



RENAN CAIXETA CARVALHO

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE
TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**LAVRAS – MG
2022**

RENAN CAIXETA CARVALHO

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE
TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Universidade Federal de Lavras, como parte
das exigências do Curso de Engenharia
Mecânica, para a obtenção do título de
Bacharel.

Prof. Dr. Dimas Jose Rua Orozco
Orientador

**LAVRAS – MG
2022**

**Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Geração de Ficha Catalográfica da Biblioteca
Universitária da UFLA, com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).**

Carvalho, Renan Caixeta.

Análise da viabilidade da implantação de um sistema
fotovoltaico para geração distribuída em uma fazenda em Minas
Gerais /Renan Caixeta Carvalho. - 2022.

p 49.

Orientador(a): Dimas Jose Rua Orozco

TCC (graduação) - Universidade Federal de Lavras, 2022.
Bibliografia.

1.energia. 2.solar. 3.economia. I. Orozco, Dimas Jose Rua. II.
Título.

RESUMO

Se tratando de energia elétrica renovável, o Brasil é um país a frente em relação ao resto do mundo, pois 70% da eletricidade gerada no país é advinda de hidrelétricas. Apesar de ser um dado favorável, a concentração em uma única fonte energética não é uma boa opção. Isso porque o país enfrenta atualmente uma das piores crises hídricas em 90 anos, prejudicando o funcionamento das hidrelétricas o que força a utilização de termoeletricas, aumentando as tarifas energéticas e a emissão de gases de efeito estufa. Diante desses fatos, a busca por fontes alternativas de energia se torna constante. A energia solar fotovoltaica é uma ótima alternativa, pois o Brasil é um país privilegiado em relação a irradiação solar, além de possibilitar a geração da própria energia a partir de micro e miniusinas instaladas. Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para avaliar sistemas fotovoltaicos de geração distribuída técnica e economicamente. Foi desenvolvida uma ferramenta computacional em Excel que permite realizar o dimensionamento preliminar e realizar análise econômica. Como estudo de caso a metodologia e a ferramenta foi aplicada para geração compartilhada na cidade de Machado, Minas Gerais, em duas capacidades: 75kW e 150kW. Para essa análise foi utilizado três indicadores: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o *payback time* (PB). Após a aplicação, para comprovação da sua eficácia, a ferramenta foi aplicada com dados de outro trabalho da literatura e os resultados foram comparados. Com base no estudo de caso observou-se que para ambas as ampliações o projeto é viável economicamente, sendo que para a maior capacidade, o VPL e o TIR são maiores, ou seja, o valor retornado dentro do período de vida útil do sistema será maior. Além disso, apesar dos PBs das duas capacidades serem bem semelhantes, a de 150kW apresentou menor valor, ou seja, em menos tempo o valor investido será recuperado. A ferramenta se demonstrou eficaz quando comparada com resultados de outro trabalho.

Palavras-chave: energia, solar, economia.

ABSTRACT

When it comes to renewable electricity, Brazil is ahead of the rest of the world, as 70% of the electricity generated in the country comes from hydroelectric plants. Despite being a favorable data, the concentration in a single energy source is not a good option. This is because the country is currently facing one of the worst water crises in 90 years, harming the operation of hydroelectric plants, which forces the use of thermoelectric plants, increasing energy tariffs and the emission of greenhouse gases. Given these facts, the search for alternative energy sources becomes constant. Photovoltaic solar energy is a great alternative, as Brazil is a privileged country in relation to solar irradiation, in addition to enabling the generation of its own energy from micro and mini plants installed. This work aims to develop a methodology to evaluate distributed generation photovoltaic systems technically and economically. A computational tool was developed in Excel that allows the preliminary design and economic analysis to be carried out. As a case study, the methodology and the tool were applied for shared generation in the city of Machado, Minas Gerais, in two capacities: 75kW and 150kW. For this analysis, three indicators were used: the net present value (NPV), the internal rate of return (IRR) and the payback time (PB). After application, to prove its effectiveness, the tool was applied with data from another work in the literature and the results were compared. Based on the case study, it was observed that for both expansions the project is economically viable, and for the greater capacity, the NPV and the IRR are higher, that is, the value returned within the system's useful life will be larger. In addition, despite the PBs of the two capacities being very similar, the 150kW one presented a lower value, that is, in less time the invested amount will be recovered. The tool proved to be effective when compared with results from other work.

Keywords: energy, solar, economy.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	OBJETIVO.....	3
2.1.	Objetivo Geral.....	3
2.2.	Objetivos Específicos.....	3
3.	REFERÊNCIAL TEÓRICO.....	4
3.1.	Marco Conceitual.....	4
3.1.1.	Energia Elétrica no Mundo.....	4
3.1.2.	Energia Elétrica no Brasil.....	6
3.1.3.	Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.....	10
3.1.4.	Geração Distribuída de Energia no Brasil.....	13
3.1.5.	Tecnologia Solar Fotovoltaica.....	15
3.2.	Estado da Arte.....	20
3.2.1	Viabilidade econômica do sistema fotovoltaico.....	20
4.	MATERIAL E MÉTODOS.....	24
4.1	Material.....	24
4.2.	Métodos.....	25
4.2.1.	Elaboração de ferramenta no Excel.....	25
4.2.2.	Estudo de caso.....	26
4.3.2.	Avaliação da eficácia da ferramenta.....	28
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	29
5.1.	Elaboração da ferramenta no Excel.....	29
5.2.	Estudo de caso.....	30
5.3.	Avaliação da eficácia da ferramenta.....	35
6.	CONCLUSÃO.....	37
7.	REFERÊNCIAS.....	38

1. INTRODUÇÃO

A maior parte da energia elétrica do mundo é proveniente dos combustíveis fósseis, mas o Brasil se torna exceção nesse assunto, pois apresenta 70% da sua geração de eletricidade advinda de uma fonte renovável, as hidrelétricas (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2017). A predominância das hidrelétricas nesse setor está relacionada às características geográficas adequadas para sua instalação, principalmente nas regiões Sul e Sudeste, onde há um amplo abastecimento de água e topografia favorável e se encontra as principais hidrelétricas, (LIBÓRIO; FIRMO, 2020).

Apesar desse fato ser um ponto positivo se tratando de extinção de recursos e geração de gases do efeito estufa, deixar o setor energético tão dependente de apenas uma fonte de energia é um problema (GÜR, 2018). As hidrelétricas são muito afetadas pela escassez de água e o Brasil enfrenta a pior crise hídrica dos últimos 90 anos, o que reduz o nível dos reservatórios e diminui a produção elétrica (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016).

Para compensar a redução da produção de energia hidrelétrica nesses momentos, a alternativa utilizada são as usinas térmicas, que produzem energia elétrica a partir da queima, principalmente, do gás natural. Além da energia termoelétrica ser mais poluente, também é mais cara, acarretando no acréscimo das taxas de consumo e conseqüentemente aumentando as despesas mensais relacionadas a energia elétrica (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020). Por esses motivos, é necessário trabalhar para diversificar a matriz energética brasileira, visando utilizar fontes mais sustentáveis e econômicas (CARSTENS; CUNHA, 2019).

O Brasil apresenta enorme potencial de aproveitamento de energia renovável em todos os estados para geração de energia elétrica, principalmente energia solar, uma das alternativas mais promissoras atualmente. Essa fonte de energia é inesgotável, não poluente, silenciosa e o Brasil está localizado em uma região privilegiada para incidência de radiação solar. O sistema fotovoltaico funciona a partir da conversão direta de energia luminosa em energia elétrica. O processo de conversão se dá a partir de dispositivos semicondutores que transformam a radiação solar em eletricidade pela transferência de elétrons (BHANDARI et al., 2015; CENGIZ; MAMI, 2015).

Pela facilidade de instalação, ausência de peças móveis, longa vida útil, baixo custo de manutenção, possibilidade de instalação em telhados e em áreas não utilizadas e outras vantagens já citadas anteriormente, a partir desse sistema é possível que os consumidores produzam sua própria energia reduzindo os custos com eletricidade (CENGIZ; MAMI, 2015). Para incentivar a diversificação da matriz energética brasileira

e descentralizar a produção de eletricidade, o país criou diversas estratégias que facilitam a geração de energia elétrica renovável para autoconsumo e até distribuição em pequena escala. Algumas estratégias foram redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para empreendimentos que utilizam recursos renováveis até certa potência, inclusão da geração solar e eólica nos leilões reservas e criação de uma normativa que regulamenta a Geração Distribuída local (ANEEL, 2004, 2015; GONÇALVES et al., 2017).

Apesar de todas as políticas incentivadoras e condições favoráveis para o crescimento dessa tecnologia no Brasil, a capacidade de energia fotovoltaica instalada é muito inferior ao potencial existente (HANNAN et al., 2019). Porém, observa-se um aumento na procura devido às dificuldades encontradas na crise energética brasileira que levaram a um acréscimo considerável nas tarifas de energia elétrica (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020). Além disso, o avanço tecnológico contribui para redução dos custos do sistema fotovoltaico possibilitando que mais pessoas e empresas tenham acesso a esse tipo de sistema (HANNAN et al., 2019).

2. OBJETIVO

2.1. Objetivo Geral

Criar uma metodologia para avaliar a viabilidade econômica e técnica de um sistema fotovoltaico e aplicar em um estudo de caso para ampliação de uma usina de microgeração compartilhada de energia, de uma potência instalada de 22kW para 75kW e 150kW.

2.2. Objetivos específicos

- Elaborar uma ferramenta computacional no Excel para dimensionamento e cálculo da viabilidade econômica;
- Aplicar a ferramenta desenvolvida em um estudo de caso para ampliação de uma usina de microgeração compartilhada;
- Avaliar a viabilidade econômica a partir do *payback time* (PB), valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR) obtidos utilizando a ferramenta elaborada.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

Para melhor embasamento teórico e auxílio na definição do método de trabalho, essa sessão será dividida em duas partes: marco conceitual, na qual serão abordados os principais conceitos envolvendo energia elétrica, além de dados importantes que justificam a realização desse estudo; e estado da arte, para realizar levantamentos sobre projetos e pesquisas relevantes que foram desenvolvidos, visando observar a evolução e avanços dos estudos nessa área.

3.1. Marco Conceitual

3.1.1. Energia Elétrica no Mundo

A energia elétrica é indispensável para o desenvolvimento humano e a sobrevivência sem ela se tornou inimaginável. A partir da eletricidade foi possível obter avanços na saúde, meio ambiente e qualidade de vida (VILLALVA, 2012). De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica (2021), no ano de 2018 foi consumido mundialmente 23.381 TWh e estima-se que a demanda deva crescer 28% em 2040. A maior parte dessa energia consumida está associada a países em rápido desenvolvimento que não fazem parte da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE, como a China e a Índia, pois precisam de muitos recursos energéticos para impulsionar seu crescimento econômico (GÜR, 2018).

Alguns órgãos responsáveis pelo setor energético, como a Agência Internacional de Energia (IEA) e o Conselho Mundial de Energia, afirmam que os combustíveis fósseis vão permanecer dominantes como recursos energéticos primários por muitas décadas, como pode ser observado na Tabela 1 (GÜR, 2018).

Tabela 1 – Capacidades instaladas para geração de eletricidade com as quantidades de produção reais e projetadas das principais tecnologias de geração de energia em 2016 e 2040.

Fonte de Energia	Capacidade Instalada		Energia elétrica gerada (2016)		Expectativa de geração de eletricidade (2040)	
	Capacidade (GW)	% do Mundo	Geração (bilhão kWh)	% do Mundo	Geração (bilhão kWh)	% do Mundo
Renováveis	2.112,4	31,82	5.593,8	23,57	10.702,3	31,43
Hidro	1.081,5	16,29	3.910,0	16,47	5.577,9	16,68
Solar	278,3	4,19	275,6	1,16	1.390,3	4,08
Vento	459,8	6,92	826,2	3,48	2.524,5	7,41
Geotermal	13,8	0,21	77,1	0,32	353,4	1,04
Outras	279,1	4,20	504,9	2,12	756,3	2,22
Nuclear	352,0	5,30	2.510,1	10,58	3.657,3	9,79
Combustíveis fósseis	4.173,4	62,88	15.631,3	65,86	19.689,4	57,83
Total mundial	6.637,8	100	23.735,2	100	34.049,0	100

Fonte: Adaptado de Gür (2018)

De acordo com relatórios fornecidos pela Agência de Informações sobre Energia dos Estados Unidos da América e pela Agência Internacional de Energia, estima-se que em 2040, em torno de 58% de toda necessidade elétrica do mundo será suprida pelos combustíveis fósseis, enquanto as energias renováveis serão coletivamente responsáveis por mais de 31% (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2015; DOE-EIA, 2017).

Estes dados estão relacionados à dificuldade de geração de energia elétrica por outras fontes, como por exemplo a partir das usinas hidrelétricas, pois não existem rios suficientes para suprir a necessidade mundial ou a partir das usinas nucleares, que são evitadas devido ao risco associado a seu uso. Em números, para produzir a demanda de energia estimada para 2030, seria necessário em média 230 usinas hidrelétricas com geração de 66369 GWh ou 1000 usinas nucleares iguais a de Fukushima, Japão (VILLALVA, 2012).

Relatórios mais recentes indicam um aumento da geração eólica e solar de 15% em 2020, o que colaborou para a queda na utilização do carvão em 4%, sendo essa a mudança a mais significativa obtida neste ano. Além disso, a geração nuclear também reduziu 4%, enquanto a geração hidrelétrica aumentou 3% devido a condições ambientais que colaboraram para geração deste tipo de energia, principalmente na China e na Rússia. E como já esperado, a utilização de combustíveis fósseis como gás e petróleo apresentou

uma queda muito pequena de 0,2%. Apesar da geração eólica e solar estarem aumentando constantemente, ainda não está progredindo da maneira necessária para atingir as metas climáticas (JONES, 2021).

A predominância dos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica no mundo colabora significativamente para o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera e ainda se espera um aumento nas emissões desse gás até 2040. Um dado de 2018 afirma que a queima desse combustível, especificamente para a geração de energia, contribui com quase 25% das emissões globais de gases de efeito estufa, sofrendo assim pressões sociais, políticas e ambientais para o desenvolvimento de tecnologias que aumentem a eficiência de conversão e para encontrar formas alternativas de energia que sejam tão confiáveis, baratas e eficientes quanto (GÜR, 2018).

Kåberger (2018) afirma que, apesar de atualmente os combustíveis fósseis serem a fonte de eletricidade que apresentam menor custo, esse cenário tende a mudar devido à escassez de recursos, por ser uma fonte não renovável de energia. Com taxas crescentes de consumo desse combustível e com o aumento do padrão de vida, as usinas de energia se tornam cada vez mais caras devido a exigência da sociedade por mais segurança e sustentabilidade.

As energias elétricas renováveis, principalmente eólica e solar, não enfrentam essas limitações em relação a escassez de recurso, porém há um investimento inicial maior que deve ser feito para que elas consigam atender toda a demanda existente, pois ainda possuem capacidade modesta de geração de energia e representaram em 2016 apenas 5% da produção global de eletricidade de acordo com os dados da Tabela 1. Apesar da capacidade instalada de usinas renováveis aumentar constantemente, a quantidade real de eletricidade gerada ainda é baixa devido à falta de tecnologias funcionais de armazenamento, destacando a necessidade urgente de investimento nessa área (GÜR, 2018).

3.1.2. Energia Elétrica no Brasil

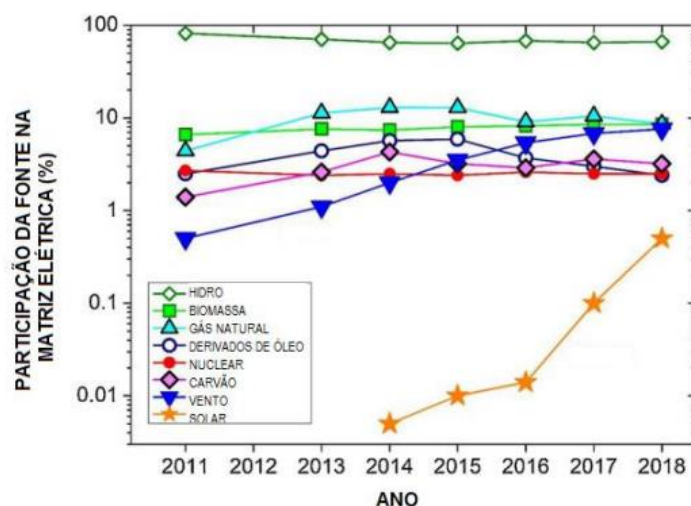
Em comparação com outros países, o Brasil está à frente na utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica. Isso porque a geração de eletricidade em larga escala no país é composta majoritariamente por usinas hidrelétricas, com uma capacidade total instalada de 167 gigawatts (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020). Devido às características geográficas adequadas presentes em muitos lugares do país a instalação das hidrelétricas é favorecida e como a maioria das plantas está

localizada na região Sudeste, perto dos grandes centros, as perdas de transmissão do gerador até o consumidor são reduzidas (SILVEIRA et al., 2018).

O gráfico da Figura 1 representa a matriz de fornecimento de energia elétrica brasileira e nele é possível destacar a energia hidrelétrica que domina a geração de eletricidade no país. Apesar disso, a participação dessa fonte energética apresenta um leve declínio com o passar dos anos. Esse resultado está associado a motivos climáticos que levaram a escassez hídrica (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016) e a outros fatores, como as regras de proteção ambiental mais rígidas que proíbem enchentes em grandes áreas causadas pela instalação das hidrelétricas. Vale destacar também, que as principais áreas adequadas para construção de barragens no Brasil já foram exploradas (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020).

As termoeletricas surgem como uma opção às hidrelétricas, pois o setor energético brasileiro sofre com crises energéticas regulares, cuja principal razão é um período prolongado de falta de chuva como citado anteriormente (HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018). Por isso, o gás natural utilizado nas usinas térmicas se destaca como a segunda maior fonte de energia elétrica utilizada no Brasil. Essa compensação gera custos adicionais para os consumidores e aumenta as emissões de gases causadores do efeito estufa (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020; SILVA; NETO; SEIFERT, 2016).

Figura 1 – Matriz de fornecimento de energia elétrica brasileira.



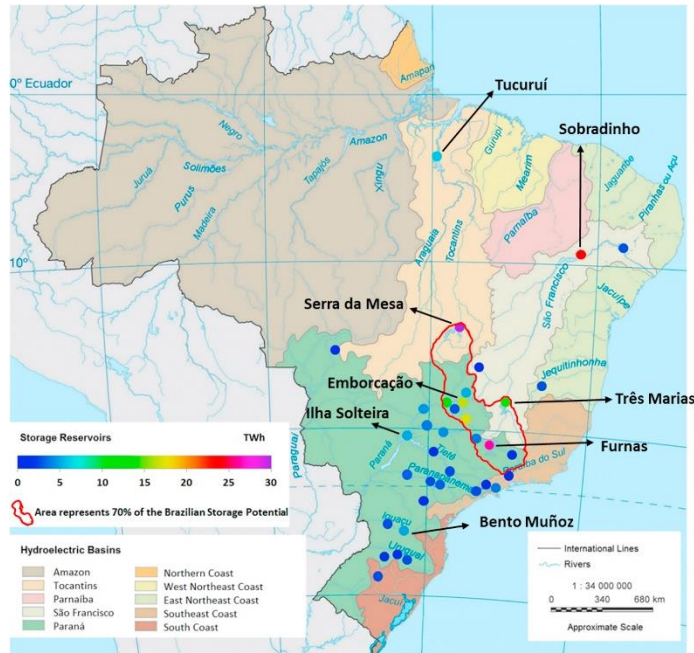
Fonte: Adaptado de Martelli, Chimenti e Nogueira (2020).

A Figura 2 apresenta um mapa com a distribuição dos reservatórios hidrelétricos do país, com destaque em vermelho para uma área que contempla 70% deste potencial.

Isso indica que uma pequena área, influenciada por condições climáticas semelhantes, é responsável por grande parte do potencial brasileiro de armazenamento de energia. Quando há seca nessa região, os reservatórios não se enchem e o país precisa aumentar a geração de energia termoelétrica e os preços conseqüentemente também sobem. Além disso, em alguns casos, é necessário também reduzir a demanda e racionar o consumo de energia elétrica. Esse fato demonstra o quão vulnerável é o setor elétrico brasileiro e essa é a principal causa da maioria das crises energéticas no país (HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018).

Para reduzir o impacto da escassez hídrica na crise elétrica no Brasil, algumas soluções foram criadas e já implementadas, como por exemplo: diversificação das fontes de geração de energia elétrica e aumento e descentralização do armazenamento de energia. Isso foi realizado a partir das novas regulamentações do setor elétrico brasileiro aplicadas em 2016, em que o Estado assumiu a função de coordenador do planejamento da expansão com contratos de longo prazo nos leilões de energia elétrica incluindo as energias renováveis solar e eólica (CARSTENS; CUNHA, 2019). Essa decisão impactou no avanço na utilização desses dois tipos de energia observados no gráfico da Figura 1.

Figura 2 – Mapa com a distribuição dos reservatórios hidrelétricos do país.



Fonte: Hunt, Stilpen e Freitas (2018).

No Brasil, apesar da coexistência de empresas públicas e privadas no setor de eletricidade, seguindo o modelo híbrido, o Estado é responsável pelas atividades relacionadas a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e por regular e

controlar os leilões realizados para suprir a demanda de energia (CAMILO et al., 2017). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a organização governamental responsável também pela comercialização, direitos, autorizações e mediação de conflitos entre os participantes dos leilões públicos, além das atividades citadas anteriormente (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020).

Nos leilões realizados pelo Estado as empresas fornecedoras de energia elétrica competem entre si com base na capacidade oferecida e um valor fixo. Atualmente, há dois tipos de leilões: regulares e reservas. Os regulares tem como base a demanda prevista no mercado e os reservas ocorrem em situações esporádicas, quando é necessário a compensação de eletricidade por uma fonte alternativa à prevista no leilão regular devido alguma situação emergencial, como por exemplo, a escassez de água (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020).

O que ocorreu em 2016, foi que as fontes de energia renovável solar e eólica foram incluídas nos leilões reservas, incentivando um investimento maior nessas tecnologias e consequentemente um aumento significativo na utilização destas fontes de energia (GONÇALVES et al., 2017; SILVA; NETO; SEIFERT, 2016). Antes disso, em 2004, a Normativa 77 (ANEEL, 2004) foi criada para incentivar o crescimento da geração a partir de fontes renováveis, pois determina uma redução considerável nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para empreendimentos que utilizam recursos renováveis com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW.

Outro fator que contribuiu para o aumento da utilização das energias solar e eólica foi a criação de outra Resolução Normativa ANEEL 482 em 2012, que permite a criação de sistemas de Geração Distribuída local, estabelecido com o objetivo de aumentar e descentralizar a geração de energia. Ou seja, autoriza os consumidores e estabelece condições gerais para produção da própria energia a partir de fontes renováveis, possibilitando também o fornecimento da energia elétrica excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2015).

O Brasil apresenta enorme potencial de aproveitamento de energia renovável em todos os estados para geração de energia elétrica. Na região Nordeste, por exemplo, a geração eólica e solar tem ganhado destaque devido às condições favoráveis de vento e por ser a região de maior incidência solar no país. A região Centro-Oeste baseia sua economia na agricultura e pecuária, assim, há uma quantidade considerável de resíduos que podem ser utilizados para a produção de biogás para então geração de energia elétrica. No entanto, esses recursos são desperdiçados todos os anos. Na região Norte, a geração

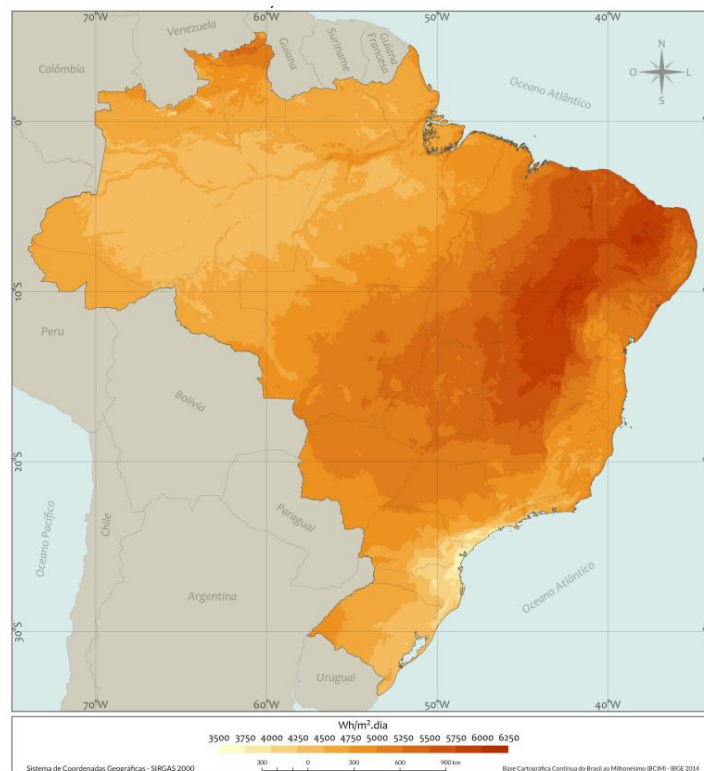
de eletricidade por usinas de biomassa e pequenas hidrelétricas são as opções mais indicadas quando se trata de fontes renováveis. A região Sul, assim como a Nordeste, também possui potencial de geração eólica que vem sendo gradualmente aproveitado. Além disso, a região também possui destaque na agricultura e pecuária, podendo utilizar os resíduos agrícolas para a geração de energia elétrica. Por fim, a região Sudeste, concentra a maior parte das indústrias brasileiras e por isso há um grande potencial de geração distribuída, principalmente de biomassa e solar (HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018).

3.1.3. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Devido ao grande potencial de geração de eletricidade a partir da energia solar, o Brasil se encontra atualmente em desenvolvimento tecnológico para melhor aproveitamento das condições que favorecem esse tipo de tecnologia. Em 2011 o país iniciou o processo de análise da energia fotovoltaica (FV) em seu sistema energético com o Edital de Pesquisa e Desenvolvimento número 13 da ANEEL. Esse projeto foi um marco na história da energia FV no Brasil, pois criou condições para o desenvolvimento de infraestrutura e tecnologia, possibilitando melhor entendimento sobre os potenciais impactos na rede e um intercâmbio com especialistas de destaque na área de energia solar. Além disso, este projeto também descreveu os locais mais adequados para instalação das usinas FV, considerando a incidência solar nas diversas regiões do país (CARSTENS; CUNHA, 2019).

De acordo com Carpio (2021) as taxas de irradiação mais altas e estáveis ao longo do ano são obtidas no Nordeste, com uma média diária de 5,49kWh/m². A segunda maior taxa corresponde à região Centro-Oeste com média de 5,07 kWh/m², seguida pela região Sudeste com 5,06 kWh/m², a região Norte com 4,64 kWh/m² e a Região Sul com 4,53 kWh/m² (CARPIO, 2021). A Figura 3 apresenta a média anual das taxas de irradiação no mapa brasileiro no ano de 2017.

Figura 3 – Mapa brasileiro com a distribuição da média anual das taxas de irradiação em 2017.



Fonte: Pereira et al. (2017)

Por ser um país tropical, no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, um dos países que mais utilizam a energia solar fotovoltaica, por exemplo (PEREIRA et al., 2017). Apesar de todo esse potencial, segundo a ANEEL, a energia solar fotovoltaica representou em 2021, 1,55% da capacidade instalada do país. Porém, os avanços tecnológicos e incentivos governamentais nivelaram os custos das usinas solares fotovoltaicas, atingindo um patamar competitivo (CARPIO, 2021).

As projeções de crescimento futuro para essa fonte de energia são otimistas. Diversos instaladores do sistema fotovoltaico foram fundados no país, elevando esse número de aproximadamente 1600 a 14200 empresas, entre 2017 e 2020. Essas empresas fazem a ponte entre a cadeia produtiva e o consumidor final a partir da venda, projeto, instalação e fornecimento de suporte aos sistemas fotovoltaicos instalados. Além disso, a presença de grandes reservas de silício no território brasileiro, matéria-prima principal para produção de células fotovoltaicas, influencia ainda mais a redução de custos e avanço dessa tecnologia no Brasil (REDISKE et al., 2020).

De acordo com a ANEEL, o país possui atualmente 12427 usinas solares regulamentadas em operação, com capacidade de geração média de 5143MW, distribuídas de acordo com o mapa apresentado na Figura 4. Considerando que em 2016 haviam apenas 317 usinas FV registradas (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016), esse número está crescendo rapidamente, sendo que as 8 maiores usinas estão concentradas na região Nordeste brasileira devido aos fatores citados anteriormente (ANEEL, 2022).

Figura 4 – Distribuição das Usinas Fotovoltaicas (UFV) no Brasil.



Fonte: ANEEL (2022)

Em 2021 houve também um investimento em dois parques solares de 149,3 MWp, localizados na Paraíba, com previsão de entrada em operação comercial no segundo semestre de 2022, sendo o primeiro investimento da ANEEL para geração fotovoltaica centralizada. Ou seja, a energia produzida será totalmente comercializada no mercado livre (NEOENERGIA, 2021).

No Brasil, a geração de energia solar fotovoltaica pode ser realizada de duas formas. O primeiro caso, citado no parágrafo anterior, é a geração centralizada, que contempla usinas de grande porte, as quais fornecem energia de alta tensão, são contratadas por meio de leilões e operadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (CARPIO, 2021). Essas usinas competem com usinas hidrelétricas, por isso há menor probabilidade de ganhar os leilões e portanto tem seu crescimento retardado (RIGO et al., 2021). Por isso, a criação de leilões exclusivos para as novas categorias de energias

renováveis é importante. Atualmente, essa modalidade corresponde a 38% da potência total instalada, sendo que as regiões Nordeste e Sudeste responsáveis pela maior parte dessa geração. A outra forma, que contempla os 62% restantes da potência total instalada, é a Geração Distribuída, que será detalhada na próxima seção.

3.1.4. Geração Distribuída de Energia no Brasil

A Geração Distribuída de Energia, corresponde a geração de energia pelos próprios consumidores a partir da instalação de geradores elétricos para autoconsumo, sendo permitido também compartilhar a energia excedente com outros consumidores próximos (CARPIO, 2021). A Geração Distribuída contempla cogeneradores, geradores que utilizam resíduos como fonte de energia, pequenas turbinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e painéis fotovoltaicos (ROSAS LUNA et al., 2019).

Considerando as diversas tecnologias existentes, a geração de energia solar fotovoltaica se destaca. Sua adoção se torna mais viável quanto mais cara for a tarifa convencional da distribuidora local de eletricidade e maior for o índice de irradiação anual da região (PEREIRA et al., 2017).

As regiões Centro-Oeste e Sudeste se destacam nessa categoria para geração solar, com 28,80% e 25,15% da geração, respectivamente. Apesar da região Nordeste apresentar maior nível de irradiação, possui uma das menores potências instaladas de geração solar distribuída, como podemos observar na Tabela 2. Isso ocorre devido às altas taxas de desemprego, baixa escolaridade e alto nível de endividamento das populações dessa região, comportamento que se repete na região Norte (CARPIO, 2021), sendo necessário políticas públicas adequadas para incentivar a geração distribuída nesses locais (ROSAS LUNA et al., 2019).

Tabela 2 – Potência instalada da geração de energia solar fotovoltaica distribuída em cada região.

Região	Geração distribuída (MW)	Geração distribuída (%)
Centro-Oeste	1296,70	28,80
Sudeste	1132,19	25,15
Sul	1077,39	23,93
Nordeste	759,01	16,86
Norte	231,12	5,13
Total	4502,40	100

Fonte: Adaptado de Carpio (2021)

Como já dito anteriormente, a regulamentação da geração distribuída teve início com a vigência da Resolução Normativa número 482 de 2012, da ANEEL, proporcionando o crescimento da micro (até 75kW) e minigeração (de 75 a 5000kW) distribuída no país.

A geração distribuída baseia-se no sistema de medição de energia líquida ou sistema de compensação de energia, que permite que o excesso de energia gerado pela unidade consumidora seja repassado para a rede de distribuição, funcionando como uma bateria para armazenar a energia excedente. Posteriormente, essa energia é compensada no consumo da mesma unidade ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade (mesmo CPF – Cadastro de Pessoa Física ou CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas). O saldo positivo de um mês será utilizado para reduzir o consumo de outra unidade ou da mesma unidade, porém no mês subsequente (MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016). Quando a quantidade de energia gerada é superior à energia consumida em um determinado mês, o consumidor fica com créditos que têm validade de até 60 meses (ROSAS LUNA et al., 2019).

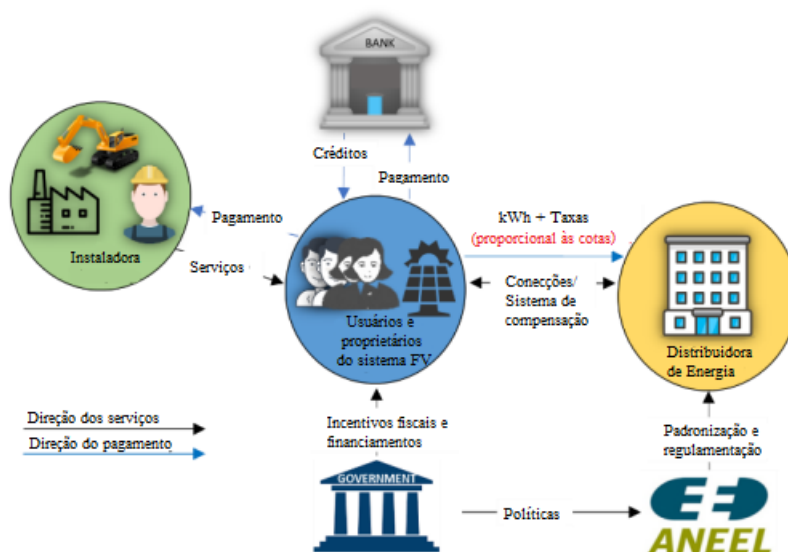
A Resolução Normativa criada estabeleceu quatro modalidades de compensação, nas quais um projeto de geração distribuída deve se enquadrar, algumas já citadas anteriormente:

- a) Autoconsumo local: usina instalada junto à carga da unidade consumidora na qual os créditos serão utilizados;
- b) Autoconsumo remoto: usina instalada em uma unidade consumidora, com envio de créditos a outra unidade consumidora de mesma titularidade;
- c) Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras: usina instalada junto à carga de um condomínio, com créditos de energia sendo distribuídos aos condôminos;
- d) Geração compartilhada: usina instalada em unidade consumidora cuja a titularidade é de uma Cooperativa ou Consórcio, com créditos de energia sendo distribuídos aos cooperados e consorciados.

Mais detalhadamente, a gestão compartilhada consiste em uma associação de vários consumidores dentro da mesma área de concessão ou permissão, via consórcio ou cooperativa, composta por pessoas físicas ou jurídicas, para compartilhar a energia de micro ou minigeração (ROSAS LUNA et al., 2019). Os integrantes terão o mesmo acesso aos benefícios de créditos, assim como o autoconsumo, destinando a energia excedente

para compensar o consumo das unidades pertencentes (FARIA et al., 2020). A Figura 5 ilustra o esquema de um sistema de geração compartilhada.

Figura 5 – Modelo de geração compartilhada.



Fonte: Adaptado de Faria et al. (2020)

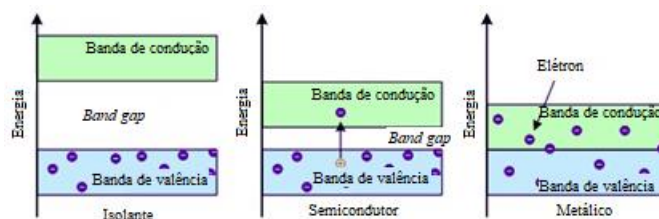
3.1.5. Tecnologia Solar Fotovoltaica

A geração de energia elétrica a partir do sistema fotovoltaico, como o próprio nome já revela, ocorre a partir do efeito fotovoltaico, um fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade (VILLALVA, 2012). Esse fenômeno foi observado pela primeira vez em 1839, por um físico e cientista francês chamado Bequerel, que observou o surgimento de correntes elétricas induzidas pela luz em certas reações químicas (CHAPIN; FULLER; PEARSON, 1954). Anos depois, em 1877, dois cientistas ingleses, Adams e Day, observaram o mesmo efeito no selênio sólido, um tipo de semicondutor (CHAAR; A; ZEIN, 2011). Após essas experiências, diversas outras foram desenvolvidas buscando melhor compreensão e possível aplicação dessas descobertas, até que a primeira célula fotovoltaica de silício foi fabricada e os dispositivos FV tiveram grande desenvolvimento nas décadas de 1970 a 1990, inicialmente usados em aplicações na indústria aeroespacial (VILLALVA, 2012).

Depois de anos da fabricação da primeira célula FV e diversos avanços na área, o silício ainda é o material mais utilizado na fabricação de células. Embora existam diversos tipos de materiais aptos para essa função, as células de silício têm sua tecnologia de fabricação bem desenvolvida e sua matéria-prima, a sílica, é abundante e por isso de baixo custo (VILLALVA, 2012).

O silício é um material semicondutor, ou seja, de acordo com a teoria de bandas, esse material é caracterizado por possuir a banda de valência totalmente preenchida por elétrons e a banda de condução totalmente vazia. As bandas são separadas por um *gap* de energia, que quando fornecida energia externa suficiente, é possível que um elétron salte da banda de valência para a banda de condução (SHRIVER; ATKINS, 2008). No caso das células fotovoltaicas, essa energia é fornecida pela luz solar. Como pode-se observar na Figura 6, o mesmo comportamento não ocorre nos materiais isolantes e condutores. Nos materiais isolantes, a distância entre uma banda e outra é muito grande, sendo necessário fornecer muita energia para que o elétron salte do seu nível fundamental para a banda de condução. Já nos materiais metálicos, as bandas são sobrepostas e os elétrons transitam facilmente entre elas, por isso são ótimos condutores de energia (HASEGAWA; SAWADA, 1983).

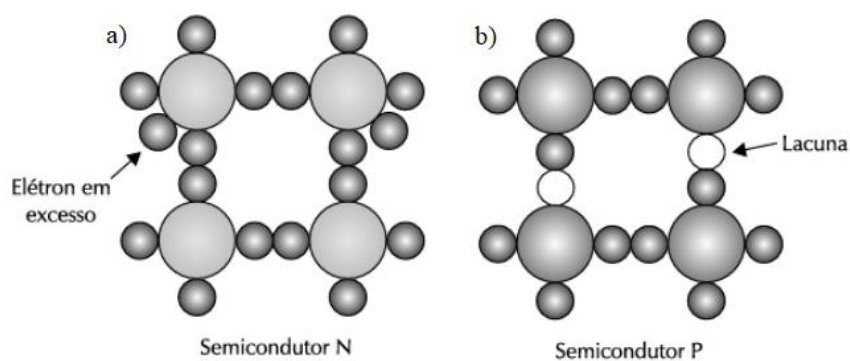
Figura 6 – Esquema representativo das bandas dos materiais isolantes, semicondutores e metálicos.



Fonte: Adaptado de QSStudy (2021).

Além do semicondutor intrínseco, um material pode apresentar propriedades semicondutoras a partir da incorporação de materiais dopantes ou impurezas. Os materiais podem ser dopados com elementos com maior quantidade de elétrons que os elementos da sua composição, formando assim um semicondutor do tipo N, ou seja, um material carregado negativamente (Figura 7a). Ou ele pode ser dopado com um material com menos elétrons, formando assim um semicondutor tipo P e de carga positiva (Figura 7b) (VILLALVA, 2012).

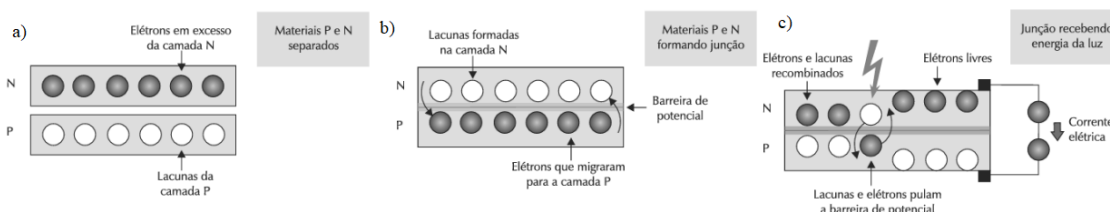
Figura 7 – Exemplo de estruturas moleculares dos semicondutores N e P.



Fonte: Villalva (2012).

A célula fotovoltaica é composta tipicamente pela junção de duas camadas de um material semicondutor, uma do tipo P e outra do tipo N. Um campo elétrico é gerado devido a movimentação dos elétrons livres do semicondutor tipo N que ocupam as lacunas do semicondutor tipo P, fenômeno representado na Figura 8b. Ao incidir luz sobre a célula FV, os fótons da luz fornecem energia suficiente para que os elétrons se movimentem da camada N para a camada P e um fluxo de elétrons é gerado por meio de um condutor externo que liga a camada negativa à positiva (Figura 8c). Enquanto a luz incidir na célula, esse fluxo será mantido, gerando corrente elétrica (ROSA; FERREIRA, 2019).

Figura 8 – Materiais semicondutores tipo N e tipo P separados (a), formando a junção P-N (b) e a junção exposta a luz para produção de corrente elétrica (c).



Fonte: Villalva (2012).

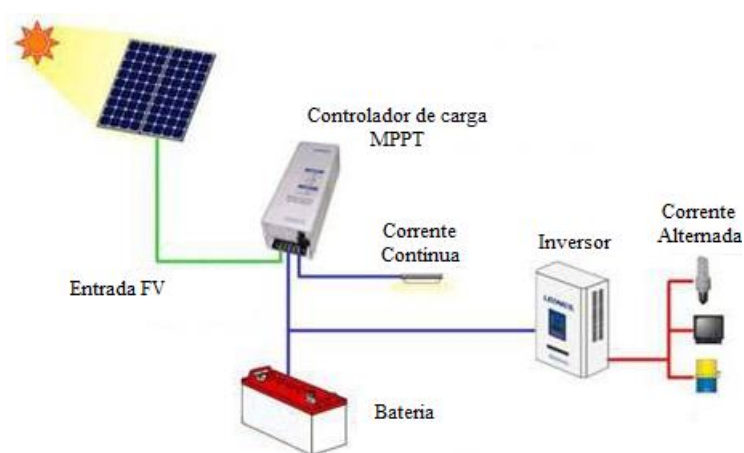
Existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos, o Isolado (*off grid*) e o Conectado à Rede (*on grid*). Os sistemas *off grid* são totalmente isolados da rede elétrica, por isso são utilizados em locais de difícil acesso em que a concessionária de energia elétrica não atende. Nesse caso, é necessário utilizar baterias para armazenar a energia produzida durante o dia a partir da incidência solar para ser utilizada durante a noite. Em relação ao sistema conectado à rede, o sistema isolado é mais caro por requerer um banco de baterias, por isso são utilizados em casos de extrema necessidade (GOUD; GUPTA, 2019).

O sistema *on grid* está conectado diretamente à rede elétrica, sendo assim a eletricidade gerada pelos painéis FV é utilizada apenas para suprir a energia elétrica

fornecida pelas concessionárias. Portanto, quando a energia FV não supre toda a demanda, é utilizada a energia elétrica convencional (CHATTERJEE; KUMAR; CHATTERJEE, 2018).

Uma célula FV sozinha produz pouca energia e apresenta tensão elétrica muito baixa, por isso, o sistema fotovoltaico é composto por um conjunto de células conectadas eletricamente em série, formando o módulo fotovoltaico, além dos demais equipamentos necessários para seu funcionamento, como bateria, inversor e o MPPT, responsável por rastrear o ponto máximo de potência. Um esquema simplificado do funcionamento do sistema fotovoltaico está representado na Figura 9.

Figura 9 – Representação do sistema fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Alshemmary, Kadhom e Al-Fahham (2013)

Como a Figura 9 apresenta, o sol incide sobre os módulos fotovoltaicos ligados em série que absorvem a radiação solar e a converte em energia elétrica. Essa corrente elétrica se direciona ao MPPT que é responsável por extrair a potência máxima do painel solar e o tornar disponível novamente para gerar mais eletricidade (GONÇALVES et al., 2017). A corrente gerada deve ser armazenada em baterias ou supercapacitores, pois a célula não armazena a energia elétrica, apenas mantém o fluxo de elétrons enquanto a luz estiver incidindo sobre ela (ROSA; FERREIRA, 2019). A corrente elétrica fornecida é contínua (DC) e para algumas aplicações a corrente alternada (CA) é a adequada, sendo necessário utilizar um inversor. Para conectar os módulos FV, inversor e os demais componentes, são utilizados cabos DC (ZHANG; CHEN; DU, 2020).

Apesar do silício ainda ser o material mais utilizado na produção das células fotovoltaicas, diversas outras tecnologias estão em ascensão. De acordo com Akinyele, Rayudu e Nair (2015) as tecnologias FV podem ser divididas de acordo com a Tabela 3.

É possível observar que as células de silício monocristalino são as mais eficientes disponíveis comercialmente, podendo chegar em alguns casos a uma eficiência de 18%. Apesar de apresentarem melhor desempenho, são células rígidas e quebradiças, além de possuir custo mais elevado que outros tipos de células, como por exemplo de silício policristalino. Os módulos compostos desse tipo de material, possuem a eficiência comercial reduzida em relação ao silício monocristalino, mas o seu custo de fabricação é menor, compensando a ligeira redução desse valor (VILLALVA, 2012).

Tabela 3 – Tipos de células fotovoltaicas e suas respectivas eficiências.

Tecnologia	Tipo	Eficiência dos módulos comerciais
Silício	Monocristalino (c-Si)	14%
	Policristalino (c-Si)	13%
Filme fino	Silício amorfo (a-Si)	7,5%
	Silício monocristalino (c-Si)	7,9%
	Telureto de cádmio (CdTe)	9%
	CIGS (cobre-índio-gálio-selênio)	10%
Célula Solar Híbrida	Combinação da convencional e filme fino	15,2%

Fonte: Adaptado de Akinyele, Rayudu e Nair (2015) e Villalva (2012).

Outra tecnologia com menor custo de fabricação e desenvolvida mais recentemente são os filmes finos. Para sua produção é necessário menos matéria-prima e energia, tornando o custo da tecnologia muito inferior às demais. Outra vantagem dessa tecnologia é a possibilidade de ser produzida em qualquer dimensão, podendo ser construída no tamanho dos módulos fotovoltaicos, sem precisar de unir uma célula a outra. Apesar dessas vantagens, os filmes finos possuem menor eficiência, sendo necessário maior área de incidência para produzir a mesma energia em comparação com as tecnologias cristalinas (AKINYELE; RAYUDU; NAIR, 2015). Dentre as tecnologias de filmes finos, as que apresentam maior eficiência, são as células de telureto de cádmio e CIGS, porém ainda enfrentam problemas para a produção em larga escala devido a toxicidade do cádmio e a escassez do telúrio (VILLALVA, 2012).

Por fim, as células híbridas são as que apresentam maior eficiência, isso porque combinam as vantagens das células cristalinas e das de filme fino. Elas não apontam degradação da eficiência relacionado ao envelhecimento pela exposição à luz, como

ocorre nos filmes finos de silício amorfo, produzem maior energia em elevadas temperaturas e consomem menos energia e matéria-prima na sua fabricação (VILLALVA, 2012). Sendo assim são uma ótima opção para produção de painéis FV, se tornando cada vez mais atraente para o mercado.

3.2. Estado da arte

3.2.1. Viabilidade econômica do sistema fotovoltaico

Apesar do Brasil apresentar alta disponibilidade solar e elevadas tarifas energéticas, sugerindo a vantagem de instalação de um sistema fotovoltaico, é necessário um estudo que envolva uma análise global dessa fonte, pois esse sistema envolve várias nuances a serem consideradas, como irradiação solar, eficiência do sistema e tempo de vida útil, por exemplo. Essa análise pode considerar fatores qualitativos, na qual a decisão de investir em um projeto decorre da manifestação de interesse pessoal ou de um grupo sem necessariamente considerar os custos e benefícios da instalação. Ou fatores quantitativos, onde um fluxo de caixa deve ser projetado e a partir de então avaliado estrategicamente se o resultado está alinhado com os objetivos da empresa ou pessoa física (MORAIS; MORAES; BARBOSA, 2019). Alguns indicadores podem ser considerados para essa análise e a seguir serão apresentados os mais utilizados nesse tipo de investimento.

De acordo com Souza Júnior et al. (2019) o cálculo do *payback time* (PB) é o mais recomendado para avaliar a viabilidade econômica da instalação ou ampliação de um sistema fotovoltaico. No mesmo trabalho, o autor encontrou um PB de em média 8 anos na instalação de um sistema fotovoltaico, onde a energia produzida seria utilizada para autoconsumo. Tendo em vista o tempo de vida útil desse sistema de 25 anos, é necessário avaliar a viabilidade que dependerá do tempo de PB máximo suportado pela organização interessada na instalação. Alguns especialistas apontam que, devido ao avanço tecnológico do sistema fotovoltaico, o PB reduziu consideravelmente e atualmente varia entre 3,5 a 5 anos nas células constituídas de silício. Porém, em trabalhos como Sousa et al. (2019) e Celik et al. (2017) ainda foi obtido esse indicador variando de 5 a 8 anos para o sistema fotovoltaico.

O PB é um método simples, no qual estima-se pela produção de energia elétrica em um determinado período e a taxa de energia cobrada pelas concessionárias, em quanto tempo o valor economizado se iguala ao valor investido, ou seja, o tempo necessário que o sistema deve operar para recuperar o gasto da sua instalação (CELIK et al., 2017). O *payback* é calculado pela soma dos valores dos fluxos de caixa anuais e pela estimativa

do tempo de vida, considerando o investimento total da instalação do sistema fotovoltaico, incluindo materiais utilizados e montagem, além do valor do kWh da região de instalação e geração de energia mensal do sistema FV.

O método de avaliação pelo PB apresenta algumas deficiências, como por exemplo a não distinção entre investimentos de curta e longa duração, por isso deve ser complementado com outros métodos, como o VPL (valor presente líquido) e o TIR (taxa interna de retorno). O PB, VPL e TIR são obtidos a partir do fluxo de caixa, que pode ser definido como o movimento de entrada e saída do dinheiro em um determinado negócio. O VPL é a diferença entre o valor a ser investido e a receita até o momento presente, por isso o nome de valor presente líquido, considerando a taxa de juros bancário atual na qual o recurso poderia ser investido (SOUZA JÚNIOR et al., 2019). Assim é possível obter uma estimativa do benefício financeiro líquido fornecido à organização se o investimento for realizado. O VPL é calculado a partir da Equação 1, sendo que o VPL positivo indica que a posição financeira do investidor melhorará se o projeto for implementado e o VPL negativo, indica a perda financeira (PRADAS; FELIU; SOUCASE, 2015).

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1+i)^n} \quad (1)$$

Na qual,

VPL: Valor Presente Líquido;

Fc: fluxo de caixa;

t: momento em que o fluxo de caixa ocorreu;

i: taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade);

n: período de tempo.

A TIR é a taxa “i” que satisfaz a equação do VPL, ou seja, é definida como a taxa de juros que iguala o VPL de uma série de fluxos de caixa a zero. Ela pode ser comparada a taxas de patrimônio bancário ou ao custo do projeto, por isso é utilizada como índice de rentabilidade para avaliação de projetos. Matematicamente a TIR é obtida a partir da Equação 2.

$$0 = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1+TIR)^n} \quad (2)$$

Sousa et al. (2019) obteve no seu trabalho de viabilidade econômica no uso da energia fotovoltaica um VPL de 3.124.551,22 e a TIR de 33,85%. O VPL demonstrou um valor positivo e elevado, enquanto a TIR obtida foi 4,83 vezes maior do que a TMA utilizada no cálculo de VPL, demonstrando que a rentabilidade é maior do que a esperada. Como esses indicadores possuem relação direta com a taxa mínima de atratividade adotada, os valores podem variar de um trabalho para outro. Mesmo levando esse fator em consideração, os estudos observados apresentam valores de VPL e TIR bastante atraentes, corroborando a viabilidade da instalação desse sistema (SOUZA JÚNIOR et al., 2019).

Outro indicador utilizado é a Relação Custo Benefício (RCB), que é útil para selecionar entre vários projetos o mais viável quando o capital é limitado. O RCB é obtido a partir da Equação 3 e quanto menor o seu valor, maior vantagem de aplicação aquele projeto possui. Recomenda-se que utilize o projeto com RCB menor que 1 e que obtiver o VPL positivo (MORAIS; MORAES; BARBOSA, 2019).

$$RCB = \frac{I_0}{VPL} \quad (3)$$

Na qual o I_0 representa o investimento inicial.

O EROI traduzido do inglês para Retorno de Energia sobre a Energia Investida é um indicador utilizado em alguns estudos para avaliação econômica de sistemas de geração de energia elétrica. O seu diferencial é considerar a energia necessária investida na fabricação do sistema para o cálculo de viabilidade. Esse índice não possui unidade de medida e para ser considerado viável é necessário no mínimo que a energia investida seja igual a energia produzida, ou seja 1:1. De acordo com alguns autores, a proporção ideal de EROI é de 3:1 e ele pode ser obtido a partir da Equação 4 (BHANDARI et al., 2015).

$$EROI = \frac{\textit{Produção de energia vitalícia}}{\textit{Energia incorporada}} \quad (4)$$

Um estudo realizado por Oliveira e Morante (2018) demonstrou que a tecnologia FV possui bons resultados quando analisada por esse indicador, ou seja, a energia investida em sua fabricação e instalação é rapidamente recuperada. Para chegar neste resultado foram utilizados dados de diversos países quanto à energia demandada para a

manufatura de todo o sistema fotovoltaico (módulo, inversores, cabos etc), aplicados aos níveis máximo e mínimo de irradiação solar global encontrados no Brasil.

Além dos fatores de influência citados anteriormente, o inversor é um dos componentes que mais afetará o custo do sistema. Esse equipamento é um dos principais componentes, além de possuir o valor mais elevado. Ele se diferencia de um sistema para outro (*on grid* ou *off grid*), sendo que no sistema *on grid*, por estar diretamente conectado à rede elétrica, ele deve sincronizar a frequência da energia produzida com a fornecida pela rede pública de eletricidade. Esse é o principal fator que torna os inversores de frequência nesse sistema mais caros que os do *off grid*. A Tabela 4 a seguir apresenta um comparativo do valor dos inversores para as duas configurações fotovoltaicas.

Tabela 4 – Comparativo entre os preços dos inversores *on grid* e *off grid*.

Modelo	Potência máxima de saída (W)	Valor (\$)	Tipo de sistema
Xantrex Xpower 1500	1.500	1.343	<i>off grid</i>
Hayonik 3000	3.000	1.673	<i>off grid</i>
Ecosolys – ECOS2000	2.000	3.905	<i>on grid</i>
B&B Power – SF3000TL	3.000	5.400	<i>on grid</i>

Fonte: Adaptado de Dantas e Pompermayer (2018)

Devido ao alto valor do inversor, recomenda-se dimensionar o sistema de acordo com a capacidade máxima desse equipamento. Mesmo que não haja interesse inicial em uma capacidade maior, se torna mais vantajoso aumentar o número de placas, diluindo assim o custo do inversor no valor total. Ou seja, o custo unitário do sistema por unidade de potência, fica mais barato à medida que a capacidade de geração aumenta (DANTAS; POMPERMAYER, 2018).

4. MATERIAL E MÉTODOS

Inicialmente, foi realizada uma pesquisa exploratória para elaboração do método de dimensionamento e avaliação da viabilidade do sistema fotovoltaico. A partir desta pesquisa, foi desenvolvida uma ferramenta capaz de realizar esses cálculos. Posteriormente, para testar a sua eficácia, a ferramenta foi aplicada em um estudo de caso. A forma de obtenção dos dados e da metodologia será apresentada a seguir.

4.1. Material

A ferramenta foi desenvolvida no software de planilhas e manipulação de dados Excel e aplicada no estudo de caso realizado em uma fazenda na região da cidade de Machado, Minas Gerais, disponibilizada para a realização desse projeto. A fazenda possui uma usina de microgeração instalada, apresentada na Figura 10, na modalidade de Autoconsumo Remoto, com a distribuição dos créditos para outras localidades de mesma titularidade. Atualmente a usina é composta por 58 módulos FV de 390W e 2 inversores de 8,2 kW, totalizando 22,47kW de capacidade instalada. Será avaliado a viabilidade da ampliação da usina para duas outras potências, 75kW e 150kW, para distribuição dos créditos excedentes para outras localidades de titularidades distintas, no modelo de Geração Compartilhada, com locação via Consórcio.

Figura 10 – Usina fotovoltaica em Machado/MG utilizada para a realização do trabalho.



Fonte: Do Autor (2022)

Os créditos gerados na usina fotovoltaica são distribuídos para três unidades, sendo uma delas de mesma localização da unidade geradora. A distribuição da energia elétrica gerada, juntamente com a média mensal de geração em um ano, está apresentada na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Distribuição dos créditos gerados pela usina FV em porcentagem e em kWh.

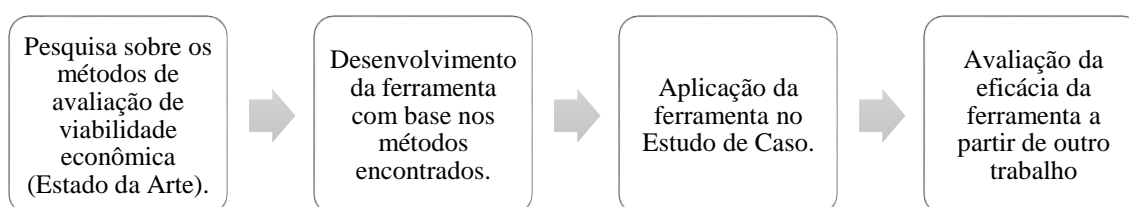
Unidade	Distribuição (%)	Distribuição (kWh)
Geradora	43	1014,8
Consumidora 1	40	944,0
Consumidora 2	17	401,2
Total	100	2360,0

Fonte: Do Autor (2022)

4.2. Métodos

As etapas para realização do trabalho estão apresentadas no fluxograma da Figura 11 a seguir.

Figura 11 – Etapas para a realização do trabalho.



Fonte: Do Autor (2022)

4.2.1. Elaboração da ferramenta no Excel

O primeiro passo para a elaboração da ferramenta foi inserir um método para o cálculo de geração solar de energia. Esse valor é calculado a partir da irradiação solar do local de instalação e dados do sistema como, tipo de módulo, perdas do sistema e eficiência média do módulo fotovoltaico. A geração mensal de energia elétrica foi obtida a partir da Equação 5 a seguir.

$$\text{Geração mensal de energia (kWh)} = G \times HSP \times \eta \times 30 \quad (5)$$

Onde,

G: capacidade instalada proposta (kW);

HSP: Hora sol pico (h/dia);

η : Eficiência média do módulo fotovoltaico (%);

A hora sol pico é definida como o número equivalente de horas por dia quando a irradiação solar média é de 1000W/m² e pode ser obtida a partir do programa SunData da CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica a partir das coordenadas geográficas do local de instalação. Os dados obtidos são para quatro tipos de inclinação

dos módulos sendo possível determinar pelo resultado qual a inclinação que apresentará maior eficiência para geração de energia.

A partir da geração mensal de energia, somou-se todos os valores para obtenção da geração anual de energia que posteriormente foi utilizada para a elaboração do fluxo de caixa anual. Para isso, foi considerado o valor a ser cobrado dos consorciados pelo kWh, reajustado anualmente. Pelo produto deste valor com a geração anual de energia, obteve-se a economia anual de energia e assim o fluxo de caixa, subtraindo o valor economizado pelo valor investido.

A viabilidade econômica foi determinada pelos indicadores: *payback time* (PB), valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR). O PB é obtido facilmente a partir do fluxo de caixa, sendo que o primeiro ano com saldo positivo indica o ano que todo o valor investido foi retornado. Para obter esse dado em meses, utiliza-se a geração e economia mensal de energia. O VPL foi calculado a partir da Equação 1 e o TIR a partir da função “TIR” do Excel, seguindo a Equação 2.

4.2.2. Estudo de caso

Após a elaboração da ferramenta os dados necessários para obtenção do dimensionamento e viabilidade econômica da ampliação da usina fotovoltaica foram coletados. Os dados financeiros foram fornecidos por uma empresa da área responsável por orçar e determinar os parâmetros necessários para a nova instalação. A partir da proposta foi possível obter a relação dos equipamentos constituintes, além da área necessária para instalação e uma estimativa de geração mensal, que está sujeita a alteração em função do clima. Não estão inclusos no orçamento eventuais necessidades de obras na rede de distribuição da concessionária local, padrão de entrada de energia da operação, ajustes e acabamentos em alvenaria, estrutura, paredes e instalações elétricas e estrutura para fixação dos módulos em solo, por isso, esses valores serão desconsiderados no cálculo de viabilidade deste trabalho. A capacidade instalada proposta e a eficiência média do módulo fotovoltaico também foram fornecidas pela empresa responsável pelo orçamento.

Como já dito anteriormente, a usina FV instalada já atende três unidades de mesma titularidade da proprietária. A ampliação da mesma será com o objetivo de distribuir os créditos excedentes para outras propriedades de titularidades distintas, por isso, a determinação das novas capacidades instaladas não irá depender da demanda energética dessas outras propriedades, apenas da viabilidade econômica.

Para todos os cálculos foi considerado 25 anos como tempo de vida útil do sistema fotovoltaico, sendo esse valor determinado a partir de outros trabalhos, como em Pinto et al. (2020). Como os créditos de energia excedente serão fornecidos a outras propriedades, não será considerada a taxa da concessionária para os cálculos de viabilidade econômica e sim o valor que será cobrado aos consorciados pela utilização da energia fornecida pela usina FV, que será 15% a menos da tarifa vigente no ano de 2022 da concessionária responsável por atender a região (CEMIG, 2022). O reajuste anual de energia é uma estimativa de quanto o custo de energia elétrica subirá ao ano e esse valor foi determinado a partir do histórico de reajuste dos últimos 5 anos. Foi considerada a taxa SELIC do ano de 2022 como taxa mínima de atratividade “i” (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022). A Tabela 6 apresenta os dados utilizados para realização dos cálculos.

Tabela 6 – Dados utilizados para obtenção do PB, VPL e TIR.

Dados	Capacidade (kW)	
	75	150
Energia excedente (kW)	52,53	127,53
Eficiência do módulo (%)	21,8	21,8
Tarifa vigente (\$/kWh)	0,618	0,618
Valor cobrado (\$/kWh)	0,525	0,525
Reajuste anual de energia (%)	6	6
Taxa de desconto “i” (%)	13,75	13,75
Tempo de vida útil (anos)	25	25

Fonte: Do Autor (2022)

Vale ressaltar que a ampliação para o sistema de capacidade instalada de 150kW altera o modelo de usina de microgeração para minigeração. No caso da microgeração prevalece o modelo de custo de disponibilidade, ou seja, o consumidor e proprietário da usina se enquadra no grupo tarifário B e deve arcar com um custo fixo caso não atinja um consumo mínimo de energia. Ampliando a usina para 150kW, o consumidor é enquadrado no grupo A equivalente a demanda contratada. Isso quer dizer que o consumidor deve contratar uma determinada quantia de energia para abastecer suas unidades consumidoras caso falte energia fornecida pela unidade geradora (ANEEL, 2021). Essa diferença não impactará os cálculos de viabilidade econômica, por isso não foi considerada.

4.2.3. Avaliação da eficácia da ferramenta

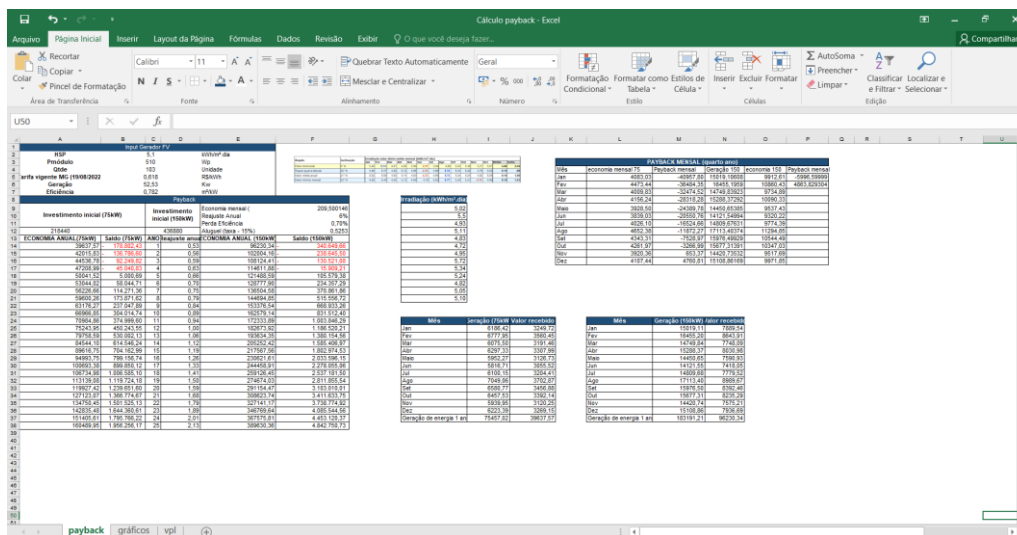
A fim de comprovar a eficiência da ferramenta elaborada, foi escolhido um trabalho na literatura de acordo com a semelhança com o presente estudo. Os dados utilizados para obtenção dos indicadores econômicos no trabalho de referência foram implementados na ferramenta desenvolvida e comparou-se os resultados com do autor. O trabalho escolhido também foi desenvolvido no Brasil e tem como título Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema Fotovoltaico em um Hospital Veterinário de Dourados (MORAES, 2022).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1. Elaboração da ferramenta no Excel

A interface da ferramenta criada no Excel está apresentada a seguir, com os valores utilizados no estudo de caso. A Figura 12 é a planilha utilizada para o cálculo de geração de energia, fluxo de caixa e PB.

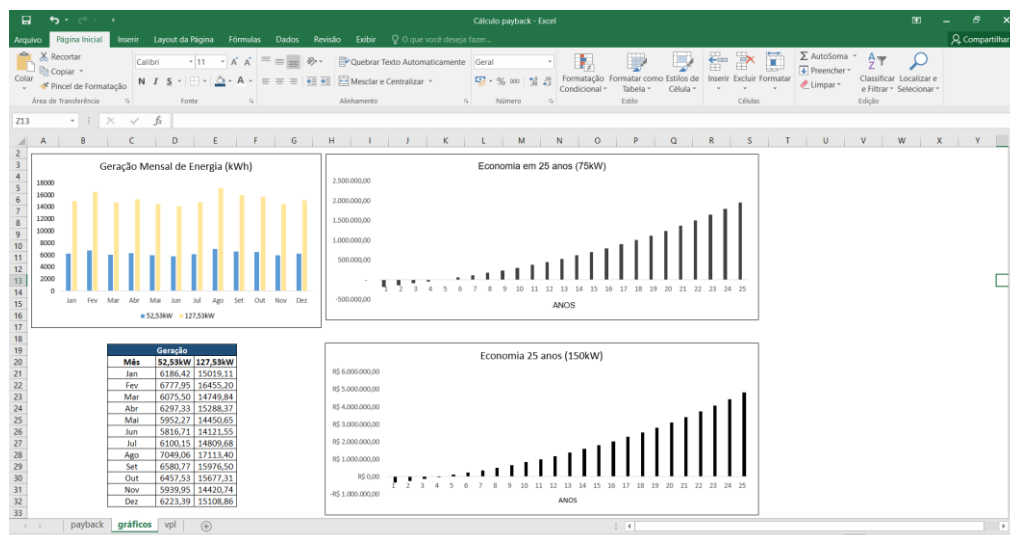
Figura 12 – Planilha criada para cálculo de geração de energia, fluxo de caixa e PB.



Fonte: Do Autor (2022)

A Figura 13 apresenta os gráficos obtidos a partir dos dados da planilha apresentada na Figura 12, de geração mensal de energia e fluxo de caixa.

Figura 13 – Gráficos confeccionados a partir da geração mensal de energia e fluxo de caixa.



Fonte: Do Autor (2022)

A Figura 14 apresenta a planilha elaborada para obtenção do VPL e da TIR, considerando as duas ampliações do estudo de caso.

Figura 14 – Planilha para cálculo de VPL e TIR.

ANO	DIÁRIO	SALDO	VPL (25 anos)
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			

TMA	TIR (75)	TIR (150)
13,75%	28,84%	35,66%

Fonte: Do Autor (2022)

5.2. Estudo de caso

As especificações dos equipamentos e outras informações relevantes para ampliação de 75kW da usina fotovoltaica juntamente com o resultado do orçamento, estão apresentados na Tabela 7 a seguir.

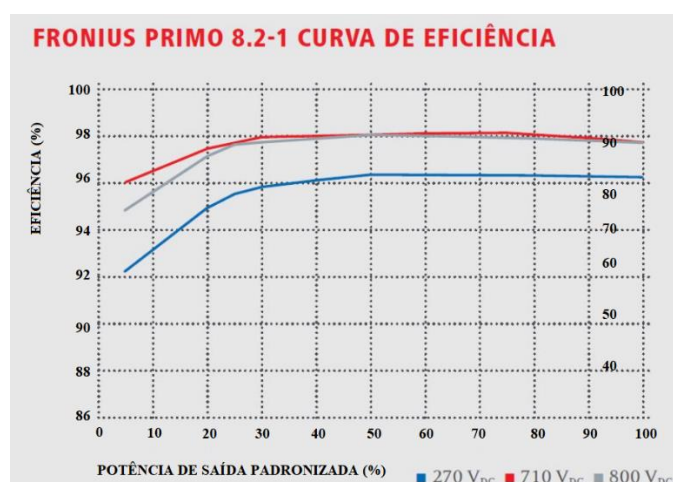
Tabela 7 – Especificações do sistema a ser instalado e valor cobrado.

Grandezas	Valores	
Potência total (kW)	75	150
Potência acrescentada (kW)	52,53	127,53
Quantidade inversor	5	10
Potência inversor (kW)	8,2	8,2
Quantidade módulo	103	106
Potência módulo (W)	510	510
Área necessária (m ²)	248,24	496,48
Estimativa de geração mensal (kWh/mês)	6.162	12.324
Valor total à vista (\$)	218.420,00	436.840,00

Fonte: Do Autor (2022)

De acordo com os dados fornecidos pela empresa responsável pelo orçamento, a quantidade de inversores foi obtida considerando a perda da eficiência quando os painéis estão fornecendo menos de 25% da capacidade do inversor. Por isso, os painéis foram sobredimensionados, fazendo com que o inversor não permaneça por muito tempo operando com menor eficiência em luz solar fraca, como por exemplo em dias nublados. Esse dado pode ser corroborado pelo gráfico apresentado na Figura 15 referente a curva de eficiência do inversor utilizado nesse projeto.

Figura 15 – Curva de eficiência do inversor Fronius Primo 8,2kW.



Fonte: Adaptado de Fronius (2015)

No gráfico apresentado fica evidente a queda na eficiência quando o inversor está operando abaixo de 30% da sua capacidade. Outro fator considerado pela empresa fornecedora ao dimensionar o sistema a ser utilizado é estimativa de geração de energia mensal com base na média de irradiação solar diária mensal de todos os meses do ano. Essa informação está apresentada na tabela da Figura 16 a seguir, juntamente com a média diária de cada mês na região de instalação da usina, obtida no programa SunData do CRESESB. É possível observar que o mês de maior irradiação solar média é agosto e de menor irradiação, junho. Outra informação relevante é a inclinação que as placas devem ser colocadas para maior incidência solar direta sobre elas, sendo a de 23°N a que apresentou maior valor mínimo (4,79 kWh/m².dia) e também maior valor máximo (5,77kWh/m².dia).

Figura 16 – Tabela de irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia) de acordo com a inclinação do módulo.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Plano Horizontal	0° N	5,49	5,74	4,81	4,56	3,96	3,70	3,94	4,86	5,03	5,36	5,21	5,61	4,86	2,04
Ângulo igual a latitude	22° N	4,98	5,47	4,92	5,12	4,86	4,76	4,98	5,74	5,34	5,22	4,79	5,02	5,10	,99
Maior média anual	21° N	5,02	5,50	4,93	5,11	4,83	4,72	4,95	5,72	5,34	5,24	4,82	5,05	5,10	1,00
Maior mínimo mensal	23° N	4,95	5,45	4,92	5,13	4,89	4,79	5,02	5,77	5,34	5,21	4,76	4,98	5,10	1,01

Fonte: CRESESB (2022)

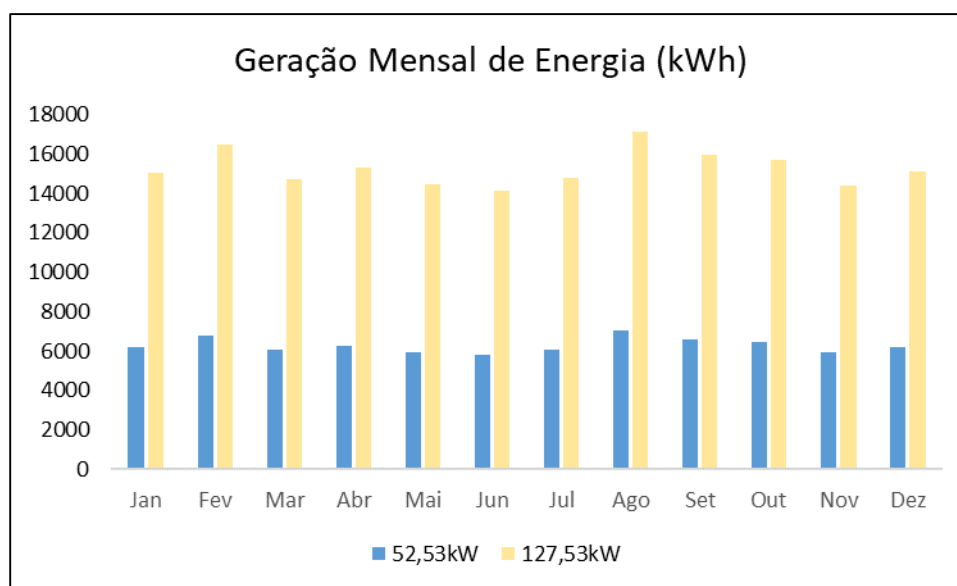
Com os dados fornecidos pelo CRESESB a partir da Equação 1 foi possível calcular a geração de energia mensal a partir da energia excedente durante um ano para posterior confecção do fluxo de caixa. O resultado está apresentado na Tabela 8 e no gráfico da Figura 17 a seguir.

Tabela 8 – Geração de energia mensal de acordo com a capacidade instalada excedente.

Mês	Irradiação (kWh/m ² .dia)	Energia (kWh)	
		52,53kW	127,53kW
Janeiro	5,02	6186,42	15019,11
Fevereiro	5,5	6777,95	16455,20
Março	4,93	6075,50	14749,84
Abril	5,11	6297,33	15288,37
Maio	4,83	5952,27	14450,65
Junho	4,72	5816,71	14121,55
Julho	4,95	6100,15	14809,68
Agosto	5,72	7049,06	17113,40
Setembro	5,34	6580,77	15976,50
Outubro	5,24	6457,53	15677,31
Novembro	4,82	5939,95	14420,74
Dezembro	5,05	6223,39	15108,86
Anual		75457,02	183191,21

Fonte: Do Autor (2022)

Figura 17 – Gráfico da geração mensal de energia para as duas capacidades instaladas.



Fonte: Do Autor (2022)

Observando os dados da Tabela 8 e do gráfico da Figura 17 nota-se que o mês de agosto é o de maior geração de energia elétrica, seguido pelo mês de fevereiro. Isso porque nesses meses, como visto anteriormente, a irradiação solar diária média é maior. O contrário ocorre em junho e novembro que são os meses de menor irradiação solar diária média. É importante se atentar a esses dados, pois a diferença na geração de energia solar mensal interfere diretamente na quantidade de energia que será fornecida para os consorciados e conseqüentemente no saldo gerado no fluxo de caixa. Sendo assim, nos

meses de maior irradiação solar diária média, espera-se maior ganho, que compensará os meses de menor geração de energia solar e menor ganho.

A partir do cálculo de geração de energia, foi possível obter a economia gerada por ano considerando a tarifa cobrada pela concessionária e o ajuste anual de 6%, construindo assim o fluxo de caixa para ambos os casos (52,53kW e 127,53kW) em 25 anos. Os resultados estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Estimativa de fluxo de caixa dos investimentos de ampliação da usina de 52,53kW e 127,53kW.

Ano	Saldo (reais)	
	52,53kW	127,53kW
1	- 178.802,43	- 340.649,66
2	- 136.786,60	- 238.645,50
3	- 92.249,82	- 130.521,08
4	- 45.040,83	- 15.909,21
5	5.000,69	105.579,38
6	58.044,71	234.357,29
7	114.271,36	370.861,86
8	173.871,62	515.556,72
9	237.047,89	668.933,26
10	304.014,74	831.512,40
11	374.999,60	1.003.846,29
12	450.243,55	1.186.520,21
13	530.002,13	1.380.154,56
14	614.546,24	1.585.406,97
15	704.162,99	1.802.974,53
16	799.156,74	2.033.596,15
17	899.850,12	2.278.055,06
18	1.006.585,10	2.537.181,50
19	1.119.724,18	2.811.855,54
20	1.239.651,60	3.103.010,01
21	1.366.774,67	3.411.633,75
22	1.501.525,13	3.738.774,92
23	1.644.360,61	4.085.544,56
24	1.795.766,22	4.453.120,37
25	1.956.256,17	4.842.750,73

Fonte: Do Autor (2022)

Com o fluxo de caixa é possível obter os três indicadores escolhidos para avaliar a viabilidade econômica. O VPL e o TIR foram calculados considerando o fluxo de caixa em 25 anos, que é o tempo de vida útil médio do sistema fotovoltaico. Os resultados estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultado de VPL, TIR e PB para as duas ampliações da usina FV.

Energia excedida (kW)	Indicadores		
	VPL (reais)	TIR (%)	PB (anos)
52,53	1.131.064,19	28,84	4,92
127,53	3.491.812,77	35,66	4,17

Fonte: Do Autor (2022)

Com os resultados de VPL, pode-se observar que ambas as ampliações são viáveis, considerando que em 25 anos, o resultado positivo indica que a receita presente no caixa é maior que as despesas. Outros cálculos realizados indicam que os VPLs de 12 anos para ampliação de 52,53kW e 7 anos para ampliação de 127,53kW são negativos, ou seja, para o sistema ser vantajoso economicamente, é necessário que ele trabalhe mais que esses períodos. Caso contrário, investimentos bancários, como a taxa Selic, seria mais viável. No caso do TIR, também para 25 anos, é notável que ambos os valores são bem maiores que a taxa de juros bancária atual de 13,75% considerada para realização dos cálculos, sendo assim, o investimento na ampliação da usina é mais indicado, pois o retorno financeiro será maior. Observa-se que tanto no VPL, quanto no TIR, a ampliação para uma capacidade total de 150kW traz maiores recompensas financeiras. Sendo assim, se toda energia excedente gerada for consumida pelos consorciados, é viável o investimento na ampliação de maior capacidade instalada.

Nas duas capacidades o PB é de quatro anos, porém o relativo a maior ampliação é em média de 4 anos e 2 meses e da menor ampliação 4 anos e 11 meses. Assim, nesse caso, a ampliação para maior capacidade também se demonstra mais interessante, apesar que ambos os casos, considerando o tempo de vida útil de 25 anos, são considerados viáveis economicamente. Os gráficos das Figuras 18 e 19 apresentam um resumo do fluxo de caixa para melhor visualização e a seta indica que logo no primeiro ano após quitação do investimento realizado, o ganho econômico na usina de 75kW seria de \$5.000,69 e na usina de 150kW de \$105.579,38.

Figura 18 – Gráfico de economia em 25 anos da ampliação da usina para a capacidade total de 75kW.

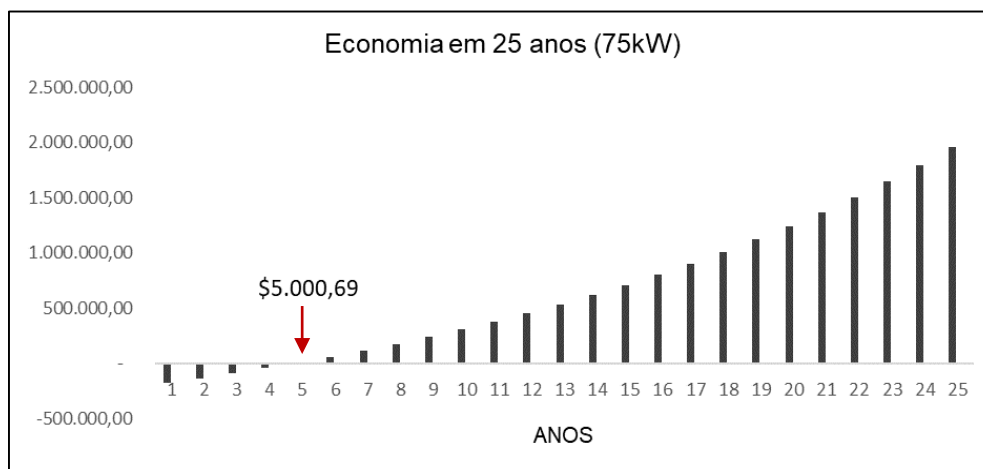
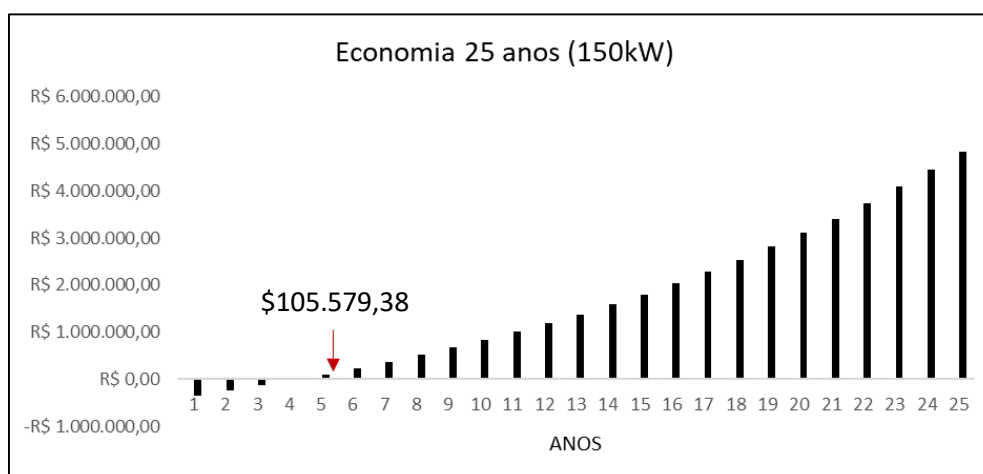


Figura 18 – Gráfico de economia em 25 anos da ampliação da usina para a capacidade total de 150kW.



Os valores obtidos para *payback* estão compatíveis com a literatura, que apresenta resultados variando de 1 a 5 anos. A variação é justificada pelos diversos tipos de células fotovoltaicas existentes que apresentam custo, valores de eficiência e tempo de vida útil distintos. Quanto menor custo, maior eficiência e tempo de vida útil, menor será o PB (BHANDARI et al., 2015). Comparando o VPL e o TIR com a literatura, foi obtido nesse trabalho maiores valores. Essa diferença pode ser devido a diferença da taxa considerada para os cálculos, custo do projeto orçado e o tempo considerado para o cálculo (SOUZA JÚNIOR et al., 2019).

5.3. Avaliação da eficácia da ferramenta

A partir dos dados fornecidos por Moraes (2022) foi possível utilizar a ferramenta desenvolvida e comparar com os resultados de PB, VPL e TIR obtidos pelo autor. Os dados utilizados estão apresentados na Tabela 11 a seguir.

Tabela 11 – Especificações do projeto do trabalho de referência.

Grandezas	Valores
Potência total (kW)	36,57
Irradiação média mensal (kWh/m ² .dia)	5
Eficiência do módulo (%)	75
Tempo de vida útil (anos)	25
Tarifa energética da região (\$/kWh)	0,86
Taxa mínima de atratividade (%)	10
Capital investido (\$)	120.940,92

Fonte: Adaptado de Moraes (2022)

Os valores obtidos para PB, VPL e TIR utilizando a ferramenta estão apresentados na Tabela 12, juntamente com os resultados apresentados pelo autor.

Tabela 12 – Comparação entre os resultados obtidos a partir da ferramenta e no trabalho de referência.

Indicador	Resultados	
	Ferramenta	Moraes (2022)
PB (anos)	4,75	4,65
VPL (\$)	385.288,75	102.948,17
TIR (%)	19,38	19

Fonte: Do Autor (2022)

Apesar do PB e da TIR apresentarem resultados bem semelhantes, o VPL se diferenciou bastante do valor obtido pelo autor. Isso porque, a forma de cálculo adotada por ele foi a partir do fator de recuperação de capital (FRC) que se trata de um fator de amortização. O autor não utilizou um fluxo de caixa considerando a entrada e saída de capital anualmente. A forma adotada por ele está apresentada na Equação 6 a seguir.

$$VPL = Despesa\ líquida\ evitada\ anual \times FRC - capital\ investido \quad (6)$$

Mesmo com essa diferença, avaliando todos os indicadores, nos dois casos seria viável o investimento no projeto fotovoltaico.

6. CONCLUSÃO

Após a elaboração da ferramenta e aplicação no estudo de caso a partir do orçamento, determinação dos parâmetros e especificações do sistema, irradiação solar mensal na região de instalação e geração mensal de energia para as duas ampliações (75kW e 150kW) foi possível calcular os indicadores de viabilidade econômica que auxiliam na adesão ou não do projeto fotovoltaico.

Foram utilizados três indicadores recomendados pela literatura como os mais adequados para esse tipo de sistema: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e *payback time* (PB). Os três indicadores demonstraram resultados favoráveis para o investimento na ampliação para ambas as capacidades em 25 anos (tempo médio de vida útil do sistema), sendo que a ampliação para 150kW apresentou maior VPL, TIR e menor PB, sendo a mais indicada.

Para comprovar a eficácia da ferramenta elaborada, foi aplicado dados de outro trabalho com o mesmo objetivo e comparado os resultados. Para o PB e TIR obteve-se resultados semelhantes e devido a utilização de outro método para o cálculo do VPL notou-se uma diferença considerável no valor.

Vale ressaltar que esse resultado está atrelado a utilização total dos créditos excedentes pelos consorciados no projeto da usina fotovoltaica. Além disso, esses valores são uma estimativa, incluindo diversos fatores que são variáveis, como por exemplo a irradiação solar e o reajuste anual na taxa de energia elétrica por exemplo. É importante considerar também que além da vantagem econômica, a utilização desse tipo de energia contribui para diversificação da matriz energética e também reduz a emissão de gases do efeito estufa. Além disso, com as recorrentes crises hídricas, os contemplados pela usina fotovoltaica não sofrerão grandes reajustes nas tarifas energéticas.

Sugere-se para trabalhos futuros, a elaboração de uma ferramenta complementar para avaliar a viabilidade técnica de instalação, analisando parâmetros de desempenho operacional a partir dos indicadores de Produtividade Final, Produtividade de Referência, Fator de Capacidade. De acordo com Moraes, Moraes e Barbosa (2019), esses indicadores são importantes para comparar instalações fotovoltaicas de diferentes tamanhos, operando em climas diferentes e fornecendo energia para diferentes usos.

7. REFERÊNCIAS

- AGENCY, I. E. **World Energy Outlook 2015**. London, 2015.
- AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K.; NAIR, N. K. C. Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation - Application in Nigeria. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 48, p. 112–139, 2015.
- ALSHEMMARY, E. N. A.; KADHOM, L. M.; AL-FAHHAM, W. J. Information Technology and Stand-alone Solar Systems in Tertiary Institutions. **Energy Procedia**, v. 36, p. 369–379, 2013.
- ANEEL. **Resolução Normativa n° 77 de 18 de agosto de 2004**. , 2004.
- ANEEL. **Resolução normativa n. 482**. , 2015.
- ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. **Agência Nacional de Energia elétrica**, v. 3, n. March, p. 6, 2021.
- ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em:
<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNjc4OGYyYjQtYWWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>.
- BHANDARI, K. P. et al. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems : A systematic review and meta-analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 47, p. 133–141, 2015.
- CAMILO, H. F. et al. Assessment of photovoltaic distributed generation – issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 712–719, 2017.
- CARPIO, L. G. T. Mitigating the risk of photovoltaic power generation: A complementarity model of solar irradiation in diverse regions applied to Brazil. **Utilities Policy**, v. 71, n. February, p. 101245, 2021.
- CARSTENS, D. D. DOS S.; CUNHA, S. K. DA. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. **Energy Policy**, v. 125, n. October 2018, p. 396–404, 2019.
- CELIK, I. et al. Energy Payback Time (EPBT) and Energy Return on Energy Invested (EROI) of Perovskite Tandem Photovoltaic Solar Cells. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, p. 305–309, 2017.
- CENGIZ, M. S.; MAMI, M. S. Price-Efficiency Relationship for Photovoltaic Systems on a Global Basis. **International Journal of Photoenergy**, v. 2015, 2015.

CHAAR, L. EL.; A, L.; ZEIN, N. EL. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 5, p. 2165–2175, 2011.

CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L. A new p–n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. **J Appl Phys**, v. 25, p. 676–700, 1954.

CHATTERJEE, S.; KUMAR, P.; CHATTERJEE, S. A techno-commercial review on grid connected photovoltaic system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. March 2017, p. 2371–2397, 2018.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. Viabilidade Econômica De Sistemas Fotovoltaicos No Brasil E Possíveis Efeitos No Setor Elétrico. **Ipea**, n. 2388, p. 1–42, 2018.

DOE-EIA. **International Energy Outlook 2017**.

FARIA, V. R. et al. Economic viability of business models for photovoltaic solar generation in brazil: Studies of cases. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 18, n. 18, p. 292–297, 2020.

FRONIUS. **Manual Fronius Primo**. [s.l: s.n.].

GONÇALVES, P. et al. Photovoltaic solar energy : Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. June 2016, p. 590–601, 2017.

GOUD, P. C. D.; GUPTA, R. Dual-mode control of multi-functional converter in solar PV system for small off-grid applications. **IET Power Electronics**, v. 12, n. 11, p. 2851–2857, 2019.

GÜR, T. M. Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: Challenges and prospects for large-scale grid storage. **Energy and Environmental Science**, v. 11, n. 10, p. 2696–2767, 2018.

HANNAN, M. A. et al. A Fuzzy-Rule-Based PV Inverter Controller to Enhance the Quality of Solar Power Supply : Experimental Test and Validation. **Electronics**, v. 8, p. 1335, 2019.

HASEGAWA, H.; SAWADA, T. On the electrical properties of compound semiconductor interfaces in metal/insulator/ semiconductor structures and the possible origin of interface states. **Thin Solid Films**, v. 103, n. 1–3, p. 119–140, 1983.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V. DE; PEREIRA JUNIOR, A. O. A review of seasonal pumped-storage combined with dams in cascade in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, n. November 2016, p. 385–398, 2017.

HUNT, J. D.; STILPEN, D.; FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy**

Reviews, v. 88, n. October 2017, p. 208–222, 2018.

JONES, D. Global Electricity Review. **EMBER COAL TO CLEAN ENERGY POLICY**, 2021.

KÅBERGER, T. Progress of renewable electricity replacing fossil fuels. **Global Energy Interconnection**, v. 1, n. 1, p. 48–52, 2018.

LIBÓRIO, F.; FIRMO, H. T. Pumped Hydroelectric Energy Storage in Brazil: Challenges and Opportunities. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, v. 503, n. 1, 2020.

MARTELLI, V.; CHIMENTI, P.; NOGUEIRA, R. Future scenarios for the Brazilian electricity sector: PV as a new driving force? **Futures**, v. 120, n. April, p. 102555, 2020.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica Nº5/2017/AEREG/SE–Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico. Proc. Nº 48000.001405/2016-67. Secretaria Executiva/Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios, Brasília, 2017.** Brasília, 2016.

MORAES, G. E. **Viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico em um hospital veterinário de dourados.** [s.l: s.n.].

MORAIS, F.; MORAES, A.; BARBOSA, F. Technical-economic analysis of the first mini-generation photovoltaic system of Piauí, Brazil. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 10, p. 1706–1714, 2019.

NEOENERGIA. **Relatório Anual 2021.** , 2021.

OLIVEIRA, A. F.; MORANTE, F. B. **Eroi And Life Cycle Energy Efficiency Of PV Modules In The Brazilian Context.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...** Gramado - SC: 2018.

PEREIRA, E. et al. Atlas brasileiro de energia solar. **Atlas brasileiro de energia solar**, v. 2, 2017.

PRADAS, I. G.; FELIU, I. B. S.; SOUCASE, B. M. Profitability and sustainability of photovoltaic energy plants in Spain. **International Journal of Sustainable Economy**, v. 7, n. 3, p. 169, 2015.

QSSTUDY. **Conductor, Insulator and Semiconductor.** Disponível em:

<<https://qsstudy.com/define-conductor-insulator-and-semiconductor/>>.

REDISKE, G. et al. Multi-criteria decision-making model for assessment of large photovoltaic farms in Brazil. **Energy**, v. 197, p. 117167, 2020.

RIGO, P. D. et al. Competitive business model of photovoltaic solar energy installers in

- Brazil. **Renewable Energy**, v. 181, n. August 2021, p. 39–50, 2021.
- ROSA, G. P.; FERREIRA, A. F. Geração de energia elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos para consumidores comerciais de pequeno porte. **Revista Teccen**, v. 12, p. 83–93, 2019.
- ROSAS LUNA, M. A. et al. Solar Photovoltaic Distributed Generation in Brazil: The Case of Resolution 482/2012. **Energy Procedia**, v. 159, p. 484–490, 2019.
- SHRIVER, D. F.; ATKINS, P. W. **Química Inorgânica**. 4e. ed. Porto Alegre: Bookman, 2008.
- SILVA, R.; NETO, I.; SEIFERT, S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328–341, 2016.
- SILVEIRA, V. et al. Energy Storage Technologies towards Brazilian Electrical System. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 1, n. 16, p. 380–386, 2018.
- SOUSA, M. et al. Estimativa de Viabilidade Econômica do Uso de Energia Fotovoltaica em Pivô Central do Estado de Goiás. **Revista Engenharia na Agricultura**, v. 27, n. March, p. 22–29, 2019.
- SOUZA JÚNIOR, A. J. DE et al. Energia solar em organizações militares: uma análise da viabilidade econômico-financeira. **Navus - Revista de Gestão e Tecnologia**, p. 63–73, 2019.
- VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. [s.l.] SARAIVA, 2012.
- ZHANG, Y.; CHEN, H.; DU, Y. Considerations of Photovoltaic System Structure Design for Effective Lightning Protection. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 62, n. 4, 2020.