

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA

ALEXANDRE CHAPARRO BRANDÃO

**Estudo de viabilidade técnica e econômica para um sistema
fotovoltaico em uma propriedade rural no município de Miracatu-SP**

São Paulo
2021

ALEXANDRE CHAPARRO BRANDÃO

**Estudo de viabilidade técnica e econômica para um sistema
fotovoltaico em uma propriedade rural no município de Miracatu-SP**

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

Área de Concentração: Energia Solar

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

São Paulo
2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo na publicação

Brandão, Alexandre Chaparro

Estudo de viabilidade técnica e econômica para um sistema fotovoltaico em uma propriedade rural no município de Miracatu-SP / A. C. Brandão -- São Paulo, 2021.

71 p.

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

1.Sistemas Fotovoltaicos I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Tirar essa folha....



Nome: ~~BRANDÃO, Alexandre Chaparro~~

Título: ~~Estudo de viabilidade técnica e econômica para um sistema fotovoltaico em uma propriedade rural no município de Miracatu-SP.~~

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

Aprovado em:

~~Banca Examinadora~~

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Dedico este trabalho a Deus, à minha família, à minha esposa e ao meu professor orientador com admiração e gratidão por seu apoio e presença ao longo do período de elaboração deste trabalho.

O conselho da sabedoria é: Procure obter sabedoria;
use tudo o que você possui para adquirir
entendimento.

(Provérbios 4:7)

RESUMO

BRANDÃO, Alexandre Chaparro. Estudo de viabilidade técnica e econômica para um sistema fotovoltaico em uma propriedade rural no município de Miracatu-SP. 2021. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

Uma nação necessita de energia para seu desenvolvimento. Um dos grandes temas da atualidade é o desenvolvimento sustentável, objetivando o uso de tecnologias de conversão e aproveitamento de recursos energéticos naturais. O Brasil é a maior nação solar do planeta. Por estar localizado entre os trópicos recebe uma grande incidência de irradiação solar que varia em sua média anual diária na maior parte do país de 4 kWh/m² a aproximadamente 5 kWh/m². Vários estudos incentivam ações governamentais para a expansão da microgeração fotovoltaica no Brasil. Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico em uma propriedade rural do município de Miracatu-SP, observando os aspectos técnicos e econômicos para a microgeração de energia fotovoltaica. Para determinação da capacidade de geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico utilizou-se o método do CRESESB chamado Horas de Sol Pleno. Para a análise de viabilidade econômica do sistema foram utilizadas as técnicas de payback descontado, VPL e TIR em três cenários diferentes baseados nas bandeiras tarifárias e no consumo de energia da propriedade. A partir disto foi possível observar que apenas o cenário 3 com bandeira vermelha patamar 2 e consumo igual ao montante injetado pelo gerador fotovoltaico apresentou viabilidade econômica. Concluiu-se que o valor da tarifa de energia elétrica tem grande impacto na viabilidade de um projeto fotovoltaico, como em áreas rurais onde a tarifa cobrada é mais barata podendo inviabilizar economicamente os projetos, justamente o ocorrido nos cenários 1 e 2.

Palavras-chave: Energia solar. Sistemas fotovoltaicos. Geração de energia elétrica.

ABSTRACT

BRANDÃO, Alexandre Chaparro. Study of technical and economic viability for a photovoltaic system in a rural property in the municipality of Miracatu-SP. 2021. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

A nation needs energy for its development. One of the great themes of the present time is sustainable development, aiming at the use of conversion technologies and use of natural energy resources. Brazil is the largest solar nation on the planet. As it is located between the tropics, it receives a large incidence of solar radiation that varies in its daily annual average in most of the country from 4 kWh/m² to approximately 5 kWh/m². Several studies encourage government actions to expand photovoltaic microgeneration in Brazil. This work aims to evaluate the viability of installing a photovoltaic system in a rural property in the municipality of Miracatu-SP, observing the technical and economic aspects for photovoltaic energy microgeneration. To determine the power generation capacity by the photovoltaic system, the CRESESB method called Hours of Full Sun was used. For the analysis of the economic viability of the system, the techniques of discounted payback, NPV and TIR were used in three different scenarios based on tariff flags and the property's energy consumption. From this it was possible to observe that only scenario 3 with red flag level 2 and consumption equal to the amount injected by the photovoltaic generator showed economic viability. It was concluded that the value of the electric power tariff has a great impact on the viability of a photovoltaic project, such as in rural areas where the tariff charged is cheaper, which can make the projects economically unfeasible, precisely what occurred in scenarios 1 and 2.

Keywords: Solar Energy. Photovoltaic systems. Electric power generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Total diário da irradiação global horizontal (média anual)	17
Figura 2 – Camadas de um painel fotovoltaico	19
Figura 3 – Horas de sol pleno	20
Figura 4 – Modelos de inversores de string comercializados	22
Figura 5 – String de painéis fotovoltaicos conectada a um inversor de string	23
Figura 6 – Painéis fotovoltaicos conectados aos seus respectivos microinversores	24
Figura 7 – Modelos de microinversores comercializados	25
Figura 8 – Visão frontal do Sítio Santa Cruz vista da BR-116	28
Figura 9 – Visão em planta do Sítio Santa Cruz com suas dimensões e limites	29
Figura 10 – Irradiação solar no plano horizontal para localidades próximas ao Sítio Santa Cruz	34
Figura 11 – Irradiação solar no plano inclinado para a localidade do Sítio Santa Cruz	35
Figura 12 – Especificações técnicas do modelo de painel fotovoltaico selecionado	36
Figura 13 – Especificações técnicas do modelo de inversor de string selecionado	40
Figura 14 – Fluxograma elétrico do sistema de geração fotovoltaica	43
Figura 15 – Localização do sistema de geração fotovoltaica no Sítio Santa Cruz	48
Figura 16 – Layout do sistema de geração fotovoltaica	49
Figura 17 – Estrutura de fixação dos painéis	49
Figura 18 – Estrutura de fixação com painéis instalados	49
Figura 19 – Custos de investimento no sistema de geração fotovoltaica	50
Figura 20 – Memória de cálculo do ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 1	52
Figura 21 – Memória de cálculo do ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 2	54
Figura 22 – Memória de cálculo do ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo mensal de energia elétrica do Sítio Santa Cruz_____	30
Tabela 2 – Aparelhos consumidores de eletricidade no Sítio Santa Cruz e seus respectivos consumos mensais_____	31
Tabela 3 – Tarifas praticadas pela Elektro para os consumidores da categoria B2 - Rural____	33
Tabela 4 – Temperatura ambiente ao longo do ano no município de Miracatu_____	37
Tabela 5 – Resultados dos cálculos de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico no cenário 1_____	52
Tabela 6 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 1_____	53
Tabela 7 – Resultados dos cálculos de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico no cenário 2_____	55
Tabela 8 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 2_____	55
Tabela 9 – Resultados dos cálculos de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico no cenário 3_____	58
Tabela 10 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3_____	58

LISTA DE SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Capital Expenditure
CEPEA	Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
HSP	Horas de Sol Pleno
NBR	Norma Técnica Brasileira
PL	Projeto de Lei
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
MPPT	Maximum Power Point Tracking
TIR	Taxa Interna de Retorno
USP	Universidade de São Paulo
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1 PANORAMA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL	15
2.1.1 Marco legal da geração distribuída solar	15
2.2 POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR BRASILEIRO	16
2.2.1 Contexto socioambiental	17
2.2.1.1 Créditos de carbono a partir de fontes renováveis para eletricidade	18
2.3 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	18
2.3.1 Apanhado de fornecedores no Brasil	19
2.4 MÉTODO CRESEB HORAS DE SOL PLENO (HSP)	19
2.5 INVERSORES E MICROINVERSORES	21
2.5.1 Inversores	21
2.5.2 Microinversores	23
2.6 ANÁLISE FINANCEIRA DE INVESTIMENTOS	26
3 ESTUDO DE CASO	28
3.1 DESCRIÇÃO DA PROPRIEDADE DO ESTUDO DE CASO	28
3.2 DADOS DA PRODUÇÃO DE LEITE E GERAÇÃO DE ESTERCO	29
3.3 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA PROPRIEDADE	30
3.3.1 Histórico do consumo de energia elétrica	30
3.3.2 Relação de aparelhos consumidores de energia elétrica	31
3.3.3 Participação dos aparelhos no consumo total de eletricidade	33
3.4 TARIFA COBRADA PELA ELEKTRO NA ÁREA DE CONCESSÃO DE MIRACATU-SP	33
3.5 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLARIMÉTRICO	34
3.6 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	35
3.6.1 Energia média diária a ser produzida pelo gerador fotovoltaico (E_{GFV})	35
3.6.2 Seleção do painel fotovoltaico	35
3.6.3 Dados climáticos do município de Miracatu-SP	36
3.6.4 Estimativa do número de painéis fotovoltaicos	37
3.6.5 Seleção do modelo de inversor	38
3.6.6 Configuração em <i>strings</i> dos painéis fotovoltaicos	40

3.6.7 Fluxograma elétrico	42
3.6.7.1 Dimensionamento dos condutores e dispositivos de proteção	43
3.6.8 Localização do sistema de geração fotovoltaica	47
3.6.8.1 Disposição das fileiras no solo	48
3.6.8.1.1 Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos	49
3.6.9 Custos	50
3.6.10 Estudo de viabilidade econômica	50
3.6.10.1 Estudo de viabilidade econômica no cenário 1 (bandeira verde e consumo real de energia elétrica)	51
3.6.10.2 Estudo de viabilidade econômica no cenário 2 (bandeira verde e consumo de energia elétrica igual ao montante injetado na rede)	54
3.6.10.3 Estudo de viabilidade econômica no cenário 3 (bandeira vermelha patamar 2 e consumo de energia elétrica igual ao montante injetado na rede)	56
4 CONCLUSÃO	60
REFERÊNCIAS	62
ANEXOS	65

1 INTRODUÇÃO

O uso do sol como fonte de energia é recente, datada do século passado. O aproveitamento do recurso energético solar consiste na conversão da energia emitida pelo sol em energia térmica ou diretamente em energia elétrica, processo este, chamado de conversão fotovoltaica. Entre 2010 e 2016, a capacidade instalada global por sistemas fotovoltaicos cresceu em média 40% contra 16% da eólica e aproximadamente 3% da hídrica (MARTINS, 2017).

Em função da maior atratividade econômica, a maior parte da potência instalada era em sistemas de geração distribuída, uso em residências ou comércio, para consumo próprio. Com a queda nos custos observada nos últimos anos, a geração fotovoltaica começou a surgir como alternativa de geração centralizada.

No Brasil, a partir da década de 1990, a energia fotovoltaica começou a fazer parte da solução para atendimento de localidades afastadas da rede elétrica, principalmente em zonas rurais. O governo federal instituiu vários programas, como o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) em 1994; e o Luz para Todos em 2003. Porém, somente em 2012 a energia fotovoltaica foi regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2016).

O Brasil recebe uma grande incidência de irradiação solar, sendo o território ideal para investimentos e instalações desses sistemas; porém há somente 44 fornecedores de painéis fotovoltaicos, sendo sua grande maioria importados. Atualmente há um Projeto de Lei, chamado de marco legal da geração distribuída solar, tramitando na Câmara dos Deputados, que institui normas para impulsionar a instalação de sistemas fotovoltaicos, tornando os painéis fotovoltaicos mais acessíveis aos consumidores, além de reduzir a conta de luz dos brasileiros. A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) esclarece que com a implementação do novo marco legal ocorreria uma economia em torno de 150 bilhões de reais referente aos despachos das usinas termelétricas até o ano de 2050.

Além da viabilidade econômica, os sistemas fotovoltaicos estão entre os recursos de geração de energia de menor impacto ambiental, tornando assim sustentáveis. De acordo com

Martins (2017), o conceito de desenvolvimento sustentável é proveniente de um processo de avaliação e reavaliação das relações entre a sociedade e o meio ambiente, buscando um equilíbrio entre as dimensões social, econômica e ambiental.

Aproveitando esse potencial brasileiro de recursos naturais, no caso o solar; a economia com valores pagos em energia elétrica e a sustentabilidade, pensou-se na instalação de um sistema fotovoltaico em uma propriedade rural produtora de leite, fornecendo energia elétrica suficiente para o desenvolvimento de todas as atividades ali praticadas e para uma possível expansão futura da produção de leite.

Assim o objetivo desse estudo é avaliar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico em uma propriedade rural localizada no município de Miracatu-SP.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PANORAMA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Segundo Urbanetz e outros (2018), é importante ressaltar que a atual expansão da microgeração fotovoltaica no Brasil vem sendo impulsionada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) responsável por estabelecer o sistema de compensação de energia. Paralelamente a isso, a crescente quantidade de estudos e informações sobre esta área propiciou a adoção de incentivos governamentais e o desenvolvimento científico de temas correlatos.

Desde a implementação da Resolução Normativa nº 482/2012 no ano de 2012, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) de microgeração triplicou no país. Mas essa expansão da capacidade instalada não possuiu um padrão fixo e nem ao menos um crescimento sustentável. E isso é traduzido por variações nos percentuais de crescimento ao longo dos anos. Tal crescimento irregular da microgeração fotovoltaica no Brasil teve como base o fato de tal tecnologia ter sido regulamentada em um passado não tão distante e portanto, inicialmente qualquer adição de potência na capacidade instalada proporciona grande variação no valor total. Entretanto, recentemente a expansão da quantidade de SFCRs de microgeração vem acontecendo de maneira regular (URBANETZ; OUTROS, 2018).

2.1.1 Marco legal da geração distribuída solar

No presente momento há um projeto de lei (PL) tramitando na Câmara dos Deputados com o objetivo de acabar com o clima de instabilidade jurídica que paira sobre o setor da geração distribuída solar onde a microgeração está inserida, já que existem apenas resoluções da ANEEL para essa área. Tal projeto, o PL nº 5829/19, que vem sendo chamado de marco legal da geração distribuída solar, quer instituir normas para impulsionar a instalação de sistemas fotovoltaicos e reduzir a conta de luz dos brasileiros (GIMENES, 2021).

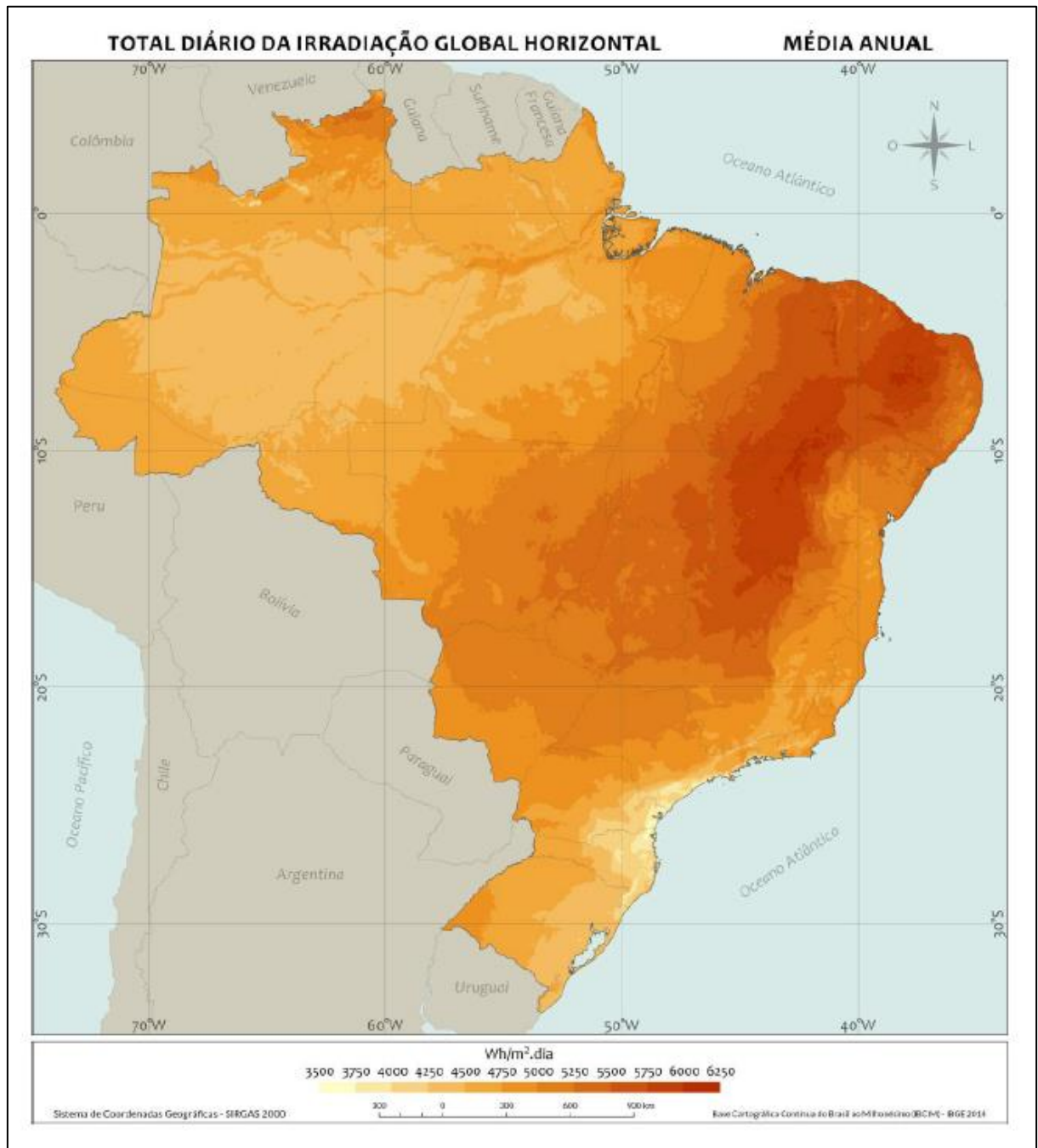
Ainda segundo Gimenes (2021), o PL nº 5829/19 tem como uma das principais medidas o estabelecimento de uma regra de transição gradual e equilibrada que permita o pagamento

da rede de distribuição pelos micro e minigeradores de energia solar. Esse projeto também tornaria a instalação dos painéis fotovoltaicos mais acessível para os consumidores. A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) esclarece que com a implementação do novo marco legal ocorreria uma economia em torno de 150 bilhões de reais referente aos despachos das usinas termelétricas até o ano de 2050, já que a geração distribuída renovável reduziria a carga sobre o sistema. A Absolar também enaltece a importância do PL em trazer segurança e estabilidade para o setor, o que atrairá novos investimentos.

2.2 POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR BRASILEIRO

De acordo com Vasconcellos e outros (1998), já no ano de 1998, eles concluíram de forma visionária que o Brasil é a maior nação solar do planeta. Em concordância com isso, segundo Pereira e outros (2017), o território nacional por estar localizado entre os trópicos recebe uma grande incidência de irradiação solar que varia em sua média anual diária na maior parte do país de 4 kWh/m² a aproximadamente 5 kWh/m². Através da Figura 1 é possível ver que o maior potencial solar encontrado no Brasil está na região Nordeste, onde a média anual do total diário de irradiação global horizontal é de aproximadamente 5,49 kWh/m².dia. Nas regiões Centro-Oeste e Sudeste as médias anuais do total diário de irradiação global horizontal estão em torno de 5,07 kWh/m².dia. Por sua vez, nas regiões Sul e Norte são encontradas médias anuais do total diário de irradiação global horizontal de aproximadamente 4,53 kWh/m².dia.

Figura 1 – Total diário da irradiação global horizontal (média anual)



Fonte: Adaptado de Martins (2017)

2.2.1 Contexto socioambiental

O desenvolvimento sustentável é entendido pela sociedade como sendo aquele que atende as necessidades atuais sem colocar em risco a capacidade das próximas gerações satisfazerem as suas próprias necessidades. Dessa forma, um dos principais pontos para o desenvolvimento sustentável é a inovação e desenvolvimento de tecnologias de conversão e

aproveitamento de recursos energéticos naturais. É de conhecimento público, sem dúvida, que uma nação necessita de energia para o seu desenvolvimento, porém a utilização de tecnologias que objetivam o aumento da eficiência energética e a sustentabilidade da produção proporciona um desenvolvimento com impactos ambientais reduzidos (MARTINS, 2017).

2.2.1.1 Créditos de carbono a partir de fontes renováveis para eletricidade

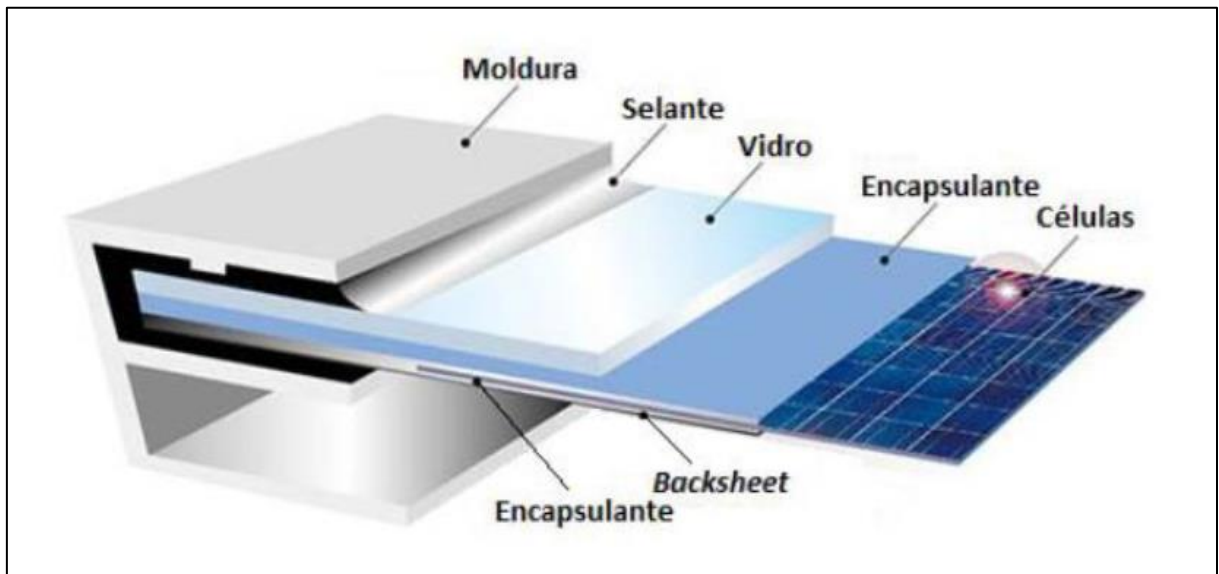
Os créditos de carbono são certificados eletrônicos que devem ser comercializados entre os países em um mercado internacional, o Mercado de Carbono, conforme o estabelecido pelo Protocolo de Kyoto. Estes créditos são gerados quando ocorre uma redução na emissão de gases causadores do aquecimento global. Um crédito de carbono equivale a uma tonelada de dióxido de carbono (CO₂) que deixou de ser lançado na atmosfera. Ao ocorrer redução de outros gases relacionados ao aquecimento global também há a emissão de créditos, isso através de uma tabela de equivalência entre estes gases e o CO₂ (ALMEIDA, 2005).

Segundo Guida (2018), as atividades de redução de gases no setor energético, incluindo a geração de energia elétrica através de fontes renováveis, estiveram entre as opções para adquirir créditos de carbono desde o início do Mercado de Carbono. E tal mercado funciona há pelo menos 10 anos.

2.3 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

O principal componente na geração fotovoltaica é a célula fotovoltaica produzida com semicondutores (ex.: silício) onde ocorre a conversão da energia solar em energia elétrica (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2006). A luz solar ao atingir a célula fotovoltaica faz com que ela produza uma pequena corrente elétrica que é conduzida por fios conectados a ela (BANDEIRA, 2012). Tais células são agrupadas lado a lado e revestidas com camadas de outros componentes para formar os painéis fotovoltaicos, isso permite que ocorra o aproveitamento em escala comercial da energia solar fotovoltaica como energia elétrica. Estes outros componentes que formam as camadas que revestem as células fotovoltaicas são o encapsulante, o vidro, o selante, a moldura e a *backsheet* conforme é demonstrado na Figura 2 (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 2 – Camadas de um painel fotovoltaico



Fonte: Tolmasquim (2016)

2.3.1 Apanhado de fornecedores no Brasil

Segundo Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (2021), no Brasil há um total de 44 fornecedores de painéis fotovoltaicos. E de acordo com Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2021), dentre estes fornecedores, 37 são apenas importadores, ou seja, os painéis que eles comercializam são produzidos fora do país e vendidos em território nacional. Os demais 7 fornecedores produzem e vendem os seus painéis no Brasil, sendo eles: Balfar Solar Indústria Fotoelétrica S/A, BYD Energy do Brasil Ltda., Canadian Solar Brasil Ltda., Globo Brasil – Indústria de Painéis Solares Ltda., Minasol Eireli, Premier Montagens de Produtos Eletroeletrônicos Eireli e Sunew Filmes Fotovoltaicos Impressos S.A..

2.4 MÉTODO CRESESB HORAS DE SOL PLENO (HSP)

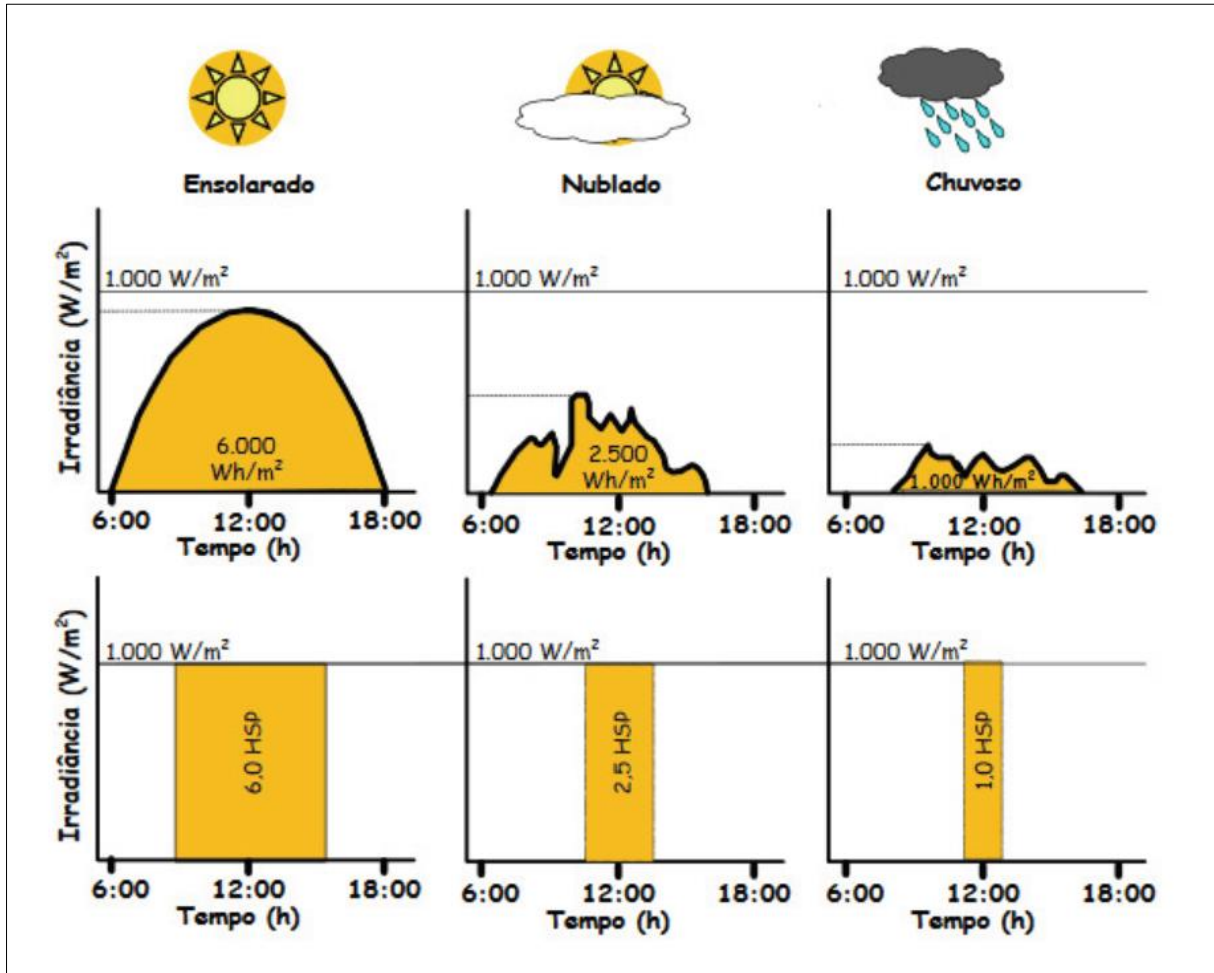
Segundo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014), um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica pode ser dimensionado através das horas de sol pleno (HSP) utilizando como base uma irradiação fixa de $G_T = 1 \text{ kW/m}^2$ na inclinação dos painéis. A determinação das horas de sol pleno pode ser dada pela seguinte equação:

$$HSP = \frac{H_T}{G_T} \quad (1)$$



Onde H_T é a radiação na inclinação selecionada para a geração em kWh/m²/dia. Através da Figura 3 é possível ter entendimento sobre as HSP.

Figura 3 – Horas de sol pleno



Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014)

Ainda de acordo com Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014), o número de painéis fotovoltaicos a serem instalados pode ser calculado utilizando-se as HSP através da seguinte equação:

$$N = \frac{E_{GFV}}{\eta_{SPMP} * P_{MP} * HSP * TD_C} \quad (2)$$

Onde E_{GFV} é a energia média diária a ser produzida pelo gerador fotovoltaico em kWh/dia, η_{SPMP} é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, P_{MP} é a potência de pico do

painel fotovoltaico selecionado em W, **HSP** são as horas de sol pleno determinadas pela equação anterior e **TD_c** é a taxa de desempenho do sistema corrigida.

2.5 INVERSORES E MICROINVERSORES

2.5.1 Inversores

Segundo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014), o inversor (dispositivo condicionador de potência) é “um dispositivo eletrônico responsável por fornecer energia elétrica em corrente alternada (CA) oriunda de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC)”. Através de dispositivos semicondutores de potência que constituem chaves eletrônicas controláveis são produzidos os inversores, podendo esses serem colocados em modo de condução ou bloqueio por meio de um sinal de controle, possibilitando a conversão de tensão CC para CA .

Em relação a aplicação fotovoltaica, os inversores de corrente são divididos em dois tipos: SFIs para sistemas fotovoltaicos isolados; e SFCRs para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, os quais têm características próprias para cumprimento das normas das concessionárias de energia (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2014).

Os inversores comutados pela rede de energia elétrica têm 3 classificações diferentes: inversores centrais, são trifásicos e de grande porte com faixa de potência que vai de centenas de kWp até MWp, sendo comumente utilizados em usinas fotovoltaicas; inversores multistring, são trifásicos ou monofásicos, e possuem várias entradas independentes com os seguidores de máxima potência conhecidos em inglês como *maximum power point tracking* (MPPT) para a conexão de várias fileiras de painéis fotovoltaicos (*strings*), sendo comumente utilizados em instalações urbanas de pequeno e médio porte; inversores de string, geralmente possuem somente uma entrada com MPPT e são monofásicos, sendo indicados para microgeração de até 10 kWp (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2014).

A Figura 4 apresenta como exemplos de inversores de string comercializados, o modelo CSI-3.0KTL1P-GI-FL com potência de 3 kW e o modelo CSI-5KTL1P-GI-FL com potência de 5 kW, ambos da empresa Canadian Solar.

Figura 4 – Modelos de inversores de string comercializados



Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2021)

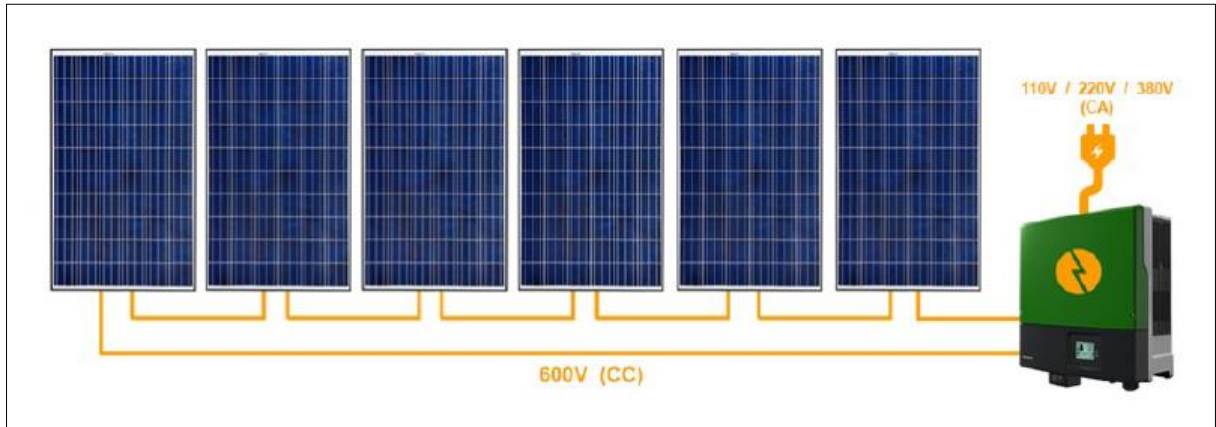
De acordo com Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014), os rendimentos dos inversores tipo SFCR podem chegar a 98% conforme a configuração do equipamento, sendo os fabricantes responsáveis por informar tais rendimentos que são determinados em condições específicas de operação. Por sua vez, é necessário que os inversores para sistemas fotovoltaicos tenham características como: grau de proteção IP adequado à condição de instalação; segurança para as pessoas e para as instalações; tolerância aos surtos de partida das cargas; baixa emissão de ruído audível; boa regulação na tensão de saída; operação em uma faixa ampla de tensão de entrada; alta confiabilidade e baixa manutenção; e alta eficiência de conversão.

Para alcançar a máxima transferência de potência do sistema fotovoltaico e evitar perdas nas células fotovoltaicas é necessário que os inversores tenham o sistema denominado *maximum power point tracking*. O MPPT é dotado de um mecanismo de controle eletrônico que analisa as alterações na curva $I \times V$ e intervém eletronicamente para manter o painel fotovoltaico operando em tensão correspondente à de potência máxima (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2014).

Através da Figura 5 é possível visualizar um sistema de geração fotovoltaica com 6 painéis, todos conectados a um único inversor de string responsável por converter a energia CC em

CA. Neste caso há a necessidade de todos os painéis fotovoltaicos terem a mesma orientação em razão do inversor possuir somente um MPPT para toda a *string*.

Figura 5 – String de painéis fotovoltaicos conectada a um inversor de string



Fonte: Portal Solar (2018)

Ainda segundo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014), um item importante que deve ser levado em conta no dimensionamento de inversores para que eles atendam as demandas do sistema fotovoltaico é o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). Tal fator corresponde à correlação entre a potência nominal CA do inversor e a potência do sistema fotovoltaico. Conforme o descrito pela literatura, recomenda-se que o FDI esteja na faixa de 0,6 a 0,9, tendo como limite máximo 1,05.

2.5.2 Microinversores

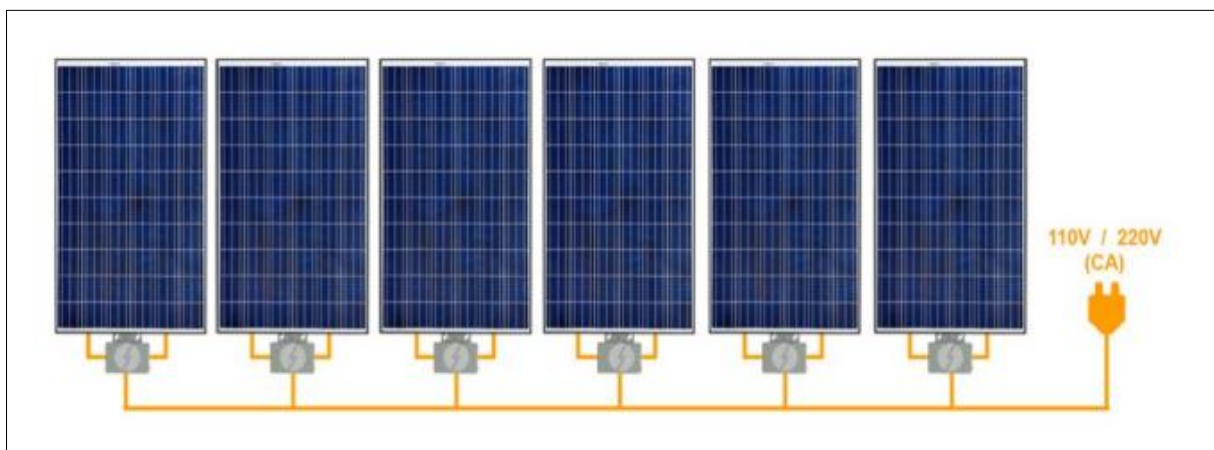
Os microinversores são conhecidos como uma alternativa para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em detrimento aos inversores de string. Sua utilização já corresponde a 40% das instalações fotovoltaicas residenciais nos Estados Unidos, obtendo a confiança dos consumidores pelas suas vantagens e por permitir a utilização com boa eficiência de sistemas fotovoltaicos em lugares onde os sistemas dotados de inversores tradicionais apresentariam baixa eficiência (GODOI, 2018).

A maioria dos microinversores são projetados para operar com potências na faixa de 100 W a 250 W e eficiência superior a 90% (SHER; ADOOWEESH, 2012).

Segundo Godoi (2018), os microinversores são instalados diretamente nos painéis fotovoltaicos, isso permite uma instalação mais rápida e fácil, sendo necessário somente conectar o painel na entrada do microinversor, este responsável por converter a corrente CC oriunda do painel em corrente CA que é disponibilizada na sua saída. A conversão da tensão em 220 V senoidal possibilita que a saída do microinversor seja conectada de forma direta à rede elétrica, não ocorrendo a necessidade da utilização de dispositivos de proteção como as *string box*. Devido a isso, ocorre uma redução do investimento em dispositivos de proteção e cabeamento, requerendo-se apenas a compra de cabeamento CA e disjuntor CA. Ainda de acordo com Godoi (2018), em tal configuração de instalação, as vantagens da modularidade alcançam o seu máximo em decorrência da utilização de um *maximum power point tracking* para cada painel fotovoltaico. Desta forma, cada MPPT obtém o máximo ponto de potência do respectivo painel sem a interferência dos demais painéis (ex.: possível sombreamento parcial), reduzindo assim as perdas por diferença de potência e degradação pelo tempo. Com a utilização dos microinversores pode-se obter uma produção anual de até 12% a mais de energia em comparação com os inversores de string.

A Figura 6 apresenta 6 painéis fotovoltaicos que estão com os seus respectivos microinversores, e por sua vez, estes conectados em paralelo com a rede de energia elétrica. Neste cenário onde cada microinversor tem um MPPT separado, a geração de energia é independente e os painéis fotovoltaicos individualmente podem ter uma orientação diferente.

Figura 6 – Painéis fotovoltaicos conectados aos seus respectivos microinversores



Fonte: Portal Solar (2018)

Os sistemas de geração fotovoltaica que utilizam microinversores são modulares, isso significa o incremento do número de painéis fotovoltaicos sem que ocorra alterações importantes no projeto e o descarte de equipamentos utilizados anteriormente (GODOI, 2018).

Entretanto, os sistemas fotovoltaicos que utilizam microinversores têm como desvantagens o alto custo de instalação, sendo que em sistemas de grande porte o gasto com eles excede o valor dispendido com os inversores de string; e a eficiência dos microinversores, embora próxima à dos inversores de string ainda não alcançou o mesmo patamar. Em decorrência desses fatos, é aconselhável utilizar os microinversores em sistemas a serem instalados em locais com muito sombreamento onde há a necessidade do uso de painéis fotovoltaicos com diferentes orientações, em sistemas de pequeno porte com até 1,5 kWp ou nos quais há a projeção de expansão ao longo do tempo (GODOI, 2018).

Através da Figura 7 é possível visualizar 4 modelos de microinversores vendidos. O número 1 é o microinversor modelo SB 240 da empresa SMA; o número 2 é o microinversor modelo M215 da empresa Enphase; o número 3 é o inversor modelo CS6P-250M da empresa Canadian Solar; e o número 4 é o microinversor modelo UNIV-M248 da empresa Suzhou Universal Power Co. Ltd..

Figura 7 – Modelos de microinversores comercializados



Fonte: Schenkel (2015)

2.6 ANÁLISE FINANCEIRA DE INVESTIMENTOS

Segundo Parente (2017), as técnicas de análise financeira de investimentos têm grande utilidade para transformar decisões complexas e algumas vezes subjetivas em decisões mais claras e mais informativas. As análises de investimento iniciam-se com a determinação do fluxo de caixa do projeto que é definido como uma ferramenta de gestão financeira que projeta para o futuro as entradas e saídas de recursos financeiros do empreendimento, apresentando o comportamento do caixa para o período analisado. Existem diferentes técnicas com o objetivo de avaliar a viabilidade financeira de investimentos em geral.

Para o presente projeto são utilizadas as técnicas mais aplicadas na análise financeira de investimentos, sendo o payback descontado, o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR).

De acordo com Parente (2017), o payback descontado admite o conceito do valor do dinheiro no tempo. Para sua determinação, os valores de entrada do fluxo de caixa são ajustados ao trazê-los a valor presente considerando uma taxa de desconto selecionada pelo investidor. A equação para determinação do payback descontado é apresentada a seguir:

$$\text{Payback descontado} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Fluxo de caixa descontado}} \quad (3)$$

Conforme Parente (2017), o valor presente líquido é a diferença entre o valor presente de todos os fluxos de caixa e o investimento inicial. Sua determinação ocorre através da seguinte equação:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0 \quad (4)$$

Onde FC_t é o fluxo de caixa para t de 1 a n , r é a taxa de desconto adotada, t é o tempo do desembolso em relação ao início da apuração do fluxo e II_0 é o investimento inicial em $t=0$.

Ainda segundo Parente (2017), a taxa interna de retorno é definida como a taxa pela qual um investimento é recuperado através dos rendimentos obtidos com um projeto,

caracterizando-se como a taxa de desconto que iguala os valores de entrada do fluxo de caixa com os valores de saída, ou seja, caracterizando-se como a taxa que zera o valor presente líquido (VPL). A equação para determinação da TIR é apresentada a seguir:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (5)$$

Onde FC_t é o fluxo de caixa para t de 0 a n , TIR é a taxa interna de retorno e t é o tempo do desembolso em relação ao início da apuração do fluxo.

3 ESTUDO DE CASO

3.1 DESCRIÇÃO DA PROPRIEDADE DO ESTUDO DE CASO

A propriedade alvo do estudo de caso desta monografia é o Sítio Santa Cruz localizado no município de Miracatu-SP às margens da Rodovia Federal Régis Bittencourt (BR-116), km 380 (sentido São Paulo). Através da Figura 8 é possível ter uma visão geral da propriedade rural, onde destaca-se a área plana do terreno com poucos obstáculos à incidência da irradiação solar.

Figura 8 – Visão frontal do Sítio Santa Cruz vista da BR-116



Fonte: Google Maps (2021)

Já através da Figura 9 onde se tem a visão em planta da propriedade rural, é possível observar as dimensões e os limites do sítio.

Figura 9 – Visão em planta do Sítio Santa Cruz com suas dimensões e limites



Fonte: Adaptado de Google Maps (2021)

A propriedade de aproximadamente 97.000 m² tem como principal atividade a criação de gado leiteiro, onde o leite produzido é armazenado em refrigeradores e posteriormente é vendido para uma cooperativa do próprio município. Entretanto também há a criação de um pequeno número de galinhas poedeiras para sustento próprio.

3.2 DADOS DA PRODUÇÃO DE LEITE E GERAÇÃO DE ESTERCO

A produção de leite é propiciada por gado leiteiro da raça Jersey. A quantidade diária de leite produzida por cada vaca desta raça é de aproximadamente 20 litros. Então, sendo 20

vacas produtoras de leite no momento, a produção diária é de cerca de 400 litros, gerando uma receita mensal da ordem de R\$ 23.198,40 segundo o preço do litro do leite pago ao produtor no mês de março de 2021 no estado de São Paulo (R\$ 1,9332/litro) de acordo com o Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (Cepea) da USP.

Quanto ao esterco gerado pelas vacas leiteiras, o melhor uso encontrado é na adubação do capim que serve de alimento para o gado. Cada vaca produz diariamente em média 45 kg de esterco, no momento totalizando 900 kg diários. Com isso se tem uma prática sustentável de regeneração do solo. No momento julga-se inconveniente o uso deste esterco para geração de gás combustível.

3.3 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA PROPRIEDADE

O Sítio Santa Cruz é atendido em baixa tensão 127V/220V trifásico pela Elektro Distribuidora de Energia.

3.3.1 Histórico do consumo de energia elétrica

A Tabela 1 apresenta os consumos mensais de energia elétrica ao decorrer do ano de 2020 e nos primeiros dois meses de 2021 obtidos pelo informe das contas de energia.

Tabela 1 – Consumo mensal de energia elétrica do Sítio Santa Cruz



(continua)

ANO	MÊS	CONSUMO (kWh)
2020	Janeiro	330
2020	Fevereiro	327
2020	Março	650
2020	Abril	360
2020	Maio	360
2020	Junho	365
2020	Julho	360
2020	Agosto	370
2020	Setembro	310
2020	Outubro	370
2020	Novembro	370

Tabela 1 – Consumo mensal de energia elétrica do Sítio Santa Cruz

(conclusão)

ANO	MÊS	CONSUMO (kWh)
2020	Dezembro	450
2021	Janeiro	390
2021	Fevereiro	390

Fonte: Elektro (2020 e 2021)

Nota-se que no mês de Março de 2020 ocorreu um considerável aumento no consumo de energia elétrica em comparação com os demais meses. Este aumento aconteceu devido a necessidade de triturar uma maior quantidade de capim para as vacas utilizando o Triturador Forrageiro Trapp em decorrência da baixa qualidade do pasto naquele mês. Trata-se de um evento pontual que ocorreu apenas em Março de 2020, não havendo novas ocorrências do tipo nos demais meses do período analisado.

3.3.2 Relação de aparelhos consumidores de energia elétrica

A Tabela 2 apresenta a relação de aparelhos consumidores de energia elétrica que estão na propriedade e os seus respectivos consumos mensais:

Tabela 2 – Aparelhos consumidores de eletricidade no Sítio Santa Cruz e seus respectivos consumos mensais

APARELHO	CONSUMO (kWh/mês)
Freezer Horizontal Electrolux H500 477L	100
Freezer Horizontal Electrolux H330 314L	46,3
Ducha Eletrônica Lorenzetti Jet Turbo	33,4
Refrigerador Electrolux Top Freezer DF56 474L	54
Microondas Consul CMA20BBA 20L	4,96
Televisor H-Buster HBTv-32D05HD	46,8
Máquina de Lavar Brastemp BWH15AB 15kg	3,36
Picador Forrageiro Trapp TRP 400E	55,5

Fonte: Fabricantes (2021)

- a) o consumo do Freezer Horizontal Electrolux H500 477L foi obtido no site TUDO FREEZER;

- b) o consumo do Freezer Horizontal Electrolux H330 314L foi obtido no manual do aparelho;
- c) o consumo da Ducha Eletrônica Lorenzetti Jet Turbo foi obtido na Tabela de Consumo de Energia Elétrica de Chuveiros Elétricos Edição 01/2019 do Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT);
- d) o consumo do Refrigerador Electrolux Top Freezer DF56 474L foi obtido no manual do aparelho;
- e) o consumo do Microondas Consul CMA20BBA 20L foi obtido através da seguinte equação;

$$\begin{aligned} \text{consumo (kWh/mês)} &= \frac{\text{potência (W)} * \text{horas mensais de utilização}}{1000} \rightarrow \text{consumo} \\ &= \frac{620 * 8}{1000} \rightarrow \text{consumo} = 4,96 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (6)$$



- f) o consumo do Televisor H-Buster HBTv-32D05HD foi obtido através da seguinte equação;

$$\begin{aligned} \text{consumo (kWh/mês)} &= \frac{\text{potência (W)} * \text{horas mensais de utilização}}{1000} \rightarrow \text{consumo} \\ &= \frac{130 * 360}{1000} \rightarrow \text{consumo} = 46,8 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (7)$$

- g) o consumo da Máquina de Lavar Brastemp BWH15AB 15kg foi obtido através da seguinte equação;

$$\begin{aligned} \text{consumo (kWh/mês)} &= \text{consumo (kWh/ciclo)} * \text{quantidade de ciclos por mês} \\ &\rightarrow \text{consumo} = 0,42 * 8 \rightarrow \text{consumo} = 3,36 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (8)$$

- h) o consumo do Picador Forrageiro Trapp TRP 400E foi obtido através da seguinte equação.

$$\begin{aligned} \text{consumo (kWh/mês)} &= \frac{\text{potência (W)} * \text{horas mensais de utilização}}{1000} \rightarrow \text{consumo} \\ &= \frac{3700 * 15}{1000} \rightarrow \text{consumo} = 55,5 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (9)$$

3.3.3 Participação dos aparelhos no consumo total de eletricidade

De acordo com o histórico analisado de consumo de energia elétrica da propriedade que abrange o período de Janeiro de 2020 a Fevereiro de 2021 (excluindo o mês atípico de Março de 2020), a média de consumo ficou em 365,54 kWh/mês. Desta forma, o chuveiro elétrico representa 9,14% da média de consumo mensal de energia elétrica da propriedade. Isto revela que talvez seja mais interessante de início se ter uma compensação elétrica com geração fotovoltaica do que uma substituição térmica para aquecimento de água.

3.4 TARIFA COBRADA PELA ELEKTRO NA ÁREA DE CONCESSÃO DE MIRACATU-SP

O Sítio Santa Cruz está localizado na área de concessão da concessionária Elektro e está enquadrado como consumidor Baixa Tensão na categoria B2 – Rural. A Tabela 3 apresenta as tarifas de energia elétrica praticadas pela Elektro para os consumidores desta categoria.

Tabela 3 – Tarifas praticadas pela Elektro para os consumidores da categoria B2 - Rural

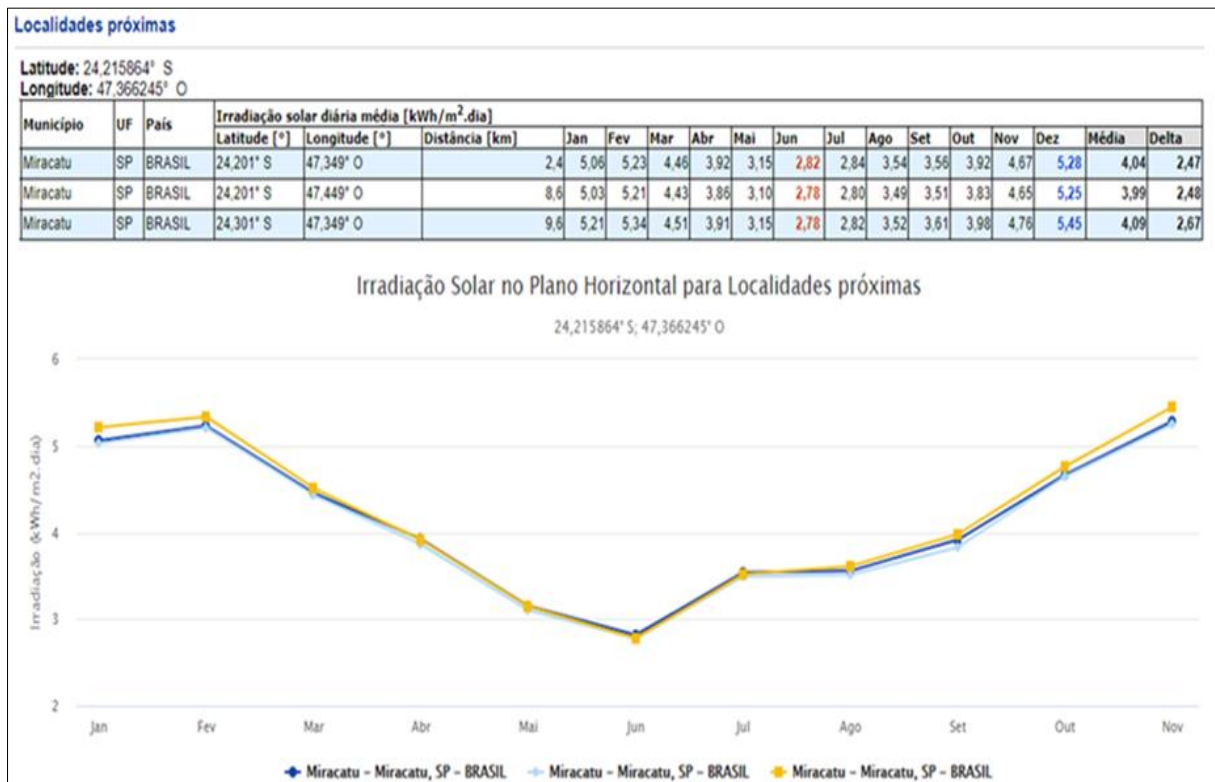
DESCRIÇÃO	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	TARIFA (R\$/kWh)
Consumo ativo	0,24778	0,20736	0,45514
Consumo reativo excedente		0,25288	0,25288
Consumo ativo ponta – Tarifa branca	0,58581	0,31783	0,90364
Consumo ativo intermediário – Tarifa branca	0,38621	0,19732	0,58353
Consumo ativo fora ponta – Tarifa branca	0,18661	0,19732	0,38393

Fonte: Elektro (2020)

3.5 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLARIMÉTRICO

A localização do sítio pode ser representada pela latitude 24,2° S e longitude 47,4° W. Conforme Figura 10, o site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) apresenta três estações medidoras sendo a mais próxima a 2,4 km da propriedade rural estudada. Por sua vez, a Figura 10 mostra a irradiação solar no local.

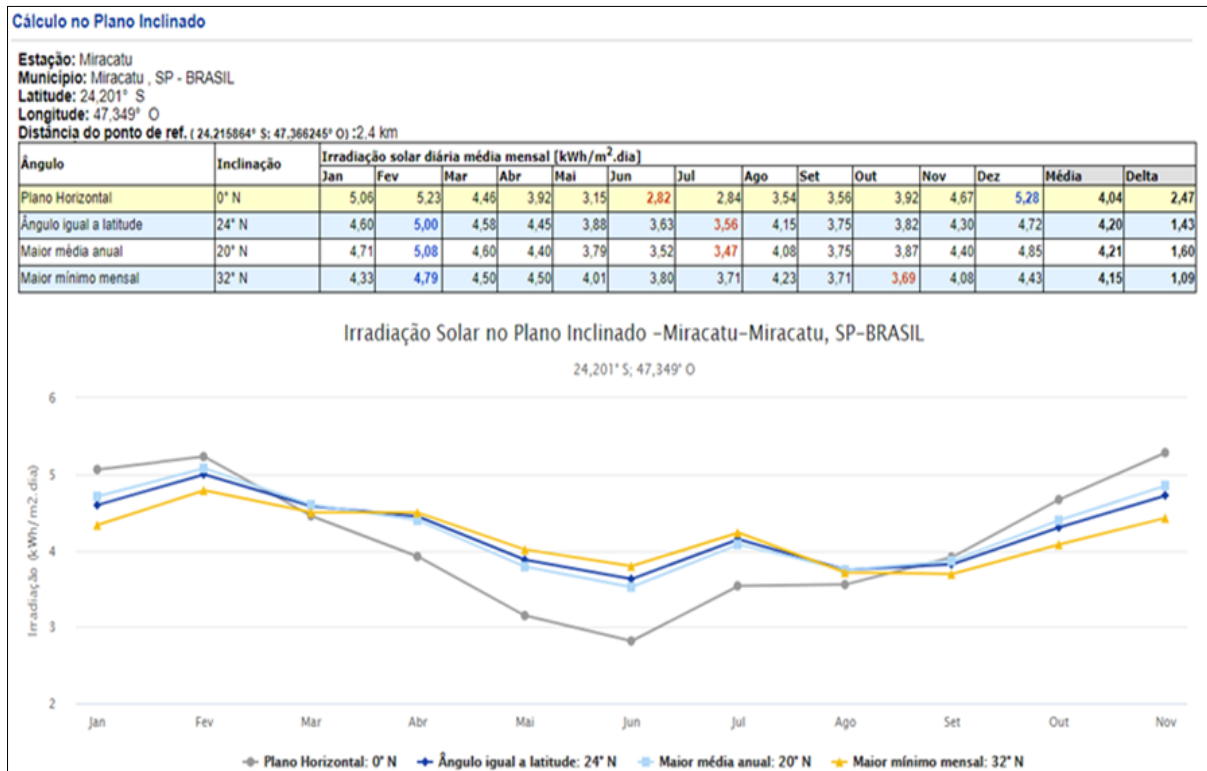
Figura 10 – Irradiação solar no plano horizontal para localidades próximas ao Sítio Santa Cruz



Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2021)

A análise da Figura 11 mostra que a maior média anual de irradiação solar é dada pela inclinação beta= 20° N com 4,21 kWh/m².dia de média.

Figura 11 – Irradiação solar no plano inclinado para a localidade do Sítio Santa Cruz



Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2021)

3.6 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.6.1 Energia média diária a ser produzida pelo gerador fotovoltaico (E_{GFV})

Dados: Energia injetada na rede (E_{REDE}) = (média de consumo mensal/30 dias)*0,96
 $= (365,54/30)*0,96 = 11,7 \text{ kWh/dia}$

Rendimento do inversor (η_{INV}) = 0,95 [adotado]

$$E_{GFV} = \frac{E_{REDE}}{\eta_{INV}} \rightarrow E_{GFV} = \frac{11,7}{0,95} \rightarrow E_{GFV} = 12,32 \text{ kWh/dia} \quad (10)$$

É importante ressaltar que a E_{GFV} deverá também suprir outras perdas.

3.6.2 Seleção do painel fotovoltaico

O modelo de painel fotovoltaico selecionado é o CS3W 430MS do fabricante Canadian Solar.

Esse modelo foi escolhido por apresentar dentre as suas vantagens: 26% mais potência do que os painéis convencionais; melhor tolerância à sombra; um impacto no custo do sistema fotovoltaico até 2,7% menor; e maior resistência ao impacto das microtrincas. Desta forma, suas especificações técnicas podem ser visualizadas na Figura 12:

Figura 12 – Especificações técnicas do modelo de painel fotovoltaico selecionado

NOME DO MODELO	CS3W 430MS
DADOS MECÂNICOS	
Tipo de célula	Monocristalina
Dimensões	2108 x 1048 x 40 mm
Área de abertura	2,21 m ²
DADOS ELÉTRICOS - STANDARD TEST CONDITIONS (STC)	
Máxima potência nominal (P°_{MP})	430 W
Opt. tensão de operação (V°_{MP})	40,3 V
Opt. corrente de operação (I°_{MP})	10,68 A
Tensão de circuito aberto (V°_{OC})	48,3 V
Corrente de curto-circuito (I°_{SC})	11,37 A
DADOS ELÉTRICOS - NOMINAL OPERATION CELL TEMPERATURE (NOCT)	
Máxima potência nominal (P^{*}_{MP})	321 W
Opt. tensão de operação (V^{*}_{MP})	37,6 V
Opt. corrente de operação (I^{*}_{MP})	8,54 A
Tensão de circuito aberto (V^{*}_{OC})	45,4 V
Corrente de curto-circuito (I^{*}_{SC})	9,17 A
CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA	
Temperatura nominal de operação da célula (T^{*}_{NOC})	42°C
Coeficiente de temperatura (γ_{MP})	-0,0035°C ⁻¹
Coeficiente de temperatura (γ_{OC})	-0,0027°C ⁻¹
Coeficiente de temperatura (γ_{SC})	0,0005°C ⁻¹

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2021)

3.6.3 Dados climáticos do município de Miracatu-SP

A Tabela 4 apresenta a temperatura ambiente ao longo do ano em Miracatu (T_a):

Tabela 4 – Temperatura ambiente ao longo do ano no município de Miracatu

(continua)

MÊS	TEMPERATURA MÍNIMA MÉDIA (°C)	TEMPERATURA MÁXIMA MÉDIA (°C)
Janeiro	21	30
Fevereiro	20	28

Tabela 4 – Temperatura ambiente ao longo do ano no município de Miracatu
(conclusão)

MÊS	TEMPERATURA MÍNIMA MÉDIA (°C)	TEMPERATURA MÁXIMA MÉDIA (°C)
Março	21	29
Abril	19	27
Maio	16	25
Junho	15	23
Julho	14	24
Agosto	14	22
Setembro	17	25
Outubro	18	25
Novembro	19	27
Dezembro	20	30
Ano	17,83	26,25

Fonte: Climatempo (2021)

3.6.4 Estimativa do número de painéis fotovoltaicos

A estimativa do número de painéis fotovoltaicos é calculada através do modelo Horas de Sol Pleno (HSP):

- a) temperatura de operação da célula do painel fotovoltaico (T_c);

Dados: Temperatura ambiente média anual máxima (T_a) = 26,25°C

Temperatura nominal de operação da célula (T_{NOC}^*) = 42°C

Radiação solar média no plano de célula no método HSP (G_T) = 1000 W/m²

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} * (T_{NOC}^* - 20) * 0,9 \rightarrow T_c = 26,25 + \frac{1000}{800} * (42 - 20) * 0,9 \rightarrow T_c = 51^\circ C \quad (11)$$

- b) potência de pico do painel fotovoltaico (P_{MP});

Dados: Temperatura da célula nas condições STC (T_{Cref}) = 25°C

Radiação solar nas condições STC (G_{ref}) = 1000 W/m²

Coeficiente de temperatura para potência máxima (γ_{MP}) = -0,0035°C⁻¹

Potência nominal do painel fotovoltaico (P_{MP}^o) = 430 W

$$P_{MP} = P_{MP}^o * \frac{G_T}{G_{ref}} * [1 + \gamma_{MP} * (T_C - T_{Cref})] \rightarrow P_{MP}$$

$$= 430 * \frac{1000}{1000} * [1 + (-0,0035) * (51 - 25)] \rightarrow P_{MP} = 390,87 \text{ W} \quad (12)$$

c) número de painéis fotovoltaicos (N).

Dados: Horas de sol pleno média diária anual (HSP) = 4,21 h [adotado]

Taxa de desempenho do gerador (TD) = 0,73 [adotado]

Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (η_{MPPT}) = 0,99 [adotado]

$$\text{Taxa de desempenho corrigida (TD}_C\text{)} = TD * (P_{MP}^o / P_{MP}) * (1 / \eta_{MPPT}) * (1 / \eta_{INV})$$

$$= 0,73 * (430 / 390,87) * (1 / 0,99) * (1 / 0,95)$$

$$= 0,85$$

$$N = \frac{E_{GFV}}{\eta_{MPPT} * P_{MP} * HSP * TD_C} \rightarrow N = \frac{12320}{0,99 * 390,87 * 4,21 * 0,85} \rightarrow N = 8,9 \therefore N$$

$$= 12 \text{ painéis [adotado]} \quad (13)$$

Foi adotado o número de 12 painéis para instalação do sistema fotovoltaico pois é uma quantidade ideal para a montagem da infraestrutura do sistema e também por gerar no presente um excedente de energia elétrica que futuramente será utilizado na expansão da produção de leite do Sítio Santa Cruz.

$$\therefore \text{Energia injetada na rede corrigida (E}_{REDEC}\text{)} = N * P_{MP}^o * HSP * TD \rightarrow E_{REDEC}$$

$$= 12 * 430 * 4,21 * 0,73 = 15858 \text{ Wh/dia} = 15,86 \text{ kWh/dia}$$

$$= 475,74 \text{ kWh/mês} = 5708,96 \text{ kWh/ano} \quad (14)$$

3.6.5 Seleção do modelo de inversor

A seleção do modelo de inversor é realizada através da seguinte sequência de cálculos:

a) potência nominal do gerador fotovoltaico em STC (P_{GFV}^o);

$$P_{GFV}^o = N * P_{MP}^o \rightarrow P_{GFV}^o = 12 * 430 \rightarrow P_{GFV}^o = 5160 \text{ Wp} \quad (15)$$

- b) potência nominal do inversor em CA (P_{INV}^o);

Dados: Fator de dimensionamento do inversor (FDI), Zilles recomenda $0,6 < FDI < 0,9$

$$P_{INV}^o > P_{GFV}^o * FDI \rightarrow P_{INV}^o > 5160 * 0,6 \rightarrow P_{INV}^o > 3096 W \quad (16)$$

- c) escolha do modelo de inversor e especificações técnicas;

Foi considerada a possibilidade da utilização de microinversores no sistema de geração fotovoltaica em detrimento aos inversores de string. Entretanto, os possíveis benefícios a serem proporcionados por este equipamento não compensariam o seu custo elevado em comparação à utilização do inversor de string. Desta forma, opta-se pela utilização de um único inversor da Canadian Solar CSI-4KTL1P-GI-FL com 4 kW de potência nominal em CA. Portanto:

$$FDI = \frac{P_{INV}^o}{P_{GFV}^o} \rightarrow FDI = \frac{4000}{5160} \rightarrow FDI = 0,77 \quad (17)$$

Zilles mostra estudo que recomenda $0,6 < FDI < 0,9$. Desta forma, com a utilização do inversor supracitado, o valor de FDI atende o estudo de Zilles.

A Figura 13 apresenta as especificações técnicas do inversor de string utilizado no sistema de geração fotovoltaica.

Figura 13 – Especificações técnicas do modelo de inversor de string selecionado

NOME DO MODELO	CSI-4KTL1P-GI-FL
ENTRADA CC	
Máxima potência PV	5,5 kW
Número de MPPTs	2/2
Faixa de tensão de MPPT	90-520 V
Faixa de tensão do MPPT em potência plena	187-520 V
Máxima tensão CC de entrada	600 V
Tensão CC de entrada de partida	120 V
Máxima corrente de entrada (Imp)	11 A
Número de entradas CC	1/1
SAÍDA CA	
Potência nominal de saída CA	4 kW
Potência nominal de saída CA	4,4 kW
Tensão nominal de saída	220 V / 230 V
FAIXA DE TENSÃO DE SAÍDA	
Frequência nominal de saída	50 Hz / 60 Hz
Máxima corrente de saída	21 A
SISTEMA	
Máxima eficiência	98,1%
Eficiência MPPT	>99,5%

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2021)

3.6.6 Configuração em *strings* dos painéis fotovoltaicos

A configuração em *strings* dos painéis fotovoltaicos a ser adotada deve respeitar o fato de que as fileiras de painéis que compõe o sistema de geração fotovoltaica necessitam ficar entre os limites de tensão do MPPT do inversor selecionado, neste caso 187 V a 520 V. Tal configuração é determinada através da seguinte sequência de cálculos:

- a) temperatura estimada para os painéis fotovoltaicos (T_{Cmax} e T_{Cmin});

Dados: Temperatura ambiente média máxima (T_{max}) = 30°C

Temperatura ambiente média mínima (T_{min}) = 14°C

Radiação solar média no plano de célula no HSP (G_T) = 1000 W/m²

$$T_{Cmax} = T_{max} + \frac{G_T}{800} * (T_{NOC}^* - 20) * 0,9 \rightarrow T_{Cmax} = 30 + \frac{1000}{800} * (42 - 20) * 0,9$$

$$\rightarrow T_{Cmax} = 54,75^\circ C \quad (18)$$

$$T_{Cmin} = T_{min} + \frac{G_T}{800} * (T_{NOC}^* - 20) * 0,9 \rightarrow T_{Cmin} = 14 + \frac{1000}{800} * (42 - 20) * 0,9 \rightarrow T_{Cmin} = 38,75^\circ C \quad (19)$$

b) tensão de máxima potência nas condições T_{Cmax} e T_{Cmin} (V_{MPmin} e V_{MPmax});

Dados: Supondo $\gamma_{MP} = \gamma_{OC} = -0,0027^\circ C^{-1}$

Opt. tensão de operação (V_{MP}^o) = 40,3 V

Temperatura de célula sob condições de teste padrão (T_c^o) = 25°C

$$\begin{aligned} V_{MPmax} &= V_{MP}^o * (1 + \gamma_{MP} * (T_{Cmin} - T_c^o)) \rightarrow V_{MPmax} \\ &= 40,3 * (1 - 0,0027 * (38,75 - 25)) \rightarrow V_{MPmax} = 38,8 \text{ V} \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} V_{MPmin} &= V_{MP}^o * (1 + \gamma_{MP} * (T_{Cmax} - T_c^o)) \rightarrow V_{MPmin} \\ &= 40,3 * (1 - 0,0027 * (54,75 - 25)) \rightarrow V_{MPmin} = 37,06 \text{ V} \end{aligned} \quad (21)$$

c) número de painéis em série ($N_{série}$);

Dados: Tensão mínima de MPPT ($V_{MPPTmin}$) = 187 V

Tensão máxima de MPPT ($V_{MPPTmax}$) = 520 V

$$N_{série} > \frac{V_{MPPTmin}}{V_{MPmin}} \rightarrow N_{série} > \frac{187}{37,06} \rightarrow N_{série} > 5 \text{ painéis} \quad (22)$$

$$N_{série} < \frac{V_{MPPTmax}}{V_{MPmax}} \rightarrow N_{série} < \frac{520}{38,8} \rightarrow N_{série} < 13,4 \therefore N_{série} < 14 \text{ painéis} \quad (23)$$

$$\therefore 5 \text{ painéis} < N_{série} < 14 \text{ painéis}$$

Como o número total de painéis fotovoltaicos é 12, preliminarmente a configuração adotada tem 2 *strings* com 6 painéis em cada uma. Para a validação final de tal configuração são realizados os cálculos subsequentes.

d) Verificação do limite superior noturno (V_{OCmax});

Dados: Temperatura mínima noturna dos painéis fotovoltaicos ($T_{CminNOT}$) = [calculado]

Radiação solar média noturna no plano de célula no HSP (G_{TNOT}) = 0 W/m²

Coeficiente de temperatura (γ_{oc}) = -0,0027°C⁻¹

Tensão de circuito aberto (V_{oc}^o) = 48,3 V

Máxima tensão CC de entrada = 600 V

$$T_{CminNOT} = T_{min} + \frac{G_{TNOT}}{800} * (T_{NOC}^* - 20) * 0,9 \rightarrow T_{CminNOT} = 14 + \frac{0}{800} * (42 - 20) * 0,9$$

$$\rightarrow T_{CminNOT} = 14^\circ C \quad (24)$$

$$V_{OCmax} = V_{OC}^o * (1 + \gamma_{OC} * (T_{CminNOT} - T_C^o)) \rightarrow V_{OCmax}$$

$$= 48,3 * (1 - 0,0027 * (14 - 25)) \rightarrow V_{OCmax} = 49,73 V \quad (25)$$

$$\text{Adotada string com 6 painéis em série: } V_{OCmax total} = 6 * V_{OCmax} \rightarrow V_{OCmax total}$$

$$= 6 * 49,73 \rightarrow V_{OCmax total} = 298,38 V \quad (26)$$

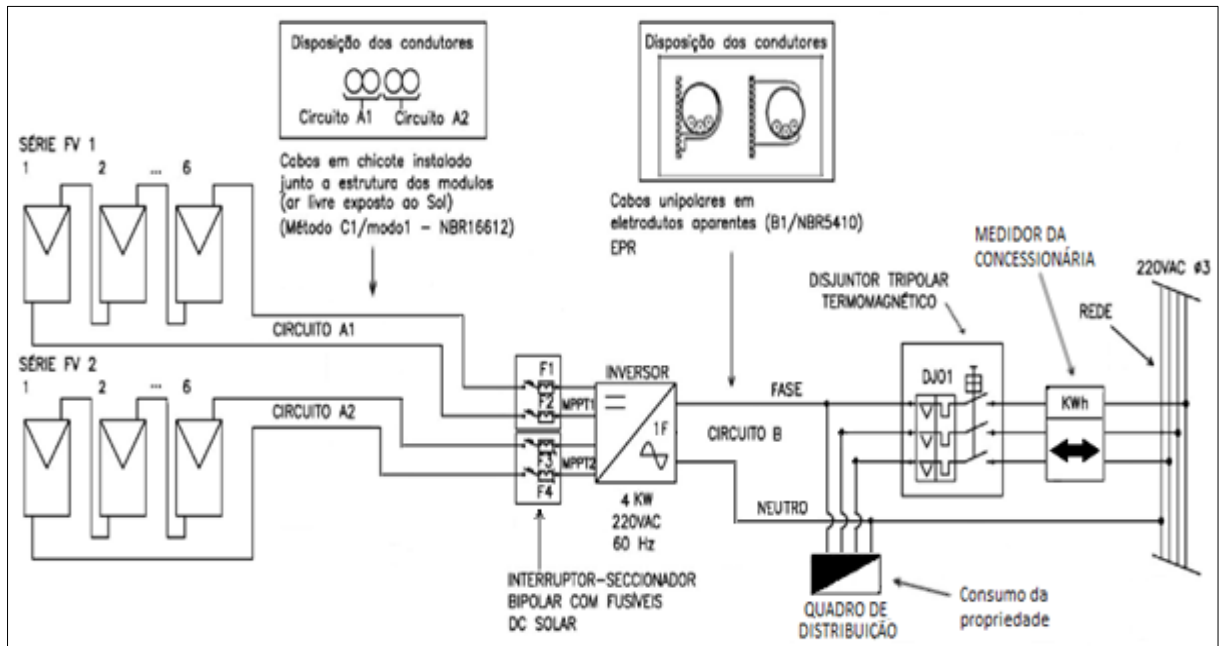
$$\therefore V_{OCmax total} < \text{Máxima tensão CC de entrada} \rightarrow 298,38 V < 600 V$$

Desta forma, está determinado que o sistema de geração fotovoltaica será constituído por 12 painéis fotovoltaicos distribuídos em 2 *strings* com 6 painéis em cada fileira.

3.6.7 Fluxograma elétrico

A Figura 14 apresenta o fluxograma elétrico de todo o sistema de geração fotovoltaica em estudo para ser instalado no Sítio Santa Cruz. Através do fluxograma é possível visualizar além das 2 *strings* de painéis fotovoltaicos e do inversor determinados anteriormente, também os circuitos elétricos e os dispositivos de proteção que compõem o sistema de geração.

Figura 14 – Fluxograma elétrico do sistema de geração fotovoltaica



Fonte: Próprio autor (2021)

3.6.7.1 Dimensionamento dos condutores e dispositivos de proteção

O dimensionamento dos condutores dos circuitos A1, A2 e B e também dos dispositivos de proteção é realizado através da seguinte sequência de cálculos:

- a) corrente de curto-circuito para T_{Cmax} (I_{SCmax});

Dados: Corrente de curto-circuito (I_{SC}^0) = 11,37 A

Coefficiente de temperatura (γ_{SC}) = $0,0005^{\circ}\text{C}^{-1}$

$$I_{SCmax} = I_{SC}^0 * (1 + \gamma_{SC} * (T_{Cmax} - T_C^0)) \rightarrow I_{SCmax} = 11,37 * (1 + 0,0005 * (54,75 - 25))$$

$$\rightarrow I_{SCmax} = 11,54 \text{ A} \quad (27)$$

- b) dimensionamento dos condutores dos circuitos A1 e A2;

Dados: Circuito A1 = circuito A2

Distância entre os painéis fotovoltaicos e o inversor (d) = 20 m

NBR5410 / Tabela 42: Fator de correção aplicável (FCA) = 0,8

NBR16690: Temp. operacional mín. ($T_{oper,min}$) = $T_{max} + 40 \rightarrow T_{oper,min} = 30 + 40 \rightarrow T_{oper,min} = 70^{\circ}\text{C}$

Corrente presumida (I_e)

$$I_e = \frac{I_{SCmax}}{FCA} \rightarrow I_e = \frac{11,54}{0,8} \rightarrow I_e = 14,42 \text{ A} \quad (28)$$

Portanto, consultando a Tabela de Capacidade de Condução de Corrente para $T_{oper_{min}} = 70^\circ\text{C}$ da NBR16612, a seção dos condutores de cobre dos circuitos A1 e A2 é $S = 2,5 \text{ mm}^2$.

c) dimensionamento dos condutores do circuito B;

Dados: Corrente nominal CA do inversor (I_{INV}) = 18,2 A

Distância entre o inversor e medidor da concessionária (d) = 27 m

NBR5410 / Tabela 42: Fator de correção aplicável (FCA) = 1

Temp. operacional mín. ($T_{oper_{min}}$) = $T_{max} + 15 \rightarrow T_{oper_{min}} = 30 + 15 \rightarrow$

$T_{oper_{min}} = 45^\circ\text{C}$

NBR5410 / Tabela 40: Fator de correção aplicável (FCT) = 0,87

$$I_{e1} = \frac{I_{INV}}{FCA} \rightarrow I_{e1} = \frac{18,2}{1} \rightarrow I_{e1} = 18,2 \text{ A} \quad (29)$$

$$I_{e2} = \frac{I_{e1}}{FCT} \rightarrow I_{e2} = \frac{18,2}{0,87} \rightarrow I_{e2} = 20,92 \text{ A} \quad (30)$$

Portanto, consultando a Tabela 37 da NBR5410, a seção dos condutores de cobre EPR 90°C do circuito B é $S = 1,5 \text{ mm}^2$.

d) reavaliação da seção dos condutores dos circuitos A1 e A2 em razão da queda de tensão;

Dados: Circuito A1 = circuito A2

Tensão de máx. potência por *string* (V_{MPmin}) = $37,06 * 6 \rightarrow V_{MPmin} = 222,36 \text{ V}$

Comprimento do circuito A1 (L) = $2 * d \rightarrow L = 2 * 20 \rightarrow L = 40 \text{ m}$

Condutividade do cobre (γ) = $46,82 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$

Queda de tensão no circuito A1 (ΔV_{A1})

$$\Delta V_{A1} = \left(\frac{\frac{I_{SCmax} * L}{\gamma * S}}{V_{MPmin}} \right) \rightarrow \Delta V_{A1} = \left(\frac{\frac{11,54 * 40}{46,82 * 2,5}}{222,36} \right) \rightarrow \Delta V_{A1} = 0,0177 = 1,77\% \quad (31)$$

$$V_{A1min} = V_{MPmin} - (V_{MPmin} * \Delta V_{A1}) \rightarrow V_{A1min} = 222,36 - (222,36 * 0,0177) \rightarrow V_{A1min} = 218,42 \text{ V} \quad (32)$$

De acordo com a NBR16690, como a queda de tensão no circuito A1 e A2 ficou abaixo de 3% da V_{MPmin} da *string* ($\Delta V_{A1} = 1,77\%$), não é necessário alterar a seção dos condutores dos circuitos citados.

e) reavaliação da seção dos condutores do circuito B em razão da queda de tensão;

Dados: Tensão nominal CA do inversor (V_{INV}) = 220 V

Comprimento do circuito B (L) = 27 m

Queda de tensão no circuito B (ΔV_B)

$$\Delta V_B = \left(\frac{\frac{I_{nINV} * L}{\gamma * S}}{V_{INV}} \right) \rightarrow \Delta V_B = \left(\frac{\frac{18,2 * 27}{46,82 * 1,5}}{220} \right) \rightarrow \Delta V_B = 0,0318 = 3,18\% \quad (33)$$

$$V_B = V_{INV} - (V_{INV} * \Delta V_B) \rightarrow V_B = 220 - (220 * 0,0318) \rightarrow V_B = 213 \text{ V} \quad (34)$$

De acordo com os limites adequados de variação de tensão da Portaria DNAEE Nº 047, a queda de tensão no circuito B ficou dentro dos limites estabelecidos, portanto não é necessário alterar a seção dos condutores do circuito citado.

f) dimensionamento do interruptor-seccionador e dos fusíveis unipolares DC solar para os circuitos A1 e A2;

Dados: Circuito A1 = circuito A2

Limite superior noturno total ($V_{OCmax \text{ total}}$) = 298,38 V

Corrente de projeto do circuito (I_B)

Proteção de sobrecorrente de curto-circuito do painel fotovoltaico ($I_{SC \text{ MOD}}$)

$$I_{SCmax} = I_{SCMOD} = I_B = 11,54 \text{ A}$$

$$\text{Seção dos condutores (S)} = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$\text{Capacidade de condução de corrente dos condutores (I}_z\text{)}$$

$$\text{NBR16612 / Tabela de Capacidade de Corrente: } I_{cond} = I_z = 21 \text{ A}$$

$$\text{Valor máx. de proteção de sobrecorrente do painel fotovoltaico (I}_{MOD \text{ max OCPR}}\text{)}$$

$$\text{Valor máximo nominal do fusível de série (I}_{SC \text{ max OCPR}}\text{)}$$

$$\text{Catálogo do painel fotovoltaico: } I_{SC \text{ max OCPR}} = I_{MOD \text{ max OCPR}} = 20 \text{ A}$$

$$V_F = 1000 \text{ V} > 298,38 \text{ V} \rightarrow \text{OK}$$

$$\text{Corrente nominal do dispositivo (I}_n\text{)}$$

$$\text{NBR16690 / Regra 3: } 1,5 * I_{SCMOD} < I_n < 2,4 * I_{SCMOD}; I_n \leq I_{MOD \text{ max OCPR}}$$

$$\text{Corrente convencional de atuação p/ disjuntores ou de fusão para fusíveis (I}_2\text{)}$$

$$\text{NBR5410 / Regra 1: } I_2 = I_n \leq I_z; I_B = I_{SCMOD} \leq I_n \leq I_z$$

$$\begin{aligned} \text{Regra 3: } 1,5 * I_{SCMOD} < I_n < 2,4 * I_{SCMOD} &\rightarrow I_n = [1,5 \text{ a } 2,4] * I_{SCMOD} \rightarrow I_n \\ &= 1,5 * 11,54 \rightarrow I_n = 17,31 \text{ A} \end{aligned} \quad (35)$$

Portanto para os circuitos A1 e A2, a escolha é de fusíveis unipolares DC solar 1000 V com $I_n = 20 \text{ A}$ e de interruptores-seccionadores bipolares de fusíveis DC solar com $I_{SEC \text{ IS}} = 40 \text{ A} / 1000 \text{ V}$.

$$\text{Regra 3: } I_n \leq I_{MOD \text{ max OCPR}} \rightarrow 20 \text{ A} \leq 20 \text{ A} \rightarrow \text{OK} \quad (36)$$

$$\text{Regra 1: } I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 20 \text{ A} \leq 21 \text{ A} \rightarrow \text{OK} \quad (37)$$

$$\text{Regra 1: } I_B = I_{SCMOD} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 11,54 \text{ A} \leq 20 \text{ A} \leq 21 \text{ A} \rightarrow \text{OK} \quad (38)$$

Com todas as condições das regras 1 e 3 atendidas, não há nenhuma alteração quanto à seção dos condutores para os circuitos A1 e A2.

g) dimensionamento do disjuntor tripolar termomagnético CA para o circuito B;

$$\text{Dados: } V_{CAmax} = 242 \text{ V (V}_{INV} + 10\%)$$

$$I_B = I_{nINV} = 18,2 \text{ A}$$

Seção dos condutores (S) = 1,5 mm²

NBR5410 / Tabela de Capacidade de Corrente: $I_{\text{cond}} = I_z = 23 \text{ A}$

$V_F = 690 \text{ V} > 242 \text{ V} \rightarrow \text{OK}$

NBR5410 / Regra 1: $I_2 = I_n \leq I_z$; $IB = I_{n_{INV}} \leq I_n \leq I_z$

$$\begin{aligned} \text{Cálculo sem fator de segurança para IB: } I_n &= 1,06 * IB \rightarrow I_n = 1,06 * 18,2 \rightarrow I_n \\ &= 19,29 \text{ A} \end{aligned} \quad (39)$$

Portanto para circuito B, a escolha é do disjuntor tripolar termomagnético CA com $I_n = 25 \text{ A}$.

$$\text{Regra 1: } I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 25 \text{ A} \leq 23 \text{ A} \rightarrow \text{NÃO} \quad (40)$$

$$\text{Regra 1: } IB = I_{n_{INV}} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 18,2 \text{ A} \leq 25 \text{ A} \leq 23 \text{ A} \rightarrow \text{NÃO} \quad (41)$$

Como as condições da regra 1 não foram atendidas, é necessário redimensionar os condutores do circuito B consultando a Tabela 37 da NBR5410, assim, a nova seção dos condutores de cobre EPR 90°C é $S = 2,5 \text{ mm}^2$ e $I_z = 31 \text{ A}$.

$$\text{Regra 1: } I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 25 \text{ A} \leq 31 \text{ A} \rightarrow \text{OK} \quad (42)$$

$$\text{Regra 1: } IB = I_{n_{INV}} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 18,2 \text{ A} \leq 25 \text{ A} \leq 31 \text{ A} \rightarrow \text{OK} \quad (43)$$

Com todas as condições da regra 1 atendidas, não há mais nenhuma alteração da seção dos condutores do circuito B a fazer.

3.6.8 Localização do sistema de geração fotovoltaica

A Figura 15 apresenta o exato local na propriedade rural para a instalação do sistema de geração fotovoltaica em estudo. O intuito é estabelecer o gerador fotovoltaico à margem da Estrada Praia do Almoço para que fique próximo ao ponto de conexão com a rede de energia elétrica da concessionária Elektro, pois a mesma passa à margem dessa estrada que corta o

Sítio Santa Cruz. Outro motivo para instalar o sistema à margem da estrada é facilitar o acesso dos serviços de operação e manutenção.

Figura 15 – Localização do sistema de geração fotovoltaica no Sítio Santa Cruz



Fonte: Adaptado de Google Maps (2021)

3.6.8.1 Disposição das fileiras no solo

A Figura 16 apresenta o layout do sistema de geração fotovoltaica onde é possível visualizar a disposição das fileiras de painéis fotovoltaicos na área de instalação do sistema, a dimensão do corredor que separa as fileiras, a dimensão dos corredores no entorno delas e a distância entre a área do sistema de geração fotovoltaica e o ponto de conexão com a rede de energia elétrica. Também pode-se visualizar o tamanho da área ocupada pelo sistema fotovoltaico.

3.6.9 Custos

A Figura 19 apresenta os custos de investimento de cada equipamento que compõem o sistema de geração fotovoltaica a ser instalado no Sítio Santa Cruz e também o custo de investimento no sistema (CAPEX). Os preços unitários dos equipamentos foram obtidos no mercado e representam uma média geral.

Figura 19 – Custos de investimento no sistema de geração fotovoltaica

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	PREÇO UNITÁRIO	CUSTO
Painel fotovoltaico Canadian Solar CS3W 430MS	12 unidades	R\$ 1.138,00	R\$ 13.656,00
Inversor Canadian Solar CSI-4KTL1P-GI-FL	1 unidade	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00
Condutor de cobre 2,5 mm ² (Circuito A1 e A2)	75 metros	R\$ 2,20	R\$ 165,00
Condutor de cobre EPR 90°C 2x2,5 mm ² (Circuito B)	27 metros	R\$ 7,50	R\$ 202,50
Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos	2 unidades	R\$ 1.548,00	R\$ 3.096,00
Eletroduto rígido de aço galvanizado Ø1" x 3 m	27 metros	R\$ 113,90	R\$ 1.025,10
Interruptor-seccionador bipolar DC solar 1000 V para fusível 20 A	2 unidades	R\$ 50,00	R\$ 100,00
Fusível unipolar DC solar 1000 V / 20 A	4 unidades	R\$ 16,25	R\$ 65,00
Disjuntor tripolar termomagnético CA 690 V / 25 A	1 unidade	R\$ 163,00	R\$ 163,00
Instalação (mão-de-obra)			R\$ 1.400,00
CUSTO DE INVESTIMENTO NO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA (CAPEX)			R\$ 23.872,60

Fonte: Próprio autor (2021)

3.6.10 Estudo de viabilidade econômica

O estudo de viabilidade econômica do sistema de geração fotovoltaica adotou os seguintes critérios gerais apresentados abaixo:

- consumo de energia anual da propriedade rural constante por 25 anos;
- tarifa de energia elétrica da concessionária Elektro: R\$ 0,45514/kWh (base 08/2020 a 08/2021);
- taxa de desconto para a análise financeira: 7,5% a.a.;
- custo de manutenção do sistema de 1% do custo de investimento ao ano;
- taxa mínima de energia elétrica (cobrada nos meses em que o montante de energia injetada pelo sistema for maior ou igual ao consumo): 100 kWh/mês.

3.6.10.1 Estudo de viabilidade econômica no cenário 1 (bandeira verde e consumo real de energia elétrica)

O estudo de viabilidade econômica a ser realizado no cenário 1 além de considerar todos os critérios gerais apresentados anteriormente, leva em conta para a realização dos cálculos a bandeira verde que não altera o valor da tarifa de energia elétrica e os consumos reais de energia no ano-base de 2020.

A Figura 20 apresenta a memória de cálculo baseada no ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 1, obtendo como resultado o fluxo de caixa líquido anual que será utilizado em todos os anos do período analisado. Na memória de cálculo, a coluna A representa o consumo histórico de energia elétrica no ano-base; a coluna B o valor referente ao consumo mensal de energia elétrica; a coluna C o montante de energia injetada pelo sistema; a coluna D o valor descontado da conta de energia elétrica equivalente ao valor do montante de energia consumida pela propriedade; a coluna E o valor da taxa de disponibilidade da rede de energia elétrica de 100 kWh/mês para os meses nos quais o montante injetado foi maior ou igual ao consumo da propriedade rural, sendo calculado com a tarifa base de R\$ 0,45514/kWh; a coluna F o valor estimado para o custo de manutenção do sistema fotovoltaico de 1% ao ano sobre o valor estimado do investimento no sistema fotovoltaico (CAPEX); e a coluna G o fluxo de caixa líquido, sendo a diferença entre o valor descontado da conta de energia elétrica (coluna D), a taxa de disponibilidade da rede de energia (coluna E) e o custo de manutenção do sistema do sistema de geração fotovoltaica (coluna F).

Figura 20 – Memória de cálculo do ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 1

Mês de referência (Ano-base 2020)	Energia consumida (kWh)	Energia consumida (R\$)	Energia injetada (kWh)	Valor descontado (R\$)	Taxa de disponibilidade (R\$)	Custo de manutenção (R\$)	Fluxo de caixa líquido (R\$)
	A	$B = A * 0,45514$	C	D = B	$E = 100 * 0,45514$	$F = (1\% * CAPEX) / 12$	$G = D - E - F$
Janeiro	330	150,20	475,74	150,20	45,51	19,89	84,79
Fevereiro	327	148,83	475,74	148,83	45,51	19,89	83,42
Março	390	177,50	475,74	177,50	45,51	19,89	112,10
Abril	360	163,85	475,74	163,85	45,51	19,89	98,44
Mai	360	163,85	475,74	163,85	45,51	19,89	98,44
Junho	365	166,13	475,74	166,13	45,51	19,89	100,72
Julho	360	163,85	475,74	163,85	45,51	19,89	98,44
Agosto	370	168,40	475,74	168,40	45,51	19,89	102,99
Setembro	310	141,09	475,74	141,09	45,51	19,89	75,69
Outubro	370	168,40	475,74	168,40	45,51	19,89	102,99
Novembro	370	168,40	475,74	168,40	45,51	19,89	102,99
Dezembro	450	204,81	475,74	204,81	45,51	19,89	139,41
FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO ANUAL (R\$)							1200,43

Fonte: Próprio autor (2021)

Através do fluxo de caixa líquido anual foi possível realizar os cálculos de valor presente líquido (VPL), payback descontado e taxa interna de retorno (TIR) considerando a vida útil do sistema fotovoltaico como 25 anos e a taxa de desconto de 7,5% ao ano. Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados dos cálculos de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico no cenário 1

DESCRIÇÃO	RESULTADO
Payback descontado	sem payback
Valor presente líquido (VPL)	-R\$ 10491,51
Taxa interna de retorno (TIR)	1,84%

Fonte: Próprio autor (2021)

Dos resultados dos cálculos de viabilidade econômica no cenário 1 é possível observar que para o período analisado de 25 anos não há o *payback* do investimento inicial (CAPEX). Fora isso, o VPL do projeto tem um valor negativo e a TIR está abaixo da taxa de desconto de 7,5% a.a.. Para um projeto ser viável economicamente é necessário haver o *payback*, um VPL com valor positivo e uma TIR acima da taxa de desconto utilizada. Assim, estes três fatores

em conjunto significam que o sistema de geração fotovoltaica a ser instalado no Sítio Santa Cruz não se paga, o que será discutido mais profundamente na Conclusão desta monografia. A Tabela 6 mostra o fluxo de caixa do projeto do sistema onde FCL é o fluxo de caixa simples, FLCD é o fluxo de caixa descontado à taxa de 7,5% a.a. e FLCA é o fluxo de caixa acumulado.

Tabela 6 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 1

ANO	FLC (R\$)	FLCD (R\$)	FLCA (R\$)
0	-23872,60	-23872,60	-23872,60
1	1200,43	1116,68	-22755,92
2	1200,43	1038,77	-21717,16
3	1200,43	966,30	-20750,86
4	1200,43	898,88	-19851,98
5	1200,43	836,17	-19015,81
6	1200,43	777,83	-18237,98
7	1200,43	723,56	-17514,42
8	1200,43	673,08	-16841,34
9	1200,43	626,12	-16215,21
10	1200,43	582,44	-15632,77
11	1200,43	541,80	-15090,97
12	1200,43	504,00	-14586,97
13	1200,43	468,84	-14118,12
14	1200,43	436,13	-13681,99
15	1200,43	405,70	-13276,29
16	1200,43	377,40	-12898,89
17	1200,43	351,07	-12547,82
18	1200,43	326,58	-12221,25
19	1200,43	303,79	-11917,46
20	1200,43	282,60	-11634,86
21	1200,43	262,88	-11371,98
22	1200,43	244,54	-11127,44
23	1200,43	227,48	-10899,96
24	1200,43	211,61	-10688,35
25	1200,43	196,84	-10491,51

Fonte: Próprio autor (2021)

3.6.10.2 Estudo de viabilidade econômica no cenário 2 (bandeira verde e consumo de energia elétrica igual ao montante injetado na rede)

O estudo de viabilidade econômica a ser realizado no cenário 2 além de considerar todos os critérios gerais apresentados, leva em conta para a realização dos cálculos a bandeira verde e os consumos mensais de energia elétrica iguais aos montantes injetados mensalmente pelo sistema fotovoltaico no ano-base de 2020. Essa equiparação do consumo com o montante de energia injetado é em razão da possibilidade futura de expansão da produção de leite na propriedade, o que consequentemente aumentará o consumo de energia elétrica.

A Figura 21 apresenta a memória de cálculo baseada no ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 2, sendo semelhante à memória de cálculo do cenário 1 e dessa forma, também obtendo como resultado o fluxo de caixa líquido anual que será utilizado em todos os anos do período analisado.

Figura 21 – Memória de cálculo do ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 2

Mês de referência (Ano-base 2020)	Energia consumida (kWh)	Energia consumida (R\$)	Energia injetada (kWh)	Valor descontado (R\$)	Taxa de disponibilidade (R\$)	Custo de manutenção (R\$)	Fluxo de caixa líquido (R\$)
	A	$B = A * 0,45514$	C	D = B	$E = 100 * 0,45514$	$F = (1\% * CAPEX) / 12$	$G = D - E - F$
Janeiro	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Fevereiro	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Março	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Abril	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Maio	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Junho	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Julho	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Agosto	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Setembro	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Outubro	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Novembro	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
Dezembro	475,74	216,53	475,74	216,53	45,51	19,89	151,12
FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO ANUAL (R\$)							1813,45

Fonte: Próprio autor (2021)

Com as novas considerações, o fluxo de caixa líquido anual do cenário 2 (R\$ 1813,45) aumenta em comparação ao cenário 1 (R\$ 1200,43), sendo esse aumento de R\$ 613,02. E

através dele foi possível realizar os cálculos de VPL, payback descontado e TIR, novamente considerando a vida útil do sistema fotovoltaico como 25 anos e a taxa de desconto de 7,5% ao ano. Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados dos cálculos de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico no cenário 2

DESCRIÇÃO	RESULTADO
Payback descontado	sem payback
Valor presente líquido (VPL)	-R\$ 3658,22
Taxa interna de retorno (TIR)	5,69%

Fonte: Próprio autor (2021)

Dos resultados dos cálculos de viabilidade econômica no cenário 2 é possível observar que da mesma forma ocorrida no cenário 1, não há o *payback* do investimento inicial (CAPEX). Fora isso, apesar do VPL do projeto aumentar substancialmente em comparação com o cenário 1, ele continua negativo. A TIR também aumenta significativamente, mas permanece abaixo da taxa de desconto de 7,5% a.a.. Como no cenário 1, estes três fatores apontam que o sistema de geração fotovoltaica a ser instalado na propriedade rural não se paga. A Tabela 8 apresenta o fluxo de caixa do projeto do sistema fotovoltaico no cenário 2 da mesma forma apresentada no anteriormente.

Tabela 8 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 2

(continua)

ANO	FLC (R\$)	FLCD (R\$)	FLCA (R\$)
0	-23872,60	-23872,60	-23872,60
1	1813,45	1686,93	-22185,67
2	1813,45	1569,23	-20616,44
3	1813,45	1459,75	-19156,69
4	1813,45	1357,91	-17798,78
5	1813,45	1263,17	-16535,61
6	1813,45	1175,04	-15360,56
7	1813,45	1093,06	-14267,50
8	1813,45	1016,80	-13250,70
9	1813,45	945,86	-12304,84
10	1813,45	879,87	-11424,96

Tabela 8 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 2
(conclusão)

ANO	FLC (R\$)	FLCD (R\$)	FLCA (R\$)
11	1813,45	818,49	-10606,48
12	1813,45	761,38	-9845,09
13	1813,45	708,26	-9136,83
14	1813,45	658,85	-8477,98
15	1813,45	612,88	-7865,10
16	1813,45	570,12	-7294,97
17	1813,45	530,35	-6764,63
18	1813,45	493,35	-6271,28
19	1813,45	458,93	-5812,35
20	1813,45	426,91	-5385,44
21	1813,45	397,12	-4988,32
22	1813,45	369,42	-4618,90
23	1813,45	343,64	-4275,26
24	1813,45	319,67	-3955,59
25	1813,45	297,37	-3658,22

Fonte: Próprio autor (2021)

3.6.10.3 Estudo de viabilidade econômica no cenário 3 (bandeira vermelha patamar 2 e consumo de energia elétrica igual ao montante injetado na rede)

O estudo de viabilidade econômica a ser realizado no cenário 3 além de considerar todos os critérios gerais apresentados, leva em conta para a realização dos cálculos a bandeira vermelha patamar 2 que acrescenta R\$ 0,06243/kWh (R\$ 6,243/100 kWh) ao valor da tarifa de energia elétrica e os consumos mensais de energia elétrica iguais aos montantes injetados mensalmente pelo sistema fotovoltaico no ano-base de 2020 em razão da possível expansão da produção de leite já mencionada.

A Figura 22 apresenta a memória de cálculo baseada no ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3, obtendo como resultado o fluxo de caixa líquido anual que será utilizado em todos os anos do período analisado. Diferente das memórias de cálculo anteriores, nesta a coluna C representa o valor adicional a ser pago em decorrência da imposição da bandeira vermelha P2; a coluna D o montante de energia injetada pelo

sistema; a coluna E o valor descontado da conta de energia elétrica equivalente à somatória do valor da energia consumida com o valor adicional de bandeira vermelha P2; a coluna F o valor da taxa de disponibilidade da rede de energia elétrica; a coluna G o valor estimado para o custo de manutenção do sistema fotovoltaico; e a coluna H o fluxo de caixa líquido, sendo a diferença entre o valor descontado da conta de energia elétrica (coluna E), a taxa de disponibilidade da rede de energia (coluna F) e o custo de manutenção do sistema do sistema de geração fotovoltaica (coluna G).

Figura 22 – Memória de cálculo do ano 1 de operação do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3

Mês de referência (Ano-base 2020)	Energia consumida (kWh)	Energia consumida (R\$)	Adicional de bandeira vermelha P2 (R\$)	Energia injetada (kWh)	Valor descontado (R\$)	Taxa de disponibilidade (R\$)	Custo de manutenção (R\$)	Fluxo de caixa líquido (R\$)
	A	$B = A * 0,45514$	$C = (6,243 / 100) * A$	D	$E = B + C$	$F = 100 * 0,45514$	$G = (1\% * CAPEX) / 12$	$H = E - F - G$
Janeiro	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Fevereiro	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Março	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Abril	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Maior	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Junho	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Julho	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Agosto	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Setembro	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Outubro	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Novembro	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
Dezembro	475,74	216,53	29,70	475,74	246,23	45,51	19,89	180,82
FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO ANUAL (R\$)								2169,85

Fonte: Próprio autor (2021)

Considerando a bandeira vermelha patamar 2, o fluxo de caixa líquido anual do cenário 3 (R\$ 2169,85) aumenta em comparação ao cenário 2 (R\$ 1813,45), sendo esse aumento de R\$ 356,40. E através dele foi possível realizar os cálculos de valor presente líquido, payback descontado e taxa interna de retorno, sempre considerando a vida útil do sistema fotovoltaico como 25 anos e a taxa de desconto de 7,5% ao ano. Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultados dos cálculos de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico no cenário 3

DESCRIÇÃO	RESULTADO
Payback descontado	24,12 anos
Valor presente líquido (VPL)	R\$ 314,61
Taxa interna de retorno (TIR)	7,65%

Fonte: Próprio autor (2021)

Dos resultados dos cálculos de viabilidade econômica no cenário 3 é possível observar que desta vez ocorre o *payback* do CAPEX em 24,12 anos. Além disto, o VPL do projeto aumenta em comparação com o cenário 2 e passa a ser positivo. Por sua vez, a TIR também aumenta em relação ao cenário anterior a ponto de estar acima da taxa de desconto de 7,5% a.a.. Ao contrário do que ocorreu nos cenários anteriores, estes três fatores em conjunto agora apontam para a viabilidade econômica do sistema de geração fotovoltaica a ser instalado na propriedade rural, o que sem dúvidas é extremamente positivo em comparação com o que mostra os demais cenários.

A Tabela 10 apresenta o fluxo de caixa do projeto do sistema fotovoltaico no cenário 3 da mesma forma apresentada anteriormente.

Tabela 10 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3

(continua)

ANO	FLC (R\$)	FLCD (R\$)	FLCA (R\$)
0	-23872,60	-23872,60	-23872,60
1	2169,85	2018,47	-21854,13
2	2169,85	1877,64	-19976,49
3	2169,85	1746,64	-18229,85
4	2169,85	1624,79	-16605,06
5	2169,85	1511,43	-15093,63
6	2169,85	1405,98	-13687,65
7	2169,85	1307,89	-12379,76
8	2169,85	1216,64	-11163,12
9	2169,85	1131,76	-10031,37
10	2169,85	1052,80	-8978,57
11	2169,85	979,35	-7999,22
12	2169,85	911,02	-7088,20

Tabela 10 – Fluxo de caixa do projeto do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3
(conclusão)

ANO	FLC (R\$)	FLCD (R\$)	FLCA (R\$)
13	2169,85	847,46	-6240,74
14	2169,85	788,34	-5452,40
15	2169,85	733,34	-4719,07
16	2169,85	682,17	-4036,89
17	2169,85	634,58	-3402,31
18	2169,85	590,31	-2812,01
19	2169,85	549,12	-2262,88
20	2169,85	510,81	-1752,07
21	2169,85	475,17	-1276,90
22	2169,85	442,02	-834,88
23	2169,85	411,18	-423,69
24	2169,85	382,50	-41,20
25	2169,85	355,81	314,61

Fonte: Próprio autor (2021)

4 CONCLUSÃO

O objetivo do presente trabalho é analisar a viabilidade tanto técnica quanto econômica de um sistema de geração fotovoltaica a ser instalado no Sítio Santa Cruz localizado na cidade de Miracatu no estado de São Paulo com o intuito de prover de forma sustentável a propriedade com energia elétrica suficiente para o desenvolvimento de todas as atividades do sítio. Para isso, foram realizados diversos cálculos que comprovaram a viabilidade técnica da instalação do sistema fotovoltaico na propriedade rural. Além de gerar energia suficiente para todas as atividades, o sistema seria capaz de gerar excedentes de eletricidade tendo em vista uma possível expansão futura da produção de leite que ocorre no local.

Por sua vez, para analisar a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico foram considerados 3 cenários diferentes que compartilharam critérios gerais, mas também levaram em conta critérios específicos para cada um. Assim, o cenário 1 considerou para a realização dos cálculos o consumo real da propriedade e a bandeira verde que não altera o valor da tarifa de energia elétrica. Os resultados destes cálculos foram: o valor presente líquido ficou muito abaixo de zero, mais precisamente –R\$ 10491,51, significando a parte do CAPEX do projeto a não ser recuperada; a TIR que deu 1,84% foi bem menor que a taxa de desconto de 7,5 a.a.; e consequentemente não houve o *payback* do investimento inicial. Estes resultados mostraram que o sistema fotovoltaico não se pagaria conforme as condições do cenário 1 caso fosse instalado. Em relação ao cenário 2, para os cálculos foi também considerada a bandeira verde, mas o consumo de energia da propriedade levado em conta foi equiparado ao montante injetado pelo gerador fotovoltaico. Com este novo fator os resultados dos cálculos melhoraram, mas não viabilizaram o investimento no sistema de geração fotovoltaica: o VPL aumentou, entretanto permaneceu abaixo de zero com o valor de –R\$ 3658,22; a TIR que deu 5,69% continuou menor que a taxa de desconto praticada; e novamente não houve o *payback* do investimento inicial. Possivelmente o insucesso do projeto do sistema fotovoltaico nos cenários 1 e 2 seja em decorrência do valor baixo da tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária local, pois acaba sendo mais vantajoso continuar sendo suprido pela energia barata oriunda da rede. Como o Sítio Santa Cruz é uma propriedade em zona rural, o tipo de tarifa paga que é específica para propriedades rurais acaba sendo bem menor em relação às tarifas praticadas em áreas

urbanas. Enquanto a concessionária Elektro cobra das propriedades rurais não irrigantes de baixa tensão uma tarifa de R\$ 0,45514/kWh, ela cobra das residências urbanas de baixa tensão uma tarifa maior de R\$ 0,55505/kWh.

A análise de viabilidade econômica do sistema de geração fotovoltaica no cenário 3 comprova quanto o valor da tarifa de energia elétrica impacta na viabilidade deste tipo de projeto. Para o cenário 3 considerou-se na realização dos cálculos o consumo de energia da propriedade equiparado ao montante injetado pelo gerador fotovoltaico e a bandeira vermelha patamar 2 em vigor no Brasil desde Junho de 2021 como consequência de uma crise hídrica. Essa bandeira adiciona ao valor da tarifa R\$ 0,06243/kWh. Assim, os resultados dos cálculos caracterizaram a viabilidade da instalação do sistema fotovoltaico: o VPL passou a ter um valor positivo de R\$ 314,61, o que é entendido como o lucro obtido com o projeto; a TIR alcançou o valor de 7,65%, maior que a taxa de desconto praticada que é de 7,5% a.a.; e consequentemente ocorreu o *payback* do CAPEX com 24,12 anos.

Dessa forma, o que pode ser entendido através deste trabalho é que o preço da tarifa de energia elétrica tem grande impacto na decisão de investir ou não na instalação de um sistema fotovoltaico. Pois, como foi visto nos cenários 1 e 2, o sistema a ser instalado na propriedade tornou-se inviável economicamente em decorrência do valor baixo da tarifa de energia cobrada pela concessionária. E quando houve o aumento da tarifa no cenário 3, mesmo com os indicadores econômicos sendo modestos, o projeto passou a ser viável não só tecnicamente mas também economicamente, aparecendo como uma alternativa sustentável e independente de geração da energia que o Sítio Santa Cruz necessita para suas atividades e pretensões futuras.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, H. N. N.. Créditos de carbono: Natureza jurídica e tratamento tributário. **Jus Navigandi**, Teresina, n. 809, 20 Setembro 2005. Disponível em: <https://jus.com.br/artigos/7307/creditos-de-carbono>. Acesso em: 23 mai. 2021.

BANDEIRA, F. P. M.. **O aproveitamento da energia solar no Brasil: Situação e perspectivas**. Biblioteca digital da Câmara dos Deputados - Centro de Documentação e Informação (Coordenação de Biblioteca). Brasília, 2012. 14 p. Disponível em: <https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/9008>. Acesso em: 24 mai. 2021.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Credenciamento de equipamentos: Consulta produto**. BNDES Finame. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Convivencia/Credenciamento_de_Equipamento/consultaProduto.html. Acesso em: 26 mai. 2021.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.. **Selo Procel: Módulos fotovoltaicos**. Selo Procel. Rio de Janeiro, 2021. 5 p. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BB70B5A3C-19EF-499D-B7BC-D6FF3BABE5FA%7D>. Acesso em: 26 mai. 2021.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia solar: Princípios e aplicações**. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 24 mai. 2021.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 02 jun. 2021.

GIMENES, D.. Como o marco legal da energia solar pode impactar a sua conta de luz. **Veja**, São Paulo, 16 Abril 2021. Disponível em: <https://veja.abril.com.br/economia/como-o-marco-legal-da-energia-solar-pode-impactar-a-sua-conta-de-luz/>. Acesso em: 16 mai. 2021.

GODOI, R. R.. **Análise comparativa de desempenho de inversor string e microinversor**. Uberlândia, 2018. 83 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica - Ênfase Automação e Controle) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018. Disponível em: <http://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/24118/1/AnaliseComparativaDesempenho.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2021.

GUIDA, E. C.. **Evolução, desafios e tendências dos créditos de carbono da geração elétrica a partir de fontes renováveis**. Campinas, 2018. 145 p. Dissertação (Planejamento de Sistemas Energéticos) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/332630/1/Guida_ElisaDaCosta_M.pdf. Acesso em: 23 mai. 2021.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G.. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p. Disponível em: <http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Acesso em: 22 mai. 2021.

PARENTE, V.. Análise de investimentos aplicada a projetos de energia. *In*: MOREIRA, J. R. S. (Org.). **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017. 386 p. cap. 16, p. 336-353.

PEREIRA, G. F.; NETO, J. F. S.; GOMES, K. C.; TORRES, S. M.; FILHO, M. R. F. L.. Energia solar no semiárido brasileiro: Levantamento do potencial e aplicações. *In*: CONGRESSO INTERNACIONAL DA DIVERSIDADE DO SEMIÁRIDO, 2. 2017. **Anais eletrônicos [...]** Campina Grande: Realize Editora, 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Gustavo-Pereira-23/publication/333609533_ENERGIA_SOLAR_NO_SEMIARIDO_BRASILEIRO_LEVANTAMENTO_DO_POTENCIAL_E_APLICACOES_BRAZILIAN_SEMI-ARID_SOLAR_ENERGY_POTENTIAL_SURVEY_AND_APPLICATIONS/links/5cf66c4492851c4dd02785de/ENERGIA-SOLAR-NO-SEMIARIDO-BRASILEIRO-LEVANTAMENTO-DO-POTENCIAL-E-APLICACOES-BRAZILIAN-SEMI-ARID-SOLAR-ENERGY-POTENTIAL-SURVEY-AND-APPLICATIONS.pdf. Acesso em: 18 mai. 2021.

SCHENKEL, G.. **Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor**. São Leopoldo, 2015. 87 p. Dissertação (Pós Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2015. Disponível em: http://www.repositorio.jesuita.org.br/bitstream/handle/UNISINOS/4909/Gabriela%20schenkel_.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 12 jun. 2021.

SHER, H. A.; ADDOWEESH, K. E.. Micro-inverters: Promising solutions in solar photovoltaics. **Energy for sustainable development**, Riyadh, p. 12, 01 out. 2012. Elsevier Inc.. Disponível em: https://www.academia.edu/23380008/Micro_inverters_Promising_solutions_in_solar_photovoltaics. Acesso em: 12 jun. 2021.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). Energia Solar: ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DA ENERGIA SOLAR EM ENERGIA ELÉTRICA. *In*: TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Energia renovável: Hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016. 452 p. cap. 6, p. 310-408. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>. Acesso em: 24 mai. 2021.

URBANETZ, I. V.; NETTO, A. M.; SCOLARI, B.; LEITE, V.; JUNIOR, J. U.. Panorama atual e cenário 2025 da energia solar fotovoltaica no Brasil. *In*: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES - SMART ENERGY CIEI&EXPO, 5. 2018. **Anais eletrônicos [...]** Curitiba. 117, 118, 119, 120, 121 p. Disponível em: <https://www.smartenergy.org.br/wp-content/uploads/2019/07/01-Consolidado-27-1.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2021.

VASCONSELLOS, G. F.; VIDAL, J.; BAUTISTA, E.. **O Poder dos trópicos**: Meditação sobre a alienação energética na cultura brasileira. São Paulo: Casa Amarela, 1998. 303 p.

ANEXO A – Tarifas de energia elétrica praticadas pela Elektro

TABELA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA			
GRUPO B			
		VIGÊNCIA: 27/08/2020 A 26/08/2021 RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.762 DE 25 DE AGOSTO DE 2020	
DESCRIÇÃO	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	TARIFA
B1 - Residencial			
Consumo Ativo	0,30217000	0,25288000	0,55505000
Consumo Reativo Excedente		0,25288000	0,25288000
Consumo Ativo Ponta - Tarifa Branca	0,58581000	0,31783000	0,90364000
Consumo Ativo Intermediário - Tarifa Branca	0,38621000	0,19732000	0,58353000
Consumo Ativo Fora Ponta - Tarifa Branca	0,18661000	0,19732000	0,38393000
B1 - Residencial Baixa Renda			
0 a 30 kWh - 65% de desconto	0,08277150	0,08850800	0,17127950
31 a 100 kWh - 40% de desconto	0,14189400	0,15172800	0,29362200
101 a 220 kWh - 10% de desconto	0,21284100	0,22759200	0,44043300
Acima de 220 kWh	0,23649000	0,25288000	0,48937000
B1 - Residencial Baixa Renda INDÍGENA E QUILOMBOLA			
0 a 50 kWh			0,00000000
51 a 100 kWh - 40% de desconto	0,14189400	0,15172800	0,29362200
101 a 220 kWh - 10% de desconto	0,21284100	0,22759200	0,44043300
Acima de 220 kWh	0,23649000	0,25288000	0,48937000
B2 - Rural / Cooperativa de Eletrificação Rural			
Consumo Ativo	0,24778000	0,20736000	0,45514000
Consumo Reativo Excedente		0,25288000	0,25288000
Consumo Ativo Ponta - Tarifa Branca	0,58581000	0,31783000	0,90364000
Consumo Ativo Intermediário - Tarifa Branca	0,38621000	0,19732000	0,58353000
Consumo Ativo Fora Ponta - Tarifa Branca	0,18661000	0,19732000	0,38393000
B2 - Rural Irrigante			
Consumo Ativo	0,24778000	0,20736000	0,45514000
Consumo Ativo reservado	0,06690060	0,05598720	0,12288780
Consumo Reativo Excedente		0,25288000	0,25288000
Consumo Ativo Ponta - Tarifa Branca	0,58581000	0,31783000	0,90364000
Consumo Ativo Intermediário - Tarifa Branca	0,38621000	0,19732000	0,58353000
Consumo Ativo Fora Ponta - Tarifa Branca	0,18661000	0,19732000	0,38393000
Consumo Ativo Reservado - Tarifa Branca	0,05038470	0,05327640	0,10366110

ANEXO B – Catálogo técnico do painel fotovoltaico selecionado

HiKu

MÓDULO PERC MONO SUPER ALTA POTÊNCIA
430W ~ 455W
CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS

MAIS POTÊNCIA

-  26 % mais potência do que os módulos convencionais
-  Um LCOE até 4,5 % menor
Um custo de sistema até 2,7 % menor
-  Baixo NMOT: 42 ± 3 °C
Baixo coeficiente de temperatura (Pmax): -0,35 % / °C
-  Melhor tolerância a sombra

MAIS CONFIÁVEL

-  Corrente interna baixa, temperatura de ponto quente mais baixa
-  Minimiza o impacto das microtrincas
-  Carga pesada de neve de até 5400 Pa, carga de vento de até 3600 Pa*



25 anos Garantia de saída de potência linear*

12 anos Garantia de produto estendida relativa a materiais e mão-de-obra*

*Conforme a declaração de garantia limitada aplicável da Canadian Solar.

CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2015 / Sistema de Gestão da Qualidade
 ISO 14001:2015 / Padrões para o Sistema de Gestão Ambiental
 OHSAS 18001:2007 / Norma Internacional de Segurança e Saúde Ocupacional

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 UNE 9177 Reação a chama: Classe 1 / Take-e-way







* Uma vez que existem diversos requisitos de certificação nos vários mercados, pedimos que contate o representante de vendas da Canadian Solar, para saber os certificados específicos aplicáveis aos produtos e à região onde serão usados.

A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções de alta qualidade em sistemas solares para clientes de todo o mundo. O fornecedor número 1, em termos de qualidade e relação desempenho/preço, segundo a pesquisa IHS Module Customer Insight Survey. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 40 GW implantados em todo o mundo, desde 2001.

* Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.

DESENHO DE ENGENHARIA (mm)

ANEXO C – Catálogo técnico do inversor de string selecionado

INVERSOR DE STRING MONOFÁSICO

CSI-3.0KTL1P-GI-FL | CSI-4KTL1P-GI-FL
CSI-5KTL1P-GI-FL

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

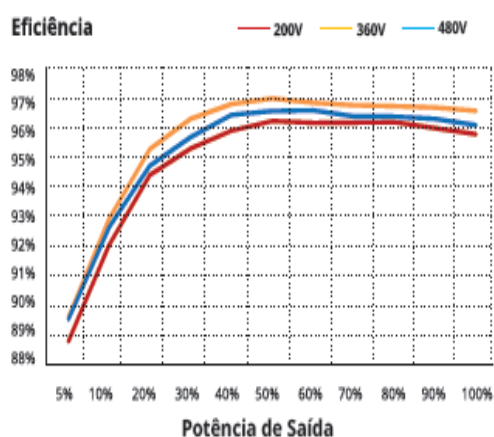
- Eficiência máx. de até 97.5%, (4KTL & 5KTL: 98%)
ampla faixa de tensão de entrada
- Chave CC integrada
- Topologia sem transformador
- Design compacto
- Conexão de comunicação flexível:
suporta RF, WIFI, Ethernet



Garantia padrão, extensão até 20 anos

CURVA DE EFICIÊNCIA

CSI-3.0KTL1P-GI-FL @220 V_{CA}



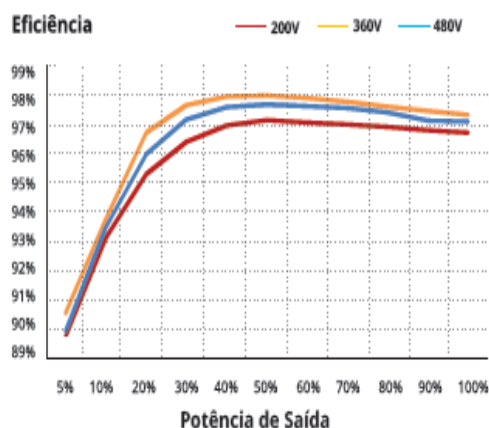
ALTA CONFIABILIDADE

- Design térmico e resfriamento por convecção avançados
- Proteção contra sobrecorrente e sobretensão
- Proteção contra polaridade reversa CC e curto-circuito CA

*Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.

CURVA DE EFICIÊNCIA

CSI-5KTL1P-GI @220 V_{CA}



A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções em sistemas solares de alta qualidade, para clientes em todo o mundo. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 38 GW implantados em todo o mundo, desde 2001, a Canadian Solar Inc. é uma das empresas de energia solar de maior reputação em todo o mundo.

NOME DO MODELO	CSI-4KTL1P-GI-FL
ENTRADA CC	
Máx. potência PV	5,5 kW
Máx. tensão CC de entrada	600 V
Tensão CC de entrada de partida	120 V
Número de MPPTs	2/2
Faixa de Tensão de MPPT	90-520 V
Máx. corrente de entrada (Imp)	11 A
Máx. corrente de curto-circuito (Isc)	17,2 A
Número de Entradas CC	1/1
Tipo de Desconexão CC	Chave de Carga CC Nominal
Tensão CC nominal	330 V
Máx. potência por MPPT	4 kW
Faixa de tensão do MPPT em potência plena	187-520 V
SAÍDA CA	
Potência Nominal de Saída CA	4 kW
Potência Nominal de Saída CA	4,4 kW
Tensão Nominal de Saída	220 V / 230 V
FAIXA DE TENSÃO DE SAÍDA	
Tipo de Conexão de rede	1 Ø / PE
Corrente Nominal de Saída de Grade	18,2 / 17,4 A
Máx. corrente de saída	21 A
Frequência nominal de saída	50 Hz / 60 Hz
Faixa de frequência de saída	47 - 52 Hz ou 57 - 62 Hz
Fator de Potência	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Corrente THD	<1,5%
Corrente de Injeção CC	<0,5% pol.
Máx. potência de saída aparente	4,4 kVA
SISTEMA	
Topologia	Sem Transformador
Máx. Eficiência	98,1%
Eficiência EU	97,3%
Eficiência MPPT	> 99,5%
Consumo Noturno	<1 W (Noite)
AMBIENTE	
Grau de proteção	IP65
Resfriamento	Convecção natural
Faixa de temperatura ambiente de operação	-25 °C a +60 °C
Faixa de Temperaturas de Armazenamento	-40 °C a +70 °C
Umidade de Operação	0 – 100%
Altitude de Operação	4000 m
Emissão de ruído(típica)	<20 dB
DADOS GERAIS	
Mostrador	LCD, 2x20 Z
Conexões de comunicação	WiFi/RS485 Opcional
Dimensões (LxAxP)	310 x 543 x 160 (mm)
Peso líquido	11,5 kg
Ângulo de Instalação	90 graus em relação à horizontal
Entradas CC	MC4
Garantia	5 anos
SEGURANÇA	
Padrão de segurança e EMC	IEC62109-1/-2, NB/T 32004

ANEXO D – Tabelas da ABNT NBR5410/2005 para dimensionamento de condutores elétricos em sistemas fotovoltaicos

TABELAS DA ABNT NBR 5410/2005 - INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embudados; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)

Tabela 40 — Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

CA		referência A1, A2, B1, B2, C e D											
		Condutores de cobre – Isolação EPR/XLPE 90°C – T _{ambiente} = 30°C											
Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33												
	A1		A2		B1		B2		C		D		
	Número de condutores carregados												
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	
Cobre													
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12	
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15	
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17	
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22	
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29	
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37	
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46	
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61	
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79	
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101	

ANEXO E – Tabela da ABNT NBR16612/2017 para dimensionamento de condutores elétricos em sistemas fotovoltaicos

TABELA DA ABNT NBR 16612/2017 - CABOS DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS

DC

FOTOVOLTAICOS.....TENSÃO ATÉ 1,8KV C.C/90°C

MÉTODO DE INSTALAÇÃO/REFERÊNCIA: **MÉTODO C1** – CABO INSTALADO AO AR LIVRE

Cabo instalado ao ar livre

Capacidade **estimada** de condução de corrente para cabos instalados em temperatura operacional de 70°C e condutor de temperatura de 90°C

70,0°C	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
Modo	1	2	3	4	1	2	3	4
2,5mm ²	16	23	28	18	21	11	17	16
4mm ²	32	31	31	32	17	16	24	17
6mm ²	35	35	41	36	24	27	31	18
10mm ²	56	46	60	48	30	33	41	35
16mm ²	74	74	81	72	41	41	57	45
25mm ²	91	99	105	90	51	52	77	57

Caso de exposição ao Sol com intensidade de radiação de 1.000W/m².

ANEXO F – Limites de variação de tensão na rede de distribuição de energia

CARACTERÍSTICAS DA INTERFACE DE CONEXÃO COM SDEE

LIMITES PRECÁRIOS DE VARIAÇÃO DE TENSÃO

CONSUMIDORES ATENDIDOS EM TENSÕES SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico		
220 / 127	189 / 109	233 / 135
380 / 220	327 / 189	403 / 233
Monofásico		
254 / 127	218 / 109	270 / 135
440 / 220	378 / 189	466 / 233

LIMITES ADEQUADOS DE VARIAÇÃO DE TENSÃO

CONSUMIDORES ATENDIDOS EM TENSÕES NOMINAIS SECUNDÁRIAS PADRONIZADAS DE DISTRIBUIÇÃO

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico		
220 / 127	201 / 116	229 / 132
380 / 220	348 / 201	396 / 229
Monofásico		
254 / 127	232 / 116	264 / 132
440 / 220	402 / 201	458 / 229

Fonte: PORTARIA DNAEE Nº 047, DE 17 DE ABRIL DE 1978 ANEEL