fotovoltaico, primeiro *on-grid*, com venda de energia, e depois *off-grid*, para irrigação de um arrozal na província de Mazandaran, no Irã. Os autores estimaram os custos do ciclo de vida dos sistemas durante 20 anos, e utilizaram o método do *Payback* para comparar a viabilidade econômica entre os três. Concluíram que os sistemas solares tinham melhor viabilidade econômica do que o sistema a diesel.

Powell *et al.* (2019) desenvolveram uma pesquisa comparando a viabilidade econômica de diferentes formas de fornecimento de energia para três sistemas de irrigação, aplicados em lavouras de cana de açúcar em Queensland, na Austrália. Dentre as formas de energia estavam: energia elétrica proveniente da rede, gerador a diesel, eólica e solar, e considerando para as renováveis, o uso de baterias ou a venda do excedente de energia. Dentre os sistemas de irrigação, dois eram por aspersão, sendo um do tipo pivô central. Os autores analisaram a viabilidade econômica através do software HOMER, utilizando o método do *Levelized Cost of Energy*, em um período de 25 anos. O melhor cenário econômico encontrado pelos autores foi utilizando geração fotovoltaica.

García *et al.* (2019) compararam a viabilidade econômica e o impacto ambiental do uso de painéis solares para geração de energia, aplicados a um sistema de irrigação em uma propriedade em Córdoba, na Espanha. Os autores desenharam dois cenários, comparando um sistema fotovoltaico com baterias contra um gerador a diesel, e um sistema solar conectado à rede elétrica contra o uso de energia da própria rede. Foi estimado os custos do ciclo de vida de cada sistema por um período de 30 anos, comparando-se às viabilidades econômicas através do método do *Payback*. Após a análise, conclui-se que ambos os sistemas fotovoltaicos apresentaram melhor viabilidade econômica e menor impacto ambiental.

Carrêlo *et al.* (2020) executaram uma análise econômica de cinco sistemas de geração fotovoltaica aplicados na irrigação, com potências entre 40 e 360 kWp, existentes na região do Mediterrâneo. Os autores colheram dados de produção e consumo dos anos de 2016 e 2017, e com base neles elaboraram três cenários para cada sistema de geração. A viabilidade econômica de cada cenário foi calculada para um período de 25 anos, utilizando os métodos do VPL, TIR, PB e LCOE. Inferiu-se que em todos os casos, os sistemas fotovoltaicos apresentaram melhor performance econômica.

Fischer (2021) estudou o impacto financeiro no uso de energia solar para abastecer pivôs de irrigação central instalados em duas plantações no Brasil, sendo uma em Goiás, e outra em Minas Gerais. Para cada propriedade, a autora modelou dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, atendendo a 80% e 100% da demanda de energia, respectivamente. A partir disso, duas tarifas de energia elétrica foram consideradas, totalizando 16 cenários possíveis. Para investigar a viabilidade econômica do sistema de geração solar em cada cenário, foram utilizados os métodos VPL, TIR, PBD e LCOE, considerando um período de 25 anos. Ao final do trabalho, aferiu-se em todos os cenários estudados, que instalar painéis solares nas propriedades rurais para geração de energia é viável economicamente.

Islam e Hossain (2022) avaliaram economicamente 14 sistemas de bombeamento para irrigação que utilizam geração de energia solar, localizados no norte de Bangladesh. Os sistemas foram classificados em pequeno, médio e grande porte. Para análise econômica, os autores utilizaram os métodos do VPL, *Payback* e TIR por um período de 20 anos. Ao final da análise, percebeu-se que os sistemas pequenos provaram melhor viabilidade.

Falchetta *et al.* (2023) realizaram um amplo estudo, avaliando o potencial da aplicação de irrigação usando bombas alimentadas por painéis fotovoltaicos na África Subsaariana. Os autores elaboraram um modelo adaptativo completo, e o aplicaram em todas as regiões que compreendem a África Subsaariana. Este modelo recebeu como entrada, características geográficas e pluviométricas da região, plantações mais usuais, demanda de água média, dentre outros,

estimando os sistemas de irrigação e fotovoltaico necessários. Com o sistema estabelecido, foram utilizados os custos e tarifas locais, expectativa de produção, lucro médio e potencial, para fazer a avaliação econômica deste sistema. O método de análise escolhido foi o *Payback*, e a vida útil do sistema foi considerada 20 anos. Com os resultados apresentados pelo modelo elaborado, estimou-se que mais da metade das plantações localizadas na África Subsaariana apresentam potencial para aplicação de geração fotovoltaica atrelada à irrigação.

Khalid *et al.* (2023) analisaram o impacto econômico na substituição de uma bomba de irrigação a diesel por uma elétrica, alimentada por geração de energia solar. Os autores propuseram como cenário base uma fazenda modelo, com produção de trigo no verão e milho no inverno. Tal cenário foi submetido às condições climáticas de três regiões distintas do Egito. Para cada região, foi estimado o custo total do projeto para uma vida útil de 20 anos, e o método do VPL foi utilizado para fazer a comparação econômica. Em todos os casos, o uso do sistema solar aplicado a irrigação apresentou a melhor performance financeira.

Valadão *et al.* (2023) executaram a comparação econômica do uso energia elétrica da rede com um sistema solar *on-grid* para irrigação, em todas as regiões brasileiras após mudança de legislação. Tal mudança resultou na redução dos subsídios e fim dos descontos cumulativos nas tarifas de energia para o meio rural. Um sistema padrão foi definido, e seus custos estimados para cada região. Os autores então utilizaram o método do VPL para um ciclo de vida de 25 anos. O sistema de geração solar ligado à rede se mostrou competitivo em todas as regiões.

Com o passar dos anos, a utilização da geração fotovoltaica no meio rural atrelada à irrigação tem se mostrado uma opção viável, podendo tornar-se tendência em países em desenvolvimento e/ou com uma matriz energética não renovável. Powell *et al.* (2021) estimaram que em 10 anos, 50% dos produtores de cana de açúcar na Austrália vão fazer uso da energia solar para irrigação. Segundo os autores, o principal motivo é o aspecto econômico, como a redução dos custos da irrigação, e por consequência, de produção.

Com esta base teórica em mente, seguiu-se para os procedimentos metodológicos deste trabalho, onde se tomaram decisões baseadas nos trabalhos aplicados apresentados nesta subseção.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Nesta seção serão identificados os métodos de pesquisa utilizados, bem como, o cenário de pesquisa e as etapas seguidas no desenvolvimento deste trabalho.

3.1 MÉTODO DE PESQUISA

Prodanov e Freitas (2013) sugerem que uma pesquisa deve ser classificada das seguintes maneiras: quanto a sua natureza, objetivos, abordagem, procedimentos técnicos e métodos de pesquisa.

A natureza do presente trabalho é aplicada, que de acordo com Gil (2022), objetiva produzir conhecimento para sanar problemas específicos através da aplicação prática. Assim, buscou-se adquirir conhecimentos através da pesquisa, realizando uma análise técnica e econômica de aplicação de painéis solares em um sistema de irrigação real.

Em relação aos objetivos, é uma pesquisa descritiva, já que observa, registra, analisa e faz a relação entre variáveis e seus fatos ou fenômenos, porém sem manipulá-las (HEERDT; LEONEL, 2007). No que tange a abordagem de pesquisa, classifica-se como quantitativa, justificada pelo detalhamento de Sampieri, Collado e Lucio (2013). De acordo com os autores, uma pesquisa quantitativa é composta por coleta de dados, medição numérica e análise estatística para testar hipóteses, demonstrar padrões e ratificar teorias.

Relativo aos procedimentos técnicos, em conformidade com Miguel (2018), a presente pesquisa é classificada como modelagem e simulação, pois há o cruzamento das variáveis pré-definidas, buscando um sistema robusto para solução de determinado problema. Por fim, o método dedutivo foi utilizado nesta pesquisa. Prodanov e Freitas (2013) consideram este método como aquele que parte de princípios, leis ou teorias consideradas verdadeiras e indiscutíveis, e assim predizer a ocorrência de casos particulares com base na lógica.

3.2 CENÁRIO

O presente trabalho de pesquisa foi elaborado utilizando um cenário real: um sistema de irrigação usando pivôs centrais, instalados em uma propriedade agrícola, na zona rural do município de Estrela Velha, no estado do Rio Grande do Sul.

O município está localizado na mesorregião Centro Oriental Rio-grandense, na microrregião de Santa Cruz do Sul (IBGE, 2022a). Segundo o último censo disponível, possui uma população de 3.070 habitantes (IBGE, 2022b). De acordo com IBGE (2020), o município tem sua principal atividade econômica na agricultura, representado em torno de 41% do PIB em 2020. Segundo o último censo agrícola, de 2017, o município possuía área plantada de 13.145 hectares, dos quais 631 eram irrigados, sendo as principais culturas produzidas soja, trigo e milho (IBGE, 2017).

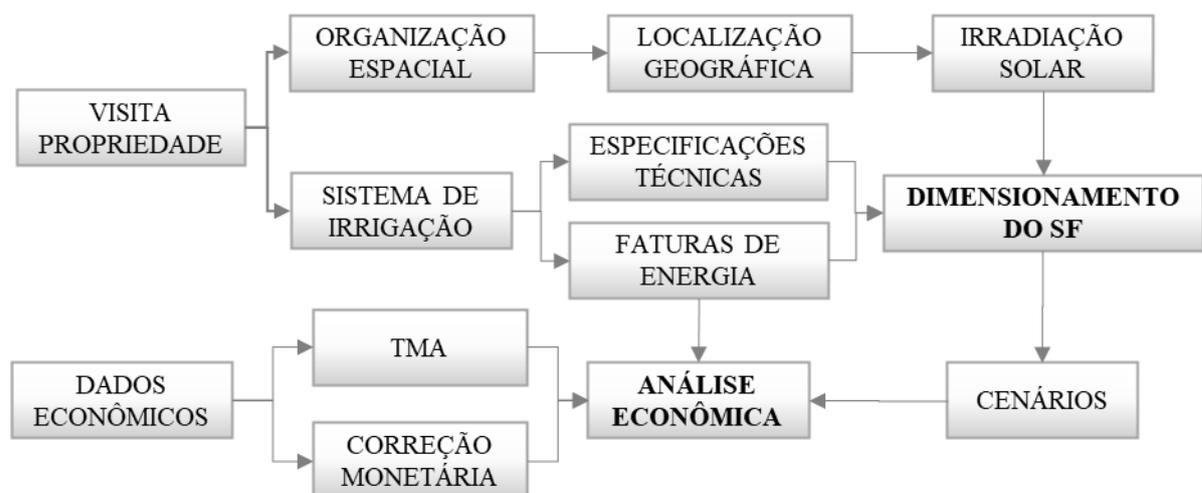
O sistema é constituído por dois pivôs de irrigação central. O primeiro pivô possui 530 metros, que irriga uma área de 84 hectares, com uma volta completa. O pivô foi fabricado pela Fockink em novembro de 2000 e não tem modelo especificado. Segundo o proprietário, foi o segundo pivô de irrigação central instalado no município de Estrela Velha. O segundo equipamento da propriedade irriga uma área de 40 hectares, através de meia volta, e possui 480 metros. É do modelo QC, também fabricado pela Fockink, em dezembro de 2010. Os pivôs são alimentados pela mesma bomba d'água, movida por um motor elétrico, e seu painel de força e controle é alimentado pela rede elétrica, assim como os motores das torres móveis dos pivôs. A propriedade é atendida pela Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí - CELETRO, empresa fundada em 1969, que atende 29 municípios da região central do RS, e possui 5.426 km de redes elétricas construídas (CELETRO, 2021).

Estes equipamentos foram escolhidos pela fazenda ser uma referência em irrigação na região e, como forma de estender o impacto da pesquisa acadêmica à sociedade.

3.3 ETAPAS DE PESQUISA

A presente pesquisa foi dividida em duas etapas principais. Iniciou-se pela coleta de dados e dimensionamento do sistema fotovoltaico (SF) e, após, realizou-se a análise econômica. A Figura 1 apresenta um fluxograma das etapas desta pesquisa.

Figura 1 – Fluxograma das etapas da pesquisa



Fonte: do autor (2024).

A coleta de dados começou com uma visita técnica na propriedade rural, na qual foi realizada uma entrevista com o gerente. Assim, foram obtidas as especificações técnicas dos equipamentos que compõem o sistema de irrigação, através da inspeção das suas fichas técnicas e placas de identificação. Buscando compreender a operação do sistema de irrigação e as necessidades energéticas da propriedade, realizou-se uma entrevista com o gerente, que forneceu contas de energia elétrica. Assim, pôde-se definir a demanda energética deste sistema através do histórico de consumo, o tipo de ligação elétrica entre a rede e a propriedade, além da modalidade tarifária.

Ainda durante a visita, obteve-se a localização geográfica da propriedade. A partir da geolocalização é possível conhecer a irradiação solar em determinada região, a qual é necessária para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico (FALCHETTA *et al.*, 2023; GARCÍA *et al.*, 2019; ISLAM; HOSSAIN, 2022). Os valores médios de irradiação solar para o local foram levantados através do sistema SunData. Esta ferramenta compila dados provenientes de mais de 72.000 pontos de coleta espalhados por todo o Brasil, além de 17 anos de imagens de satélites (CRESESB, 2018). Ao final da visita, juntamente do responsável, mapeou-se as melhores áreas disponíveis para a instalação dos painéis solares.

Em posse dos dados técnicos do SI e da irradiação solar da propriedade, solicitou-se o orçamento de dois sistemas fotovoltaicos para duas empresas, especializadas em venda e instalação destes equipamentos, ambas com sede no Rio Grande do Sul. Tais orçamentos são para SFs conectados à rede elétrica, capazes de atender 100% e 80% da demanda energética. Seguiu-se a mesma lógica de Fischer (2021), que em sua análise de viabilidade econômica comparou dois sistemas: um que atende toda a demanda energética e um que atende apenas um percentual de 80%. Estudos encontrados na literatura demonstram que sistemas fotovoltaicos conectados à rede possuem maior viabilidade econômica, quando comparados com sistemas isolados (CARRÊLO *et al.*, 2020; NIKZAD; CHAHARTAGHI; AHMAD, 2019; POWELL *et al.*, 2019). Indo além, existe no Brasil o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), o qual define que a energia ativa gerada em excedente poder ser injetada na rede, tornando-se créditos de energia, que serão resgatados quando o consumo for maior que a geração (BRASIL, 2022). Dessa forma, a rede elétrica acaba por se tornar uma bateria quase que inesgotável.

Os orçamentos contemplaram os custos para a compra de equipamentos e a instalação do sistema fotovoltaico. Também foram estimados os custos com a manutenção do sistema durante sua vida útil. Os sistemas orçados consideram uma perda de eficiência total de 10% a 15%, considerando placas, cabeamento, inversor, temperatura e sujidade. Benedito (2009) e Viana *et al.* (2012) comentam que é esperada uma redução de 0,5% a.a. na produção de energia,

em decorrência da degradação natural da célula fotovoltaica. Entretanto, tal redução da produção ao longo do tempo não costuma ser considerada em análises econômicas (FALCHETTA *et al.*, 2023; ISLAM; HOSSAIN, 2022; KHALID *et al.*, 2023). Por isso, nesta pesquisa, não se considerou essa redução de 0,5% a.a. Para a escolha do orçamento a ser considerado neste trabalho, para cada demanda, foi utilizado o critério do menor custo.

A partir da publicação da lei nº 14.300, estabeleceu-se uma tarifa para a energia injetada relativa ao uso da rede elétrica (BRASIL, 2022). A resolução nº 1.059 da ANEEL regulamenta a regra de transição para a cobrança da tarifa em sua totalidade. Foram definidas três faixas de aplicação: isenção até 2045 para quem já possui ou protocolou projeto de micro ou minigeração até 07/01/2023, cobrança gradual da tarifa até 2031 para projetos protocolados entre 08/01/2023 e 07/07/2023, e posteriores a esta data, cobrança gradual até 2029 (BRASIL, 2022, 2023). Como os trabalhos pesquisados aplicados no Brasil só englobam a viabilidade econômica de um sistema sem tarifação na energia injetada (FISCHER, 2021; VALADÃO *et al.*, 2023), optou-se por também realizar neste trabalho a análise em um sistema não isento, com cobrança gradual até 2029, que é o pior caso. Em 2015 foi implantado o sistema de bandeiras tarifárias nas faturas de energia brasileiras, em que verde não há cobrança extra, e vermelho patamar 2 é cobrado o maior valor (ANEEL, 2023). Fischer (2021) propõe o uso das bandeiras verde e vermelha patamar 2 para variar a tarifa de energia, tendo em vista que são os valores extremos. O custo da energia elétrica foi obtido através de consulta no site da concessionária de energia.

Para a análise econômica, definiu-se a taxa de juros e a taxa de correção monetária. Estudos encontrados na literatura sugerem o uso dos juros base da região ou país em que a análise foi aplicada como TMA (FALCHETTA *et al.*, 2023; NIKZAD; CHAHARTAGHI; AHMAD, 2019). No Brasil, a Selic é a taxa de juros básica da economia (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023), portanto, foi utilizada neste trabalho. Para a correção monetária, foi considerada a inflação (CARRÊLO *et al.*, 2020; FISCHER, 2021), e escolhido o índice IPCA, que é usado pelo governo federal brasileiro como índice oficial (IBGE, 2023a).

Considerou-se um período de 20 anos para vida útil do sistema (FALCHETTA *et al.*, 2023; ISLAM; HOSSAIN, 2022; KHALID *et al.*, 2023). Recorreu-se ao método linear para o cálculo da depreciação, que segundo Santos (2014), é o mais utilizado. A depreciação foi aplicada sobre a totalidade da vida útil do sistema. Com as definições desta seção, foi possível elaborar oito cenários distintos para a análise econômica, conforme o Quadro 2.

Quadro 2 – Composição dos cenários de viabilidade econômica

Cenário	Isenção	Bandeira tarifária	% de energia gerada
1	Com isenção	Verde	100
2	Com isenção	Vermelha Patamar 2	100
3	Com isenção	Verde	80
4	Com isenção	Vermelha Patamar 2	80
5	Sem isenção	Verde	100
6	Sem isenção	Vermelha Patamar 2	100
7	Sem isenção	Verde	80
8	Sem isenção	Vermelha Patamar 2	80

Fonte: do autor (2024).

Com a análise dos dados econômicos, definiu-se as premissas para os cálculos de viabilidade. As tarifas de energia foram reajustadas pela inflação anual, sempre no primeiro mês de cada ano. Para o custo de manutenção ao longo do tempo, considerou-se o valor orçado de cada item corrigido pela inflação do período. No último ano de vida útil do projeto não foi considerado o custo de manutenção de troca de equipamentos, somente de limpeza. A depreciação linear foi calculada sobre o valor total dos equipamentos, desconsiderando os custos de projeto e instalação, e descontada mensalmente. O custo total de instalação de cada sistema fotovoltaico foi considerado o investimento inicial de cada cenário.

Para cada cenário, aplicou-se os mesmos métodos de engenharia econômica utilizados pela literatura revisada: VPL, PBD, TIR e LCOE. Os cálculos foram realizados através da ferramenta Microsoft Excel. Por fim, dissertou-se sobre os resultados e as conclusões desta pesquisa.

4 RESULTADOS

A presente seção foi dividida em duas, primeiro apresentando a coleta dos dados necessária para as análises, e na sequência, estudando a viabilidade econômica com tais dados.

4.1 COLETA DE DADOS

Esta subseção foi dividida em cinco partes. Discute-se em cada uma sobre os dados coletados: o sistema de irrigação e seu consumo energético, as tarifas de energia elétrica aplicáveis, o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a taxa de juros e correção monetária e, por

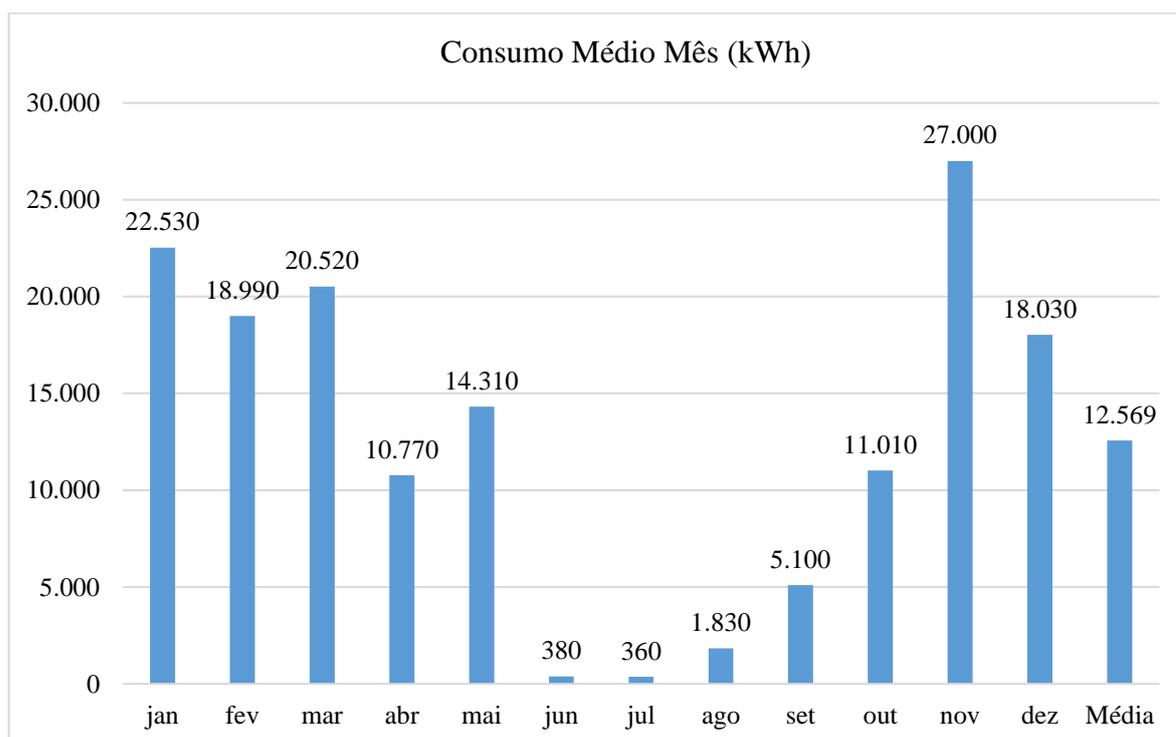
último, a análise dos dados econômicos para definir premissas aos cálculos do estudo de viabilidade.

4.1.1 Sistema de irrigação e consumo energético

Inicialmente, as características técnicas dos equipamentos do sistema de irrigação foram obtidas. Os pivôs de irrigação operam em uma faixa de aplicação de 5,07 milímetros de precipitação por volta (mm/volta), executada em 12 horas, até 101,4 mm/volta, durante 243 horas. A bomba de água que alimenta o sistema é do tipo centrífuga, fabricada pela empresa Imbil. Seu rotor possui 402 milímetros de diâmetro, e sua vazão máxima é de 333,79 m³/h. Esta bomba é movida por um motor elétrico de indução trifásico, do tipo gaiola, de quatro polos, e possui uma potência de 110 kW, ou 150 cavalos, fabricado pela empresa WEG. Nas plantações nas quais os pivôs estão instalados são cultivadas sementes de trigo, milho e soja, respeitando a respectiva rotação de culturas.

A média do consumo mensal de energia do sistema foi obtido através das contas, por um período de 2 anos, compreendido entre junho de 2019 e junho de 2021. Os valores são apresentados na Figura 2.

Figura 2 – Consumo médio mensal do sistema de irrigação em kWh de junho de 2019 a junho de 2021



Fonte: do autor (2024).

Nota-se sazonalidade do consumo, com maior demanda entre outubro e maio, acompanhando o ciclo do plantio das culturas de milho e soja.

4.1.2 Tarifa de energia elétrica

A tarifa de energia no Brasil é constituída pela da tarifa de energia (TE) e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), além dos encargos. Estas definições são dadas pela resolução normativa nº1000/2021 da ANEEL, que também apresenta o Fio B, componente da TUSD relativa à manutenção e uso da rede de distribuição (BRASIL, 2021). Com a regulamentação da lei nº 14.300 pela resolução normativa 1.059 da ANEEL, a TUSD Fio B passou a ser cobrada da energia injetada na rede elétrica pelo sistema de MMGD (BRASIL, 2023). Essa cobrança será gradual, partindo de 15% do valor da tarifa do Fio B em 2023, aumentando 15% anualmente até 2029, quando será definida uma nova tarifa (BRASIL, 2022, 2023). Para os valores das bandeiras tarifárias, foram considerados os valores vigentes no ano de 2023: R\$/kWh 0,00 para a verde e R\$/kWh 0,0979 para vermelha patamar 2 (ANEEL, 2023).

Através das contas de energia fornecidas pelo gerente da fazenda, foi possível identificar a modalidade tarifária e a ligação elétrica da propriedade: subgrupo B2 convencional, com desconto de irrigação, e ligação trifásica. O subgrupo B2 indica que é uma ligação de baixa tensão no meio rural. A tarifa convencional significa que o valor é fixo. O desconto de irrigação é de 60% entre 21h30min e 6h e a ligação trifásica implica em um custo mensal de 100kWh por disponibilidade (CELETRO, 2023). Ainda de acordo com a concessionária citada, as tarifas vigentes são de: R\$/kWh 0,3297 para TE de não participantes do SCEE, R\$/kWh 0,011 para participantes e R\$/kWh 0,4286 para TUSD, aplicado para ambos, sendo o valor do Fio B de R\$/kWh 0,1264. Os encargos da conta são o Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS), de 12%, e Contribuição de Iluminação Pública (CIP), de R\$ 7,05. Em 2015, o estado do Rio Grande do Sul aderiu a um convênio que isenta a TE dos créditos de energia resgatados da cobrança de ICMS (CONFAZ, 2015).

4.1.3 Dimensionamento técnico do sistema de geração fotovoltaico

Através do SunData, obteve-se os dados de irradiação solar para a estação de medição de Estrela Velha, RS, distante 5,3 km da propriedade, sendo apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Irradiação solar diária média mensal para o município de Estrela Velha

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² dia)						
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.
Plano Horizontal	0° N	6,37	5,95	5,05	3,90	2,93	2,42	2,69
Ângulo igual latitude	29° N	5,66	5,70	5,34	4,68	3,91	3,38	3,70
Maior média anual	22° N	5,92	5,85	5,36	4,57	3,74	3,20	3,52
Maior mínimo mensal	49° N	4,66	4,94	4,96	4,69	4,14	3,67	3,98
Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² dia)						
		Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	3,49	3,81	4,97	6,27	6,73	4,55	4,31
Ângulo igual latitude	29° N	4,37	4,16	4,89	5,68	5,85	4,78	2,47
Maior média anual	22° N	4,23	4,14	4,99	5,91	6,15	4,80	2,95
Maior mínimo mensal	49° N	4,49	3,96	4,34	4,73	4,74	4,44	1,30

Fonte: CRESESB (2018).

Com a análise dos dados, percebe-se que a maior média de irradiação (4,80 kWh/m²dia) é quando os painéis solares estão voltados para o norte, com uma inclinação de 22°N.

De acordo com a lei nº 14.300 de 2022, para o sistema de geração solar participar do SCEE, é necessário enquadrar-se como microgeração ou minigeração distribuída (BRASIL, 2022). Segundo a mesma lei, os sistemas de microgeração distribuída devem possuir potência máxima de injeção de até 75 kW, enquanto para minigeração fotovoltaica, os limites são: acima de 75 kW até 3 MW. A resolução nº 1059 da ANEEL regulamenta que consumidores da modalidade tarifária B só podem instalar sistemas de microgeração distribuída, enquanto consumidores da modalidade A podem optar por sistemas de micro ou minigeração (BRASIL, 2023). Isto implica que o limite de potência máximo do inversor do sistema é de 75 kW.

O histórico de consumo, os dados de irradiação solar na propriedade e a potência máxima permitida ao inversor foram encaminhados para as empresas especializadas. Estas forneceram propostas de sistemas fotovoltaicos para atender 100% e 80% da demanda de energia, respectivamente. Através das quantidades de placas e as dimensões dos modelos de cada proposta, calculou-se as áreas que seriam ocupadas pelas usinas fotovoltaicas.

Considerando a maior área calculada, 443 m², o grande espaço disponível e a facilidade para instalar os painéis na direção e ângulo de maior média de irradiação, optou-se pela instalação no solo. Utilizando a ferramenta Google Maps, calculou-se as áreas dos locais mapeados para acomodar o sistema fotovoltaico. Escolheu-se a mais próxima à sede da propriedade que houvesse espaço suficiente, e não apresentasse ocorrência de sombras durante o dia. Decidiu-se por instalar o inversor, um equipamento de alto custo, dentro de uma residência, para o

proteger de intempéries e furto, além de usar a conexão existente com a rede elétrica. A área escolhida conta com 4.455,20 m² e a distância do centro do local de instalação até onde o inversor será instalado é de 134 m.

Com a decisão de empregar o sistema no solo, solicitou-se os custos para a instalação do sistema. Escolheu-se então, para cada demanda, o orçamento que apresentou o menor custo, somados a compra de equipamentos e a instalação, os quais são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Orçamentos escolhidos dos sistemas fotovoltaicos para 100% e 80% da demanda energética

Item	Quantidade	Custo (R\$)	Potência do Sistema
<i>100% da Demanda Energética</i>			
Módulo fotovoltaico HT-SAAE 550Wp monocristalina	177	195.709,79	97,5 kWp
Inversor solar Growatt on grid MAX75KTL3-LV 75kW	1	30.409,41	
Dispositivo contra surto (DPS)	6	420,00	
Projeto e instalação (mão de obra, cabeamento, estruturas, materiais)	1	46.967,31	
TOTAL: Sistema fotovoltaico completo e instalado	1	273.506,51	
<i>80% da Demanda Energética</i>			
Módulo fotovoltaico HT-SAAE 550Wp monocristalina	142	157.010,11	78 kWp
Inversor solar Growatt on grid MAC60KTL3-LV 60kW	1	22.023,85	
Dispositivo contra surto (DPS)	6	420,00	
Projeto e instalação (mão de obra, cabeamento, estruturas, materiais)	1	41.133,20	
TOTAL: Sistema fotovoltaico completo e instalado	1	220.587,16	

Fonte: do autor (2024).

Sistemas solares possuem como características inerentes o baixo custo de manutenção e longa vida útil (EPE, 2018). De acordo com as empresas especializadas que realizaram os orçamentos, os três principais focos de manutenção são: limpeza dos módulos e inspeção dos equipamentos e cabeamentos anualmente e em média, troca dos dispositivos contra surto (DPS) a cada cinco anos e do inversor após o décimo ano. Estudos científicos encontrados sobre aplicação de sistemas fotovoltaicos também recomendam plano de manutenção similar (FISCHER, 2021; NIKZAD; CHAHARTAGHI; AHMAD, 2019). Assim, foi considerado neste trabalho o custo de manutenção como: dezenove limpezas de módulo e inspeção do sistema, três trocas de DPS e uma troca de inversor ao longo do projeto. A empresa escolhida forneceu um custo com limpeza dos módulos e inspeção do sistema de R\$ 5,00 por placa solar.

4.1.4 Taxa de juros e correção monetária

Utilizou-se como TMA, o acumulado da Selic de janeiro a dezembro, assim como a metodologia da Receita Federal do Brasil para cobranças ou restituições acrescidas de juros (RECEITA FEDERAL, 2023). Considerou-se um período de 10 anos, partindo de 2012 até 2022. Para a inflação, definiu-se o mesmo intervalo de tempo. A Tabela 3 apresenta o histórico da Selic e do IPCA para o período.

Tabela 3 – Histórico anual da taxa Selic e IPCA entre 2012 e 2022

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Taxa Selic (%)	8,17	7,92	10,40	12,54	13,20	9,53	6,24	5,79	2,72	4,35	11,73
IPCA (%)	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31	4,52	10,06	5,79

Fonte: IBGE (2023b), Receita Federal (2023).

O valor acumulado da taxa Selic neste período foi de 92,59%, enquanto a média anual é de 8,17%. Utilizando a equação da taxa de juros equivalente, encontrou-se a taxa média mensal de 0,657%. O valor total acumulado do IPCA no intervalo de tempo foi de 66,5%, equivalendo a uma média anual de 5,84%. O valor calculado da média mensal da inflação aplicando a equação da taxa de juros equivalente foi de 0,474%.

4.1.5 Análise dos dados econômicos

Com a análise dos dados levantados nas subseções anteriores, definiu-se as premissas de cálculo para o estudo de viabilidade econômica. A primeira delas é a receita dos sistemas fotovoltaicos. Segundo os trabalhos abordados na revisão bibliográfica, considera-se como receita de um SF o que se deixará de gastar por comprar energia da concessionária. Com o consumo médio mensal do sistema de irrigação e a geração de energia estimada de cada SF, fornecidas pelos orçamentos, foi possível diferenciar os meses em que o sistema consumirá energia da rede e os meses que o sistema injetará energia. Isto se faz importante, pois com o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil, mesmo que o consumo do mês seja abatido pelos créditos de energia, ou a geração seja maior que o consumo, ainda haverá cobrança na fatura.

Como a CELETRO fornece um período de desconto na tarifa, definiu-se em entrevista com o proprietário o horário médio de funcionamento dos pivôs de irrigação: 18h por dia, das quais 08h30min dentro do horário de desconto. Dessa forma, a tarifa de energia aplicável aos

pivôs é composta por 53% da tarifa cheia e 47% da tarifa com desconto. Para os sistemas fotovoltaicos que atendem 100% da demanda, foi considerado que o resgate dos créditos de energia se dará no horário de desconto, portanto a tarifa aplicável é TUSD descontada. Para os sistemas de 80% da demanda, analisou-se a relação consumo e geração mensal, percebendo-se que 40% da energia consumida da rede será de créditos resgatados, e o restante, comprados. Para os sistemas isentos, em meses com geração maior que consumo, será aplicado o custo de disponibilidade, que é a tarifa aplicável a sistemas SCEE multiplicados por 100kWh. Para sistemas não isentos, é aplicado a tarifa do Fio B. A Tabela 4 apresenta o custo de energia elétrica esperado para cada caso, já considerando o ICMS nas tarifas.

Tabela 4 – Custo de energia dos sistemas para cada caso

Sistema	Custo da Energia Consumida – Verde	Custo da Energia Consumida – Vermelha 2	Custo da Energia - Injetada
Sem SF	Consumo x R\$ 0,570	Consumo x R\$ 0,679	Não aplicável
SF 100% isento	Consumo x R\$ 0,144	Consumo x R\$ 0,144	100 x R\$ 0,480
SF 100% não isento	Consumo x R\$ 0,144	Consumo x \$ 0,144	Injeção x R\$ 0,142
SF 80% isento	Consumo x R\$ 0,146	Consumo x R\$ 0,212	100 x R\$ 0,480
SF 80% não isento	Consumo x R\$ 0,146	Consumo x R\$ 0,212	Injeção x R\$ 0,142

Fonte: do autor (2024).

O valor resultante da multiplicação do consumo pela tarifa de energia foi acrescido pela contribuição de iluminação pública, que tem um valor fixo. Para os sistemas não isentos, foi considerado a proporcionalidade da aplicação da tarifa de injeção ao decorrer dos anos, de acordo a lei nº 14.300, sendo 15% no primeiro ano, aumentado 15% anualmente, até 90% no sexto ano. A partir de 2029, ou seja, o sétimo do projeto, foi considerado o valor integral do Fio B. Com o gasto de energia mensal de cada sistema definido, foi possível estimar o rendimento financeiro dos cenários propostos.

4.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Com os dados levantados, os cenários e as premissas definidas, os cálculos de viabilidade econômica foram realizados. A Tabela 5 demonstra os resultados encontrados do Valor Presente Líquido, *Payback* Descontado e Taxa Interna de Retorno para cada cenário proposto.

Tabela 5 – Resultados do VPL, PBD e TIR para um período de 240 meses e TMA de 0,657% a.m.

Cenário	Descrição	VPL (R\$)	PBD (meses)	TIR (% ao mês)
1	100%, verde, isento	843.308,14	50	2,57
2	100%, vermelha 2, isento	1.102.650,95	39	3,08
3	80%, verde, isento	884.633,26	39	3,06
4	80%, vermelha 2, isento	1.088.040,05	35	3,56
5	100%, verde, não isento	783.542,78	51	2,49
6	100%, vermelha 2, não isento	1.042.885,59	40	3,01
7	80%, verde, não isento	843.770,50	40	3,01
8	80%, vermelha 2, não isento	1.047.177,29	36	3,51

Fonte: do autor (2024).

Verificando-se os resultados encontrados, percebe-se que todos os cenários apresentaram viabilidade econômica: VPL maior que zero, TIR maior que TMA e *Payback* ocorrendo em até 1/4 da vida dos sistemas. Nota-se que os cenários pares performaram melhor que os cenários ímpares. Isso se dá pelo acréscimo da tarifa vermelha patamar 2 (pares) em relação a verde (ímpares), o que aumenta a receita dos sistemas fotovoltaicos. Pode-se afirmar que quanto maior a tarifa de energia elétrica, melhor será o rendimento financeiro do SF. Isto ocorre mesmo para um sistema que não atenda toda a demanda, pois este acaba amortecendo o impacto financeiro do aumento de tarifas.

Os sistemas de geração solar que atenderam 80% da demanda de consumo performaram melhor economicamente que os sistemas de 100%, sendo o cenário 4 considerado ótimo, já que apresentou o menor tempo de *Payback* e a maior TIR, com pouca diferença para o maior VPL. Tal ocorrência se deve ao fato de existir um benefício tarifário da concessionária para clientes que participam do SCEE. O acréscimo da tarifa dos SF de 80% para os de 100% foi menor que R\$ 0,01 para bandeira verde e R\$ 0,07 para bandeira vermelha patamar 2. Enquanto isso, o custo de instalação e de manutenção foram menores em R\$ 52.919,35 e R\$ 18.160,68, respectivamente.

Por fim, como esperado, os sistemas isentos da tarifa de injeção apresentaram maior viabilidade econômica que os não isentos. De fato, para os sistemas não isentos, suas faturas de energia superaram os custos das faturas dos pivôs sem SF nos meses em que a geração foi maior que o consumo, devido a nova tarifa de injeção. Entretanto, a diferença dos resultados do VPL, PBD e TIR pode ser considerada pequena em relação ao sistemas isentos.

Para calcular o LCOE, apurou-se o fator de recuperação de capital (CRF) utilizando a TMA. Como o cálculo do LCOE só leva em consideração a taxa de juros, o investimento inicial

do sistema, o custo de manutenção ao longo da vida útil e a produtividade total do sistema, pode-se agrupar os cenários em dois grupos. A Tabela 6 apresenta as variáveis para o cálculo do LCOE e seu resultado para cada agrupamento de cenários.

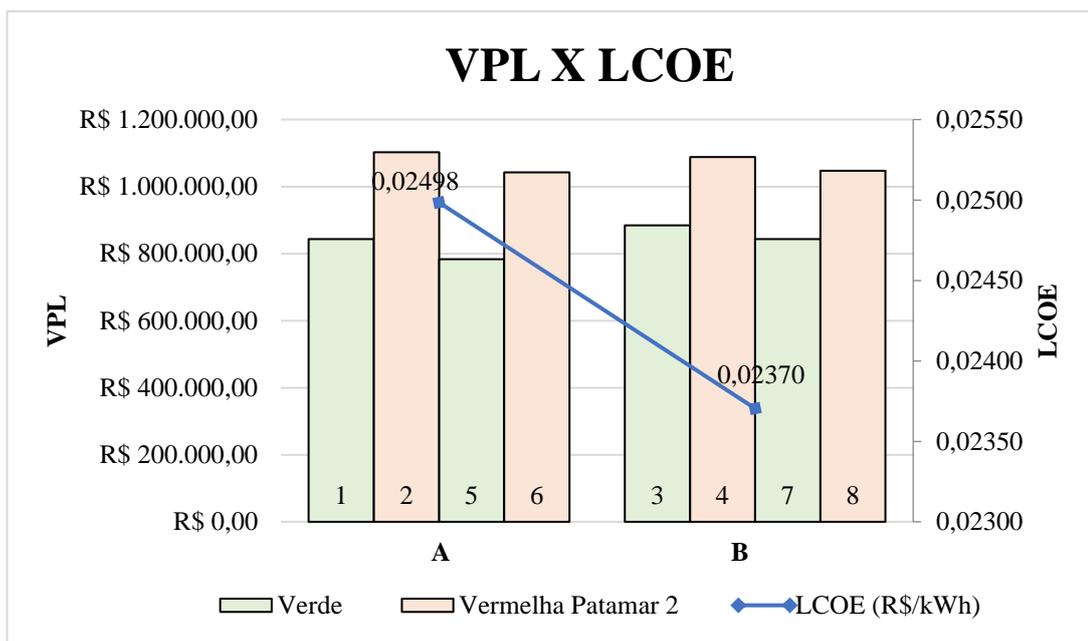
Tabela 6 – Resultados do LCOE

Grupo	Cenário	Rendimento Anual (kWh)	CRF	Investimento Inicial do SF (R\$)	Custo Total de Manutenção (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
A	1, 2, 5 e 6	150.838	0,008434	273.506,51	75.368,66	0,02498
B	3, 4, 7 e 8	120.671	0,008434	220.587,16	57.207,98	0,02370

Fonte: do autor (2024).

Os resultados obtidos do LCOE confirmam a análise econômica realizada pelos demais métodos. Ambos os agrupamentos de cenários obtiveram um valor de LCOE inferior que a menor tarifa de energia considerada para o sistema de irrigação base, de R\$/kWh 0,570. A tarifa encontrada para o LCOE, em ambos os casos, é aproximadamente 96% mais em conta que a menor tarifa aplicável ao sistema de irrigação sem SF. Comparando a análise do LCOE com a dos métodos do VPL, PBD e TIR, nota-se que os sistemas que atendem 80% da demanda de energia performam melhor que seus pares de 100%. A Figura 3 exibe os valores de VPL encontrados para cada cenário, relacionado com seu respectivo LCOE.

Figura 3 – Relação VPL e LCOE para os 8 cenários



Fonte: do autor (2024).

Ao comparar o presente trabalho com estudos acadêmicos revisados, existe similaridade nos resultados encontrados. Powell *et al.* (2019) concluiu que para cada cenário, a melhor opção é um sistema solar com um inversor de potência de até 30 kW. No estado australiano de Queensland, SFs com potência de inversor de até 30 kW podem vender o excedente de energia produzida para a concessionária, gerando receita. Constatou-se que sistemas com potência de inversor maior que 30 kW não são viáveis economicamente, já que não podem vender a energia excedente. O cenário ótimo ocorreu observando o limite de potência, obtendo um LCOE 53% menor que a tarifa de energia mais em conta. Este resultado está em linha com o presente estudo, que também encontrou um LCOE do sistema fotovoltaico menor que a tarifa de energia, mesmo que a diferença percentual tenha sido maior, de 96%.

No estudo de Carrêlo *et al.* (2020), todos os cenários propostos apresentaram viabilidade econômica no uso de painéis solares em sistemas de irrigação. Para comparar os cenários, os autores dividiram o VPL calculado pela potência máxima de geração do SF. O melhor cenário resultou em um VPL normalizado de €/kWp 6.453,00. Adotando-se a mesma normalização nos resultados desta pesquisa, o cenário 4 apresentou um VPL de €/kWp 3.389,53. Assim, o cenário ótimo na pesquisa de Carrêlo *et al.* (2020) tem maior viabilidade econômica em relação ao cenário ótimo deste trabalho. Quanto ao LCOE, os autores encontraram para o melhor cenário um valor de €/kWh 0,04, o que representou uma redução de 80% em relação ao custo da energia anterior a implementação do SF. Apesar da grande redução, o atual estudo obteve uma redução de 96%.

Ao final da pesquisa de Fischer (2021), inferiu-se que todos os cenários apresentaram viabilidade econômica. Assim como no presente estudo, a autora concluiu que com maior tarifa de energia elétrica, o desempenho financeiro do sistema fotovoltaico aumenta. Entretanto, ao contrário deste trabalho, os sistemas que atenderam 100% da demanda demonstraram melhor viabilidade dos que atenderam 80%. Isto é explicado pelo fato de não haver tarifa de energia especial para sistemas participantes do SCEE nos cenários estipulados pela autora. Para os sistemas de 100% da demanda, o menor *Payback* ocorreu em 23,5% do tempo de vida útil do projeto, entregando um VPL de R\$ 1.164.572,39. No presente trabalho, para SFs de 100%, o melhor caso recuperou o capital investido ao decorrer de apenas 16% do ciclo de vida, porém teve um VPL menor, de R\$ 1.102.650,95. Comparando os sistemas de 80% da demanda dos dois estudos, o cenário 4 desta pesquisa é superior ao melhor caso de Fischer (2021): VPL de R\$ 1.088.040,04 contra R\$ 928.630,64 e *Payback* ocorrendo em 14,6% da vida útil do projeto contra 23,5%. A autora também encontrou um LCOE abaixo da tarifa de energia, no valor de R\$/kWh 0,0911.

Os sistemas avaliados por Islam e Hossain (2022) foram classificados como pequeno, médio e grande porte. Em Bangladesh, sistemas de pequeno porte são comprados, operados e mantidos pelo produtor rural, mas sistemas de médio e grande porte pertencem a instituições, e o agricultor paga taxas pelo uso. Ao final da análise, percebeu-se que os sistemas pequenos provaram melhor viabilidade, justamente por pertencerem ao proprietário, pois após o investimento inicial, os custos se tornaram baixos. O modelo de pagamento de taxa pelo uso se provou inviável economicamente para sistemas de porte médio e, segundo os autores, viabilidade moderada para sistemas de grande porte. Os melhor caso dos sistemas de irrigação atrelados a geração fotovoltaica classificados como de pequeno e de grande porte apresentaram, respectivamente, uma TIR de 1,54% e 0,83% a.m. A menor TIR encontrada no atual estudo foi de 2,49% a.m., indicando que o investimento brasileiro é mais vantajoso financeiramente.

No estudo de Khalid *et al.* (2023), a substituição de uma bomba diesel por um sistema elétrico alimentado por energia solar se provou viável economicamente nas três regiões propostas. De fato, quando o custo total durante a vida útil do sistema a diesel foi comparado com o do sistema fotovoltaico, a redução foi de 47% no pior caso, enquanto o cenário ótimo atingiu um custo 76% menor. Na pesquisa atual, o cenário 5, menos viável, gerou uma redução dos custos com eletricidade de 66,6%, enquanto o cenário 4, mais viável, diminuiu tais custos em 73,43%. Percebe-se que os cenários ótimos dos dois trabalhos apresentam resultados bastante similares, porém, o atual trabalho apresenta maior equilíbrio entre os cenários.

Estas pesquisas, assim como o presente estudo, apontam que a viabilidade econômica da aplicação de geradores fotovoltaicos a sistemas de irrigação está diretamente ligada com a tarifa de energia elétrica, os custos locais de compra e instalação do SF, bem como, incentivos fornecidos por governos, agências reguladoras e companhias de energia elétrica.

5 CONCLUSÃO

A realidade global é de necessidade crescente por produção de alimentos e geração de energia limpa. Assim, este trabalho buscou estudar a viabilidade técnica e econômica da integração de duas tecnologias, as quais vem apresentando grande expansão nos setores agropecuário e energético: pivôs de irrigação e sistemas de geração de energia fotovoltaicos. Para tal, uma visita técnica foi realizada na propriedade rural escolhida, na qual as especificações e características do sistema de irrigação e da ligação elétrica foram observadas. Com isso, foi possível executar o dimensionamento do sistema fotovoltaico e verificar sua viabilidade técnica. Após, levantou-se os dados financeiros para a avaliação da viabilidade econômica do

investimento. Aplicou-se os métodos do Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* Descontado e *Levelized Cost of Energy* para oito cenários propostos.

Como resultado, verificou-se a viabilidade técnica e econômica da aplicação de painéis fotovoltaicos em pivôs de irrigação para todos os cenários definidos. Com o tempo de retorno do capital médio de 25% da vida útil do sistema e um LCOE 96% menor que a tarifa de energia, integrar um sistema fotovoltaico à um sistema de irrigação apresentou redução considerável dos custos operacionais. Considerando a nova tarifa de injeção de energia na rede, a comparação de sistemas de geração isentos e não isentos deixou claro que decisões dos órgãos competentes vão impactar na atratividade do uso de painéis solares no Brasil, assim como em outros países.

Portanto, este estudo conclui que, levando em consideração as condições apresentadas, utilizar sistemas de geração fotovoltaica em propriedades rurais com sistemas de irrigação e ligação elétrica de baixa tensão, localizadas na região centro oriental do Rio Grande do Sul, é considerado como um bom investimento para reduzir custos operacionais. Essa conclusão é válida mesmo para novos projetos que não obtiveram isenção da tarifa de injeção até 2045. Salienta-se que, caso a concessionária de energia forneça descontos na tarifa para consumidores participantes do SCEE, dependendo do valor, sistemas que atendam 80% da demanda de consumo energético apresentam maior viabilidade econômica que sistemas que atendam a demanda total.

As principais dificuldades enfrentadas na realização desta pesquisa foram em relação a complexidade do sistema tarifário de energia nacional aliada as recentes mudanças na legislação, aplicadas para micro e minigeração distribuída. Apesar disto, todos os objetivos propostos foram alcançados. Para trabalhos futuros, sugere-se estudar qual o percentual de geração de energia ótimo em relação a demanda de consumo total, para os casos em que a concessionária de energia promove tarifas com desconto para participantes do SCEE. Recomenda-se ainda comparar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos isentos e não isentos, porém para sistemas participantes da minigeração distribuída.

REFERÊNCIAS

- ABRACE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES. **Os impactos dos preços da energia elétrica e do gás natural no crescimento e desenvolvimento econômico.** EXANTE, 2019. 76 p.
- ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Atlas da irrigação: uso da água na agricultura irrigada.** 2 ed. Brasília: ANA, 2021. 130p.
- ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS; EMBRAPA MILHO E SORGO. **Levantamento da agricultura irrigada por pivôs centrais no Brasil (1985-2017).** 2 ed. Brasília: ANA, 2019. 47p.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras tarifárias.** 2023. Disponível em: < <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 27/11/2023.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuída.** 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 14/02/2023.
- BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos.** 1 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018. 257p.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa Selic.** 2023. Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 26/12/2023.
- BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** 2009. 108 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/pt-br.php>>. Acesso em: 17/05/2023.
- BERNARDO, S.; SOARES, A. A.; MANTOVANI, E. C. **Manual de irrigação.** 8.ed. Viçosa: Editora UFV, 2008. 625p.
- BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engineering economy.** 7. ed. New York: McGraw-Hill, 2011. 640p.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 05 de agosto de 2022.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica (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, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 de abril de 2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 02 de dezembro de 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução normativa nº 1000, de 07 de dezembro de 2021. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica; revoga as resoluções normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 21 de dezembro de 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução normativa nº 1059, de 7 de fevereiro de 2023. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 10 de fevereiro de 2023.

CAMARGOS, M, A. **Matemática financeira aplicada a produtos financeiros e análise de investimentos**. 1. ed. São Paulo: Editora Saraiva, 2013. 400p.

CAMLOFFSKI, R. **Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2014. 136p.

CARRÊLO, I. B.; ALMEIDA, R. H.; NARVARTE, L.; MARTINEZ-MORENO, F.; CARRASCO, L. M. Comparative analysis of the economic feasibility of five large-power photovoltaic irrigation systems in the Mediterranean region. **Renewable Energy**, v. 145, p. 2671-2682, Jan. 2020.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010. 432 p.

CELETRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO CENTRO JACUÍ LTDA. **Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí LTDA-CELETRO**. CELETRO, 2021. Disponível em: <<https://celetro.com.br/>>. Acesso em: 20/10/2022.

CELETRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO CENTRO JACUÍ LTDA. **Tarifas Vigentes**. CELETRO, 2023. Disponível em: <<https://celetro.com.br/tarifas-vigentes/>>. Acesso em: 06/12/2023.

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 157, de 18 de dezembro de 2015**. 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV157_15>. Acesso em: 11/12/2023.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO S. BRITO. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. CRESESB, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#localidade_1784>. Acesso em: 02/12/2023.

EHRlich, P. J.; MORAES, E. A. **Engenharia econômica: avaliação e seleção de projetos de investimentos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2005. 192p.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2021: ano base 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2021. 302 p.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2022: ano base 2021**. Rio de Janeiro: EPE, 2022. 300 p.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Painel de dados de micro e minigeração distribuída**. EPE, [2023]. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>. Acesso em: 05/07/2023.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e custos da oferta de energia elétrica: horizonte 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2018. 127 p. (Estudos de longo prazo). Nota técnica PR 07/18.

FALCHETTA, G.; SEMERIA, F.; TUNINETTI, M.; GIORDANO, V.; PACHAURI, S.; BYERS, E. Solar irrigation in sub-Saharan Africa: economic feasibility and development potential. **Environmental Research Letters**, v.18, n. 9, artigo 094044. Sept. 2023.

FAO - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA ALIMENTAÇÃO E AGRICULTURA. **Information system on water and agriculture - AQUASTAT**. 2020. FAO, 2020. Disponível em: <<https://data.apps.fao.org/aquastat/?lang=en>>. Acesso em: 17/09/2023.

FERREIRA, A. *et al.* Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. 1, p. 181-191, Jan. 2018. Disponível em: <<https://fardapaper.ir/mohavaha/uploads/2019/05/Fardapaper-Economic-overview-of-the-use-and-production-of-photovoltaic-solar-energy-in-brazil.pdf>>. Acesso em: 14 mai. 2023.

FERREIRA, M. **Engenharia Econômica descomplicada**. 1.ed. Curitiba, PR: Intersaberes 2017. 186p.

FISCHER, H. A. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos aplicados a pivôs de irrigação**. 2021. 31 f. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria, 2021.

FRIZZONE, J. A. **Os métodos de irrigação**. Piracicaba: ESALQ/USP, 2017. 32p. Disponível em: <https://www.esalq.usp.br/departamentos/leb/disciplinas/Frizzone/LEB_1571/TEXTO_COMPLEMENTAR_1_-_METODOS_DE_IRRIGACAO.pdf>. Acesso em: 12 set. 2022.

GARCÍA, A. M.; GALLAGHER J.; MCNABOLA A.; POYATO E. C.; BARRIOS P. M.; DÍAZ J.A. R. Comparing the environmental and economic impacts of on- or off-grid solar photovoltaics with traditional energy sources for rural irrigation systems. **Renewable Energy**, v.140, p. 895-904. Sept. 2019.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2022. 186 p.

GRANT, E. L.; IRESO, W. G.; LEAVENWORTH, R. S. **Principles of Engineering Economy**. 8th ed. New Jersey: Wiley, 1990. 608 p.

HEERDT, M. L.; LEONEL, V. **Metodologia científica**. 5. ed. Palhoça: UnisulVirtual, 2007. 266 p. Disponível em: < https://www.fatecead.com.br/mpc/aula01_ebook_unisulvirtual.pdf >. Acesso em: 21/01/2023.

HIRSCHFELD, H. Engenharia Econômica e Análise de Custos. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2000. 520P.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Divisão Territorial Brasileira-DTB**. IBGE, 2022a. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/23701-divisao-territorial-brasileira.html>>. Acesso em: 25/10/2023.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **IBGE Cidades: censo agropecuário: Estrela Velha**. IBGE, 2017. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rs/estrela-velha/pesquisa/38/46996>>. Acesso em: 25/10/2023.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **IBGE Cidades: panorama Estrela Velha**. IBGE, 2022b. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rs/estrela-velha/panorama>>. Acesso em: 25/10/2023.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **IBGE Cidades: produto interno bruto dos municípios: Estrela Velha**. IBGE, 2020. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rs/estrela-velha/pesquisa/38/46996>>. Acesso em: 25/10/2023.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Inflação**. 2023a. Disponível em: < <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php> >. Acesso em: 26/12/2023.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo**. IBGE, 2023b. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>>. Acesso em: 26/12/2023.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Levantamento sistemático da produção agrícola: tabela 6588 - série histórica da estimativa anual da área plantada, área colhida, produção e rendimento médio dos produtos das lavouras**. IBGE, 2023c. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/6588>>. Acesso em: 19/07/2023.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2020**. Abu Dhabi: IRENA, 2021. 180 p.

ISLAM, T.; HOSSAIN, E. Economic feasibility of solar irrigation pumps: a study of northern Bangladesh. **Int. Journal of Renewable Energy Development**, v.11, n. 1, p. 1-13. Feb. 2022.

KHALID, A.; EL-HAMID; M. A; MOSTAFA, A.; ELGENDY, E. Economic analysis of a solar operated irrigation pump for different crops under Egyptian climatic conditions. **International Journal of Renewable Energy Research**, v.13, n. 2, p. 619-628. June 2023.

MIGUEL, P. (Coord.). **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 3 ed. Rio de Janeiro: GEN LTC, 2018. 264p.

MOTTA, R. R.; CALÔBA, G. M. **Análise investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**. 1 ed. São Paulo: Atlas. 2002. 391p.

NEWNAN, D. G.; ESCHENBACH T. G.; LAVELLE, J. P.; LEWIS, N A. **Engineering Economic Analysis**. 14. ed. New York: Oxford University, 2019. 720p.

NIKZAD, A.; CHAHARTAGHI, M.; AHMADI, M. H. Technical, economic, and environmental modeling of solar water pump for irrigation of rice in Mazandaran province in Iran: A case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 239, artigo 118007. Dec. 2019.

PEREIRA, E. B. (Coord). **Atlas brasileiro de energia solar**. 2 ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p.

POWELL, J.; WELSH, J.; PANNELL, D.; KINGWELL, R. Can applying renewable energy for Australian sugarcane irrigation reduce energy cost and environmental impacts? A case study approach. **Journal of Cleaner Production**, v.240, artigo 118177. Dec. 2019.

POWELL, J.; WELSH, J.; PANNELL, D.; KINGWELL, R. Factors influencing Australian sugarcane irrigators' adoption of solar photovoltaic systems for water pumping. **Cleaner Engineering and Technology**, v.4, artigo 100248. Oct. 2021.

PRODANOV, C.C.; FREITAS, E.C. **Metodologia do Trabalho Científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013. 277 p. Disponível em: < <https://www.feevale.br/Comum/midias/0163c988-1f5d-496f-b118-a6e009a7a2f9/E-book%20Metodologia%20do%20Trabalho%20Cientifico.pdf> >. Acesso em: 04/04/2022.

PUCCINI, E.C. **Matemática financeira e análise de investimentos**. 3. Ed. Florianópolis: Departamento de Ciências da Administração / UFSC, 2016. 202 p.

RAMADHAN, M.; NASEEB, A. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. **Renewable Energy**, v. 36, n. 4, p. 1272-1276, abr. 2011.

RECEITA FEDERAL. **Taxa de juros Selic**. 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic> >. Acesso em: 26/12/2023.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R.; JAFFE, J.; JORDAN, B. **Corporate Finance**. 13. ed. New York: The McGraw-Hill, 2021. 1056 p.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 1 ed. Florianópolis: UFSC, 2004. 114 p.

SAMANEZ, CARLOS. P. Engenharia Econômica. São Paulo: Pearson, 2009. 224 p.

SAMPIERI, R. H.; COLLADO, C. F.; LUCIO, M. P. B. **Metodologia de Pesquisa**. 5. ed. Porto Alegre: Penso, 2013. 624 p.

SANTOS, C. **Depreciação de Bens do Ativo Imobilizado**. 6. ed. São Paulo: IOB Folhamatic, 2014. 260 p.

SOLARPOWER EUROPE. **European Market Outlook for Solar Power 2022-2026**. Solar-Power Europe, 2022. 90 p.

SYMIA, O. K.; RADHAKRISHNAN, P.; ASHOK, A. Engineered Nanomaterials for Energy Applications. In: HUSSAIN, C. H. **Handbook of Nanomaterials for Industrial Applications**. London: Elsevier, 2018. p. 751-767.

TESTEZLAF, R. **Irrigação: métodos, sistemas e aplicações**. Campinas: Unicamp/Feagri, 2017. 215 p. Disponível em: <https://www2.feis.unesp.br/irrigacao/pdf/testezlaf_irrigacao_metodos_sistemas_aplicacoes_2017.pdf>. Acesso em: 21 set. 2022.

THUESEN, G. J.; FABRYCKY, W. J. **Engineering Economy**. 9. Ed. London: Pearson, 2000.

UN - UNITED NATIONS. **Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development**. United Nations, 2015. 41p.

VALADÃO, G. F.; RENATO, N. S.; MORAES, C. A.; FREITAS, C. P. M.; ALEMAN, C. C. **Photovoltaic solar energy applied to irrigation: an analysis of the financial impact in Brazil**. Electrical Engineering, 2023. 10 p.

VARELLA, F.; GOMES, R. D. M.; JANUZZI, G. M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação**. Campinas: International Energy Initiative, 2009. 53p.

VIANA, T.; NASCIMENTO, L. R.; MONTENEGRO, A. A.; RÜTHER, R. Sistema fotovoltaico de 2kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar – IV CBENS e V Conferência Latino Americana da International Solar Energy Society – ISES, 2012, São Paulo. **Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar – IV CBENS e V Conferência Latino Americana da International Solar Energy Society – ISES**. São Paulo: ABENS – Associação Brasileira de Energia Solar, 2012. v. 1. p. 1-8.

WAHEED, R.; SARWAR, S.; WEI, C. The survey of economic growth, energy consumption and carbon emissions. **Energy Reports**, v. 5, p. 1103-1115, nov. 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719302082>>. Acesso em: 02/11/2021.