



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PAULYRAN CALISTO ALVES

**SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM CATIVEIRO
DE CAMARÕES**

SOBRAL

2024

PAULYRAN CALISTO ALVES

SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM CATIVEIRO DE CAMARÕES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dra. Vanessa Siqueira

SOBRAL

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C155s Calisto Alves, Paulyran.
Sistema de Microgeração de Energia Solar em Cativoiro de Camarões / Paulyran Calisto Alves. – 2024.
95 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral,
Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2024.
Orientação: Prof. Dr. Vanessa Siqueira de Castro Teixeira.

1. Fazenda de Camarão. 2. Sistemas Fotovoltaicos. 3. Microgeração. I. Título.

CDD 621.3

PAULYRAN CALISTO ALVES

SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM CATIVEIRO DE CAMARÕES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 12/07/2024:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dra. Vanessa Siqueira (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Leonardo Pires de Sousa Silva
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Francisco Amaury Rios Filho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família, por sua capacidade de acreditar em mim e investir em mim. Mãe, seu cuidado e dedicação foi que deram, em alguns momentos, a esperança para seguir. Pai, sua presença significou segurança e certeza de que não estou sozinho nessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que colaboraram para a concretização deste trabalho de conclusão de curso. Em primeiro lugar, desejo manifestar minha profunda gratidão a Deus, cuja orientação e bênção estiveram constantemente presentes em minha jornada acadêmica

Agradeço também à minha orientadora, Vanessa Siqueira, pela dedicação na orientação, paciência e valiosos insights ao longo deste processo. Sua orientação foi crucial para o desenvolvimento deste trabalho e para meu crescimento acadêmico e profissional. Aos professores e professoras do curso de Engenharia Elétrica, expresso meu sincero reconhecimento pela excelente formação acadêmica proporcionada e pelo apoio durante todo o período de estudos.

À minha mãe, Neusa Maria Calisto Alves, minha fonte inesgotável de inspiração, força e dedicação, que enfrentou os desafios com coragem e sempre buscou o melhor para nossa família. Obrigado por ser meu porto seguro, meu apoio incondicional e minha maior incentivadora; você é uma inspiração constante para mim. Ao meu pai, Jenival Alves da Silva, meu mentor e meu herói, cujas palavras de sabedoria, paciência e perseverança moldaram o caminho que percorri até aqui. Mesmo nos momentos mais difíceis, você nunca deixou de me encorajar a seguir em frente e acreditar em mim mesmo. Embora não possa estar aqui para testemunhar este momento, sei que sua alma gentil está olhando por mim lá de cima, orgulhoso das conquistas que alcancei. Este trabalho é uma homenagem ao seu legado e à influência positiva que teve em minha vida.

Aos meus irmãos, Antonino e Jenival Junior, que sempre me deram apoio emocional e foram cúmplices de todas as aventuras da vida. Aos amigos Gustavo Melo, Eric Vinicius e Augusto Vasconcelos, que sempre me incentivaram a enfrentar os desafios com coragem; cada momento ao lado de vocês foi uma bênção, enchendo minha vida com alegria, camaradagem e apoio emocional.

À minha namorada, Fabiana da Silva, que sempre trouxe luz, amor e inspiração para cada dia. Sua presença enche meus dias de alegria, e seu apoio inabalável me fortalece nos momentos difíceis. Você é minha maior incentivadora em todos os aspectos da vida.

Por fim, agradeço a todas as demais pessoas que, de alguma forma, contribuíram para este trabalho, seja através de sugestões, apoio técnico ou inspiração. A todos vocês, meu sincero e profundo agradecimento. Este trabalho não teria sido concluído com sucesso sem a ajuda de cada um de vocês.

“Se eu vi mais longe, foi por estar de pé
sobre ombros de gigantes.”

(Isaac Newton)

RESUMO

Este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e financeira de sistemas de microgeração fotovoltaica, tendo em conta a necessidade de redução da fatura de eletricidade e aumento das tarifas de energia. A fase inicial do trabalho consistiu na coleta de dados sobre a localização geográfica das fazendas Chaval - CE e Barroquinha - CE, o modelo e potência dos módulos e inversores selecionados, bem como a irradiância e seleção do local para implantação do sistema fotovoltaico. Também é contextualizado o funcionamento do processo de geração de energia fotovoltaica, equipamentos utilizados, análise de custos energéticos, explicação dos equipamentos que mais consomem energia no cativeiro de camarões e índice de mérito relacionado à eficiência, produtividade, desempenho e perdas dos sistemas fotovoltaicos. Posteriormente, o sistema foi dimensionado para as fazendas Chaval e Barroquinha com base em estudos teóricos e constatou-se que para atender as necessidades das fazendas eram necessários 40 módulos de potência de $665 W_p$ e 43 módulos de potência de $550 W_p$ respectivamente, com o objetivo de suprir a demanda para os horários de ponta e fora ponta. A análise das contas de energia revelou que a fazenda Chaval é cobrada na modalidade A4, enquanto a fazenda Barroquinha pertence ao subgrupo B1, ambas cobertas pela concessionária Enel Distribuição Ceará (antiga Companhia Energética do Ceará (COELCE)). Após todo o processo mencionado acima, a ferramenta *System Advisor Model* (SAM) é utilizada para calcular a produção mensal e anual de energia, créditos acumulados e índice de desempenho de corrente contínua (DC), corrente alternada (AC) para medir a eficiência do sistema .

Palavras-chave: Fazenda de Camarão; Sistemas Fotovoltaicos; Microgeração

ABSTRACT

This study aims to analyze the technical and financial feasibility of photovoltaic microgeneration systems, taking into account the need to reduce electricity bills and increase energy tariffs. The initial phase of the work consisted of collecting data on the geographical location of the Chaval - CE and Barroquinha - CE farms, the model and power of the modules and inverters selected, as well as the irradiance and selection of the site for implementing the photovoltaic system. The process of generating photovoltaic energy, the equipment used, energy cost analysis, an explanation of the equipment that consumes the most energy in shrimp captivity and the merit index related to the efficiency, productivity, performance and losses of photovoltaic systems are also put into context. Subsequently, the system was sized for the Chaval and Barroquinha farms based on theoretical studies and it was found that 40 power modules of 665 Wp and 43 power modules of 550 Wp respectively were needed to meet the needs of the farms, with the aim of supplying demand at peak and off-peak times. Analysis of the energy bills revealed that the Chaval farm is charged in the A4 mode, while the Barroquinha farm belongs to the B1 sub-group, both covered by the Enel Distribuição Ceará concessionaire (formerly Companhia Energética do Ceará (COELCE)). After all the process mentioned above, the System Advisor Model (SAM) tool is used to calculate the monthly and annual energy production, accumulated credits and performance index for direct current (DC), alternating current (AC) to measure the efficiency of the system.

Keywords: Shrimp Farm; Photovoltaic Systems; Microgeneration.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 -Irradiação Solar no Plano Inclinado	34
Gráfico 2 -Payback da fazenda Chaval - CE.	80
Gráfico 3-Payback fazenda Barroquinha - CE.	81
Gráfico 4 -Geração mensal CA – Chaval (CE)	83
Gráfico 5 -Geração de energia AC horária – Chaval (CE)	85
Gráfico 6 -Geração mensal CA - Barroquinha (CE)	87
Gráfico 7 -Geração DC/AC, Consumo mensal e crédito acumulado mensalmente - Barroquinha (CE)	88
Gráfico 8 -Geração AC horária - Barroquinha (CE)	89
Gráfico 9 - Fator de Capacidade.	91
Gráfico 10 -Produtividade Yield	91
Gráfico 11 -Desempenho Global	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Consumo de ponta e fora ponta.	35
Tabela 2- Consumo faturado durante 12 meses na Fazenda de Barroquinha - CE.	39
Tabela 3- Estimativa de custos.	79
Tabela 4- Estimativa de custos – Barroquinha (CE)	80
Tabela 5- Características do Gerador Fotovoltaico – Chaval (CE)	82
Tabela 6- Geração DC/AC, Consumo mensal e créditos acumulados – Chaval (CE)	84
Tabela 7- Índices de Mérito do SFVCR - Chaval (CE)	85
Tabela 8- Características do Gerador Fotovoltaico - Barroquinha (CE)	86
Tabela 9- Geração DC/AC, consumo mensal e créditos acumulados – Barroquinha (CE)	87
Tabela 10- Índice de Méritos do SFVCR- Barroquinha (CE)	89
Tabela 11- Dados de Energia Gerada Mensalmente, Potência de Pico do Sistema FV e Irradiação do local (Chaval – CE)	89
Tabela 12- Dados de Energia Gerada Mensalmente, Potência de Pico do Sistema FV e Irradiação do local (Barroquinha - CE)	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Aeradores superficiais.	19
Figura 2- Difusores.	19
Figura 3- Módulo fotovoltaico.	23
Figura 4- Inversor solplanet.....	24
Figura 5- Esquema de funcionamento de um SFVCR utilizando o medidor bidirecional	25
Figura 6- Esquema de um SFVNC (isolado) com método de armazenamento utilizado em locais sem redes de distribuição das concessionárias	26
Figura 7- Esquema de um Sistema Híbrido.	27
Figura 8- Fluxograma de etapas de implementação do sistema fotovoltaico	29
Figura 9- Vista superior da Fazenda de Cultivo de Carcinicultura.	30
Figura 10- Área designada para a instalação dos módulos	31
Figura 11- Dimensões do módulo fotovoltaico	32
Figura 12- Distância da localização da fazenda de camarão(estudo) para a localização CRESESB (referência)	33
Figura 13- Irradiação solar diária mensal e inclinação.	33
Figura 14- Vista aérea da Fazenda Barroquinha - CE.	36
Figura 15- Dimensões da área designada para a instalação dos módulos.	37
Figura 16- Dimensões do módulo LEAPTON MONO HALF-CELL 550W.	37
Figura 17- Distância da localização da fazenda de camarão (Caso 2) para a localização CRESESB (referência).	38
Figura 18- Irradiação solar diária mensal e inclinação da Fazenda de Camarão em Barroquinha - CE.	38
Figura 19- Tarifa de Aplicação para o subgrupo A4 (ENEL - CE).....	42
Figura 20- Parâmetro Elétricos LEAPTON MONO HALF-CELL 665W	44
Figura 21- Ficha Técnica do Inversor SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO	45
Figura 22- Características de Temperatura.....	47
Figura 23- Arranjo fotovoltaico conforme a divisão das strings	49
Figura 24- Alocação dos módulos no terreno	50
Figura 25- Capacidade de condução de corrente para cabos em eletroduto diretamente enterrado	51
Figura 26- Fatores de correção para agrupamentos de circuitos ou cabos multipolares	52
Figura 27- Resistência Elétrica em razão da bitola do cabo.	53
Figura 28- Método de Instalação	55
Figura 29- Canaleta de PVC	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 30 -Fatores de correção de temperatura	55
Figura 31 -Capacidade de condução de corrente	56
Figura 32 -Fatores de correção para agrupamento de circuitos	56
Figura 33 -Esquema de ligação proteção CA	58
Figura 34 -Execução da proteção CA – Chaval (CE)	58
Figura 35 -Tarifa de aplicação para o subgrupo B1 (ENEL-CE)	60
Figura 36 -Parâmetros Elétricos LEAPTON MONO HALF-CELL 550W	61
Figura 37 -Característica de Temperatura do módulo 550W.	63
Figura 38 -Alocação dos módulos no telhado – Barroquinha (CE)	65
Figura 39 -Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente.	67
Figura 40 - Execução da proteção CA – Barroquinha (CE).	70
Figura 41 -Interface de Localização e Recurso Solar – Chaval CE	71
Figura 42 -Interface da aba Módulo – Chaval CE	72
Figura 43 -Interface da aba Inversor – Chaval CE	72
Figura 44 -Interface da aba Design do Sistema – Chaval CE	73
Figura 45 -Etapa de concretagem da mesa solo.	74
Figura 46 - Mesa solo finalizada.	74
Figura 47 -Interface da aba Localização e Recurso Solar - Barroquinha (CE)	75
Figura 48 -Interface da aba Módulo - Barroquinha (CE)	76
Figura 49 -Interface da aba Design do Sistema - Barroquinha (CE)	76
Figura 50-Instalação de fixadores (prisioneiros)	77
Figura 51 -Instalação dos trilhos e alinhamentos dos fixadores	77
Figura 52 - Instalação dos painéis sobre os trilhos	78
Figura 53 -Execução do sistema fotovoltaico - Chaval (CE)	83
Figura 54 -Execução do sistema fotovoltaico - Barroquinha (CE)	86

LISTA DE SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA (AC)	Corrente Alternada
CC (DC)	Corrente Contínua
CdTe	telureto de cádmio
CE	Ceará
CIS	disseleneto de cobre e índio
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
ENEL	Entidade Nacional de Eletricidade
FC	Fator de Capacidade
GW	Giga Watt
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas
kWh	kilo Watt – hora
kWp	kilowatt – pico
m ²	metro quadrado
MFV	Módulo Fotovoltaico
MPPT	ponto de máxima potência
NBR	Norma Brasileira Reguladora
NREL	Nation Renewable Energy Laboratory
PET	polietileno tereftalado
PR	Performance Ratio
PVC	Policloreto de Vinila
QPCA	Quadro de Proteção de Corrente Alternada
SAM	System Advisor Model
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFVNCR	Sistema Fotovoltaico Não Conectado à Rede

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	18
1.1.	Objetivos Gerais	20
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1.	Geração de energia fotovoltaica	21
2.2.	Painéis fotovoltaicos	22
2.3.	Inversores	23
2.4.	Sistemas fotovoltaicos conectado à rede	24
2.5.	Sistemas fotovoltaicos não conectado à rede ou isolado	25
2.6.	Sistemas fotovoltaicos híbridos	26
2.7.	Fazendas de camarão e Índices de Méritos	27
3.	METODOLOGIA	29
4.	ESTUDOS DE CASOS	30
4.1.	FAZENDA CHAVAL – CE	30
4.1.1.	Localização do imóvel	30
4.1.2.	Locação e orientação dos módulos fotovoltaicos	31
4.1.3.	Irradiação do local	32
4.1.4.	Análise do consumo de energia elétrica	34
4.2.	FAZENDA BARROQUINHA – CE	36
4.2.1.	Localização do imóvel	36
4.2.2.	Locação e orientação dos módulos fotovoltaicos	36
4.2.3.	Irradiação do local	37
4.2.4.	Análise do consumo de energia elétrica	38
5.	DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	41
5.1.	CASO 1: FAZENDA CHAVAL – CE	41
5.1.1.	Compensação de energia	41
5.1.2.	Quantidade de módulos fotovoltaicos	42
5.1.3.	Dimensionamento do inversor	44
5.1.4.	Divisão das <i>strings</i>	45
5.1.5.	Arranjo fotovoltaico	49

5.1.6.	Condutores	50
5.1.6.1.	Condutor CC	50
5.1.6.1.1.	Critério de corrente	51
5.1.6.1.2.	Critério de queda de tensão	52
5.1.6.2.	Condutor CA	54
5.1.7.	Proteções	56
5.1.7.1.	Proteção CC	56
5.1.7.2.	Proteção CA	57
5.2.	CASO 2: FAZENDA BARROQUINHA – CE	58
5.2.1.	Compensação de energia	58
5.2.2.	Quantidade de módulos fotovoltaicos	60
5.2.3.	Dimensionamento do inversor fotovoltaico	61
5.2.4.	Divisão das strings	62
5.2.5.	Arranjo fotovoltaico	65
5.2.6.	Condutores	66
5.2.6.1.	Condutor CC	66
5.2.6.1.1.	Critério de corrente	66
5.2.6.1.2.	Critério de queda de tensão	67
5.2.6.2.	Condutor CA	68
5.2.7.	Dimensionamento das proteções	69
5.2.7.1.	Proteção CC	69
5.2.7.2.	Proteção CA	69
5.2.8.	DPS	69
5.3.	SISTEMA DE MEDIÇÃO	70
6.	VIABILIDADE TÉCNICA	71
6.1.	CASO 1: CHAVAL - CE	71
6.1.1.	Software de simulação	71
6.1.2.	Instalação e manutenção	73
6.2.	Caso 2: Fazenda Barroquinha – CE	75
6.2.1.	Software de simulação	75
6.2.2.	Instalação e manutenção	76
7.	VIABILIDADE FINANCEIRA	79

7.1.	Caso 1: Fazenda Chaval – CE	79
7.2.	Caso 2: Fazenda Barroquinha - CE	80
8.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	82
8.1.	CASO 1: FAZENDA DE CHAVAL – CE	82
8.1.1.	Simulação SAM do SFVCR	83
8.2.	CASO 2: FAZENDA DE BARROQUINHA - CE	85
8.2.1.	Simulação SAM do SFVCR	87
8.3.	ÍNDICES DE MÉRITOS	89
9.	CONCLUSÃO	93
10.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94

1. INTRODUÇÃO

Devido ao seu clima tropical e alta insolação durante todo o ano, o Brasil tem grande potencial para o desenvolvimento de energia solar. Além disso, diversas iniciativas foram tomadas pelos setores público e privado para incentivar o uso da energia solar. Essas iniciativas incluem programas de incentivo à pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de geração de energia solar, bem como atividades de empresas especializadas na implantação de sistemas fotovoltaicos.

Apesar do enorme potencial de geração de energia solar no Brasil, ainda existem desafios que precisam ser superados, como a falta de infraestrutura para instalação de sistemas de geração distribuída em algumas áreas e a necessidade de maiores investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologia para produzir mais energia solar, energia acessível e eficiente. O consumo de energia está profundamente enraizado nas atividades humanas diárias e é fundamental para a prática de diversas atividades.

Um exemplo óbvio de alta demanda por energia elétrica é a carcinicultura ou a criação de tanques, que dependem de sistemas de aeração, filtragem e iluminação no tanque. Esses sistemas requerem um fornecimento contínuo de energia para manter as condições ambientais ideais para o desenvolvimento dos camarões. A aeração e a filtração são essenciais para manter a qualidade da água e garantir um ambiente saudável para os crustáceos. A aeração promove a circulação da água, distribui oxigênio e remove gases tóxicos, enquanto a filtração remove impurezas e partículas sólidas, mantendo a água limpa (Avnimelech & Ritvo, 2003). A iluminação, por sua vez, regula o ritmo circadiano do camarão e promove a reprodução.

Sistemas fechados de aeração são cada vez mais comuns na aquicultura moderna, oferecendo vantagens como controle mais preciso da qualidade da água e minimização de impactos ambientais negativos (Horowitz, 1991; Avnimelech & Ritvo, 2003). Esses sistemas geralmente consistem em tanques interligados por um sistema de circulação de água e são adequadamente tratados por meio de aeração e filtração. No entanto, também exigem maior investimento em equipamentos e conhecimentos técnicos. As Figuras 1 e 2 ilustram sistemas utilizados recentemente.

Figura 1- Aeradores superficiais.



Fonte: H₂O Engenharia

Figura 2-Difusores.



Fonte: H₂O Engenharia

Dadas as elevadas exigências energéticas destes dispositivos, deve ser enfatizado que a energia eléctrica pode impor custos significativos aos produtores e podem ocorrer perturbações. Neste caso, a energia solar torna-se uma alternativa viável, com vantagens como menores custos de energia eléctrica e independência da rede tradicional.

O sistema de microgeração de energia solar pode ser instalado nos próprios viveiros de camarões, aproveitando a maior insolação da área da carcinicultura. Esses sistemas utilizam painéis fotovoltaicos para converter energia solar em eletricidade e podem ser dimensionados de acordo com as necessidades energéticas locais, permitindo o uso de energia limpa e renovável nos sistemas de aeração, filtragem e iluminação do tanque.

No Brasil, a carcinicultura é uma atividade de grande importância econômica e social, beneficiando-se de um extenso litoral e de ricos recursos naturais que favorecem o desenvolvimento de crustáceos tanto em ambientes marinhos quanto de água doce. A produção

é destinada principalmente ao mercado interno, que tem uma demanda crescente pelo produto. Em 2019, a produção nacional de camarão atingiu aproximadamente 54,3 mil toneladas, sendo *Litopenaeus vannamei* a espécie dominante, principalmente no Nordeste, respondendo por aproximadamente 99,6% da produção nacional, sendo o Ceará responsável por quase 31% (IBGE, 2020).

Além disso, o camarão brasileiro é reconhecido internacionalmente pela sua qualidade e é exportado para diversos países, gerando empregos e renda para comunidades costeiras e contribuindo para a redução da pobreza e da desigualdade social (Sampaio & Costa, 2003).

1.1. Objetivos Gerais

Apresentar alternativas sustentáveis para a geração de energia elétrica em cativeiros de camarões, por meio da implementação de um sistema de microgeração de energia solar.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O emprego da energia solar tem crescido consideravelmente nos últimos anos, especialmente em meio à crescente preocupação com a sustentabilidade e à busca por fontes de energia limpas e renováveis. A energia solar, sendo uma fonte inesgotável, apresenta uma gama diversificada de aplicações, sendo a microgeração de energia uma delas.

A microgeração de energia constitui uma modalidade de produção elétrica em pequena escala, utilizando fontes renováveis e distribuídas geograficamente, tais como a energia solar. Essa modalidade tem se destacado por sua eficácia e por representar uma alternativa viável para reduzir a dependência de fontes energéticas não renováveis. A tecnologia que se sobressai tanto na geração centralizada (GC) quanto na distribuída (GD) é a solar fotovoltaica, conforme reportado pelo *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21, 2017) e ratificado por Nascimento (2017), expandindo-se de forma globalmente significativa.

Segundo Bezerra (2021), o Brasil possui capacidade instalada de geração solar fotovoltaica equivalente a 8,9 GW. A distribuição é realizada principalmente em projetos de geração centralizada e distribuída, com um total de 3,3 GW e 5,6 GW respectivamente. A presença no Nordeste é particularmente grande, respondendo por aproximadamente 70,7% dos projetos fotovoltaicos centralizados e 18,9% da geração distribuída. Na referida região, o Ceará, com 3,6%, e a Bahia, com 3,4%, se destacam no segmento distribuído de mini e microgeração. Em termos de produção solar centralizada, o Piauí tem 31,3% e a Bahia, 23,7%.

2.1. Geração de energia fotovoltaica

O princípio de geração de energia fotovoltaica reside na conversão da luz solar em eletricidade (LANA, 2015). Este processo é efetuado por intermédio de células fotovoltaicas, dispositivos eletrônicos confeccionados a partir de materiais semicondutores capazes de captar fótons de luz solar e gerar uma corrente elétrica. Tais células são predominantemente constituídas de silício, o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre e um dos semicondutores mais difundidos. Existem três categorias de tecnologias de células solares fotovoltaicas fundamentadas em silício: as de silício cristalino, silício policristalino e silício amorfo (MACHADO, 2015).

As células de silício cristalino compõem-se de cristais de silício de elevada pureza, demonstrando uma eficiência superior às células de silício amorfo, embora incorram em custos de produção mais elevados. Por outro lado, as células de silício amorfo são constituídas por

uma fina camada de silício depositada sobre um substrato, comumente de vidro ou plástico.

Outros materiais estão sendo objeto de pesquisa para a produção de células solares fotovoltaicas, tais como o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre e índio (CIS), o dissulfeto de molibdênio (MoS₂) e a perovskita (MACHADO, 2015). Estes materiais evidenciam potencial para aprimorar a eficiência e reduzir os custos associados à energia solar fotovoltaica.

Adicionalmente, na confecção dos painéis fotovoltaicos, são empregados materiais metálicos, a exemplo do alumínio e do cobre, bem como materiais poliméricos, como o encapsulante de polietileno tereftalado (PET), responsável por resguardar as células solares contra a umidade e os efeitos dos elementos atmosféricos.

A escolha do material do painel fotovoltaico afeta a eficiência da conversão de energia solar em eletricidade, o custo de produção e a durabilidade do sistema fotovoltaico. A indústria solar fotovoltaica continua a evoluir e a desenvolver novos materiais e tecnologias para melhorar a eficiência, reduzir custos e aumentar a vida útil dos painéis solares.

O painel fotovoltaico é um dispositivo eletrônico que converte a energia luminosa do sol em energia elétrica utilizável. O princípio de funcionamento do painel fotovoltaico é baseado no efeito fotoelétrico, descoberto por Albert Einstein em 1905. O efeito fotoelétrico ocorre quando um fóton (partícula de luz) incide em um material semicondutor, como o silício, e transfere energia suficiente para liberar um elétron, que pode ser utilizado para produzir corrente elétrica (MARQUES, 2009).

2.2. Painéis fotovoltaicos

Para melhorar a eficiência, múltiplas células são conectadas em série e em paralelo para formar módulos, e os módulos são então agrupados em série ou em paralelo para formar painéis solares. Esses módulos são conectados em série para formar cadeias e grupos, formando assim um circuito. Essas séries são conectadas em paralelo para formar um sistema fotovoltaico completo. É fundamental que todos os módulos em um arranjo sejam consistentes em tipo e especificações elétricas (como corrente máxima e tensão de circuito aberto) para maximizar a potência produzida. Diferenças entre módulos podem limitar a corrente através da unidade mais fraca, reduzindo assim a potência total do arranjo e causando desequilíbrio no sistema, resultando em perda de energia e possíveis danos (CARNEIRO, 2010).

A configuração em paralelo, por outro lado, mantém constante a tensão enquanto soma as correntes dos módulos, sendo ideal para sistemas que buscam aumentar a corrente disponível,

como em instalações onde a potência do inversor é limitada. Aplicada em situações que requerem correntes e potências mais elevadas, essa configuração é determinante para a eficiência do painel solar, influenciada por fatores como a qualidade das células fotovoltaicas, intensidade e qualidade da luz solar, temperatura ambiente, e a orientação e inclinação do painel em relação ao sol (CARNEIRO, 2010). A Figura 3 ilustra um módulo fotovoltaico.

Figura 3-Módulo fotovoltaico.



Fonte: Próprio Autor

2.3. Inversores

Os inversores fotovoltaicos representam dispositivos eletrônicos cuja função é converter a corrente contínua (CC), proveniente dos painéis solares, em corrente alternada (CA), compatível com os equipamentos elétricos convencionais. O princípio de operação dos inversores fotovoltaicos se baseia no emprego de circuitos eletrônicos que realizam a mencionada conversão de corrente elétrica. Assim, torna-se necessário efetuar a conversão da corrente contínua, gerada pelos painéis solares, em corrente alternada (URBANETZ, 2012).

O mencionado equipamento utiliza circuitos eletrônicos para realizar essa conversão, convertendo a energia CC gerada pelos painéis em energia CA com frequência e tensão adequadas para utilização pelos equipamentos elétricos. Eles utilizam técnicas como modulação por largura de pulso ou modulação por amplitude para ajustar a amplitude e largura dos pulsos elétricos e gerar formas de onda apropriadas (AKHTER, 2008). Além disso, esses dispositivos

possuem sistemas de proteção contra sobrecargas, curtos-circuitos e oscilações de tensão de alimentação, garantindo a segurança do usuário e a integridade do dispositivo.

Pesquisas indicam que os inversores mais eficientes podem alcançar eficiência superior a 98%. Um fator chave na seleção de um inversor fotovoltaico é a faixa de tensão operacional, que deve ser compatível com a faixa de tensão produzida pelos painéis solares para maximizar a eficiência do sistema.

Também é importante considerar a capacidade do inversor de suportar picos de carga, que ocorrem em períodos de maior demanda de energia. A demanda de energia pode variar significativamente ao longo do dia e os inversores que não conseguem suportar essas mudanças podem funcionar mal ou sofrer danos. Portanto, é necessário selecionar um inversor com capacidade de sobrecarga suficiente, que é especificada pelo fabricante e expressa como percentual da capacidade nominal do dispositivo.

A capacidade de sobrecarga é especialmente importante ao alimentar cargas que exigem picos de corrente elevados, como motores elétricos e equipamentos de soldagem. Nestes casos, é necessário selecionar um inversor com maior capacidade de sobrecarga para garantir o desempenho adequado do sistema (OLIVEIRA, 2022). A Figura 4 mostra um exemplo de inversor fotovoltaico.

Figura 4-Inversor solplanet.



Fonte: Sou Energy

2.4. Sistemas fotovoltaicos conectado à rede

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) são aqueles que geram energia elétrica a partir da conversão da energia solar em eletricidade e a distribuem diretamente para a rede elétrica convencional, sem a necessidade de armazenamento em baterias. Esses sistemas são compostos basicamente por painéis solares, inversor de frequência e dispositivo de proteção e controle, além de um medidor bidirecional que registra a quantidade de energia gerada e

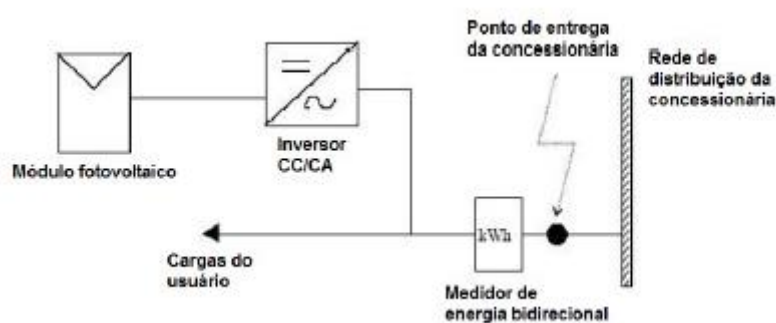
injetada na rede elétrica.

Uma vantagem significativa do SFVCR é que o excedente de energia gerado pode ser injetado na rede das concessionárias de energia elétrica. Esse processo, conhecido como “compensação de energia”, permite que o excesso de energia gerada, mas não consumida, seja enviado automaticamente para a rede, recebendo assim créditos que reduzem a conta de luz do usuário (PORTAL SOLAR, 2019).

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu a regulamentação para a geração distribuída através da Resolução Normativa nº 482/2012, que foi atualizada posteriormente pela Resolução Normativa nº 687/2015. Desde então, houve um aumento significativo no número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) no Brasil, principalmente em residências, estabelecimentos comerciais e industriais (ANEEL, 2012).

A energia solar fotovoltaica já é considerada uma das fontes mais limpas e seguras de energia elétrica, além de ser uma alternativa para redução de custos com energia elétrica, contribuindo para sustentabilidade e para a preservação do meio ambiente. No entanto, é importante destacar que a instalação de SFVCR deve ser realizada por profissionais qualificados e seguindo as normas técnicas e de segurança estabelecida pelas autoridades competentes. A Figura 5 representa o esquema de funcionamento de um SFVCR.

Figura 5-Esquema de funcionamento de um SFVCR utilizando o medidor bidirecional



Fonte: Adaptação de (Zumarán,2000)

2.5. Sistemas fotovoltaicos não conectado à rede ou isolado

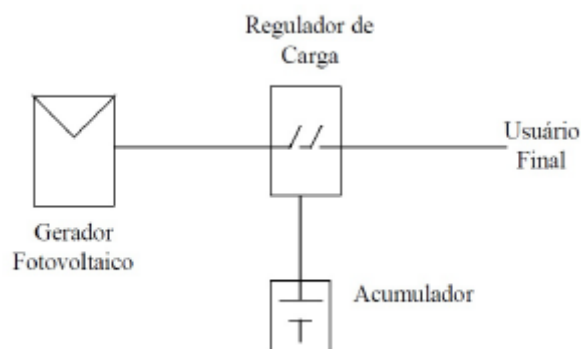
Os sistemas fotovoltaicos não conectados à rede (SFVNCR), também conhecidos como sistemas isolados, são sistemas de geração de energia elétrica a partir de painéis solares que não estão conectados à rede elétrica convencional. Eles são geralmente utilizados em locais remotos, onde não há acesso à rede elétrica, ou em locais onde a conexão à rede é difícil ou

muito cara (STROM BRASIL,2018).

Existem diversos tipos de SFVNCR, desde sistemas simples utilizados em residências e pequenas propriedades rurais até sistemas mais complexos utilizado em grandes instalações, como parques eólicos e estações de telecomunicações. Um dos principais benefícios dos sistemas fotovoltaicos não conectados à rede é a autonomia energética que eles oferecem. Eles são capazes de fornecer energia elétrica mesmo em locais remotos ou em emergências, como apagões ou desastres naturais. Além disso, esses sistemas são ecologicamente corretos, pois utilizam uma fonte de energia limpa e renovável.

Esse tipo de sistema é dividido em dois tipos de autônomos: com ou sem armazenamento. Aplicações com armazenamento é possível citar o carregamento de baterias de veículos elétricos, iluminações públicas e pequenos aparelhos portáteis (VILLALVA & GAZOLI,2012). Em aplicações sem armazenamento, cita-se a frequente utilização em bombeamento de água, já que não é utilizado armazenamento de energia (PEREIRA & OLIVEIRA,2011). A Figura 6 representa o esquema de um SFVNCR.

Figura 6-Esquema de um SFVNC (isolado) com método de armazenamento utilizado em locais sem redes de distribuição das concessionárias



Fonte: (Zumarán,2000)

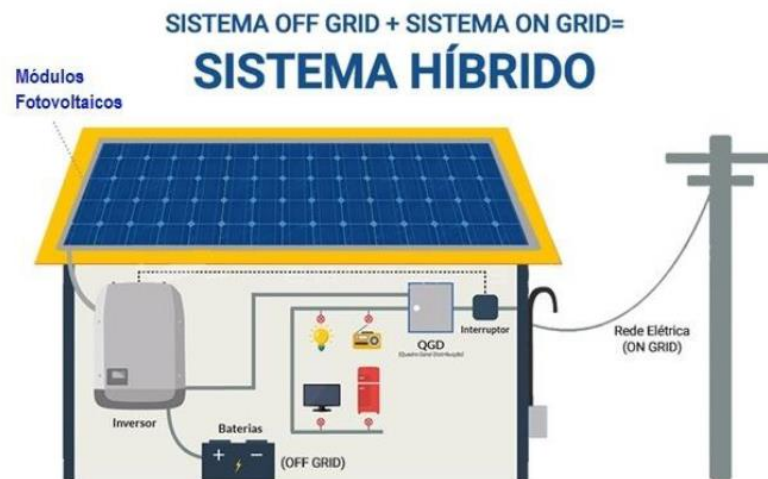
2.6. Sistemas fotovoltaicos híbridos

Esse sistema combina elementos do sistema *off-grid* e do sistema *on-grid*, permitindo seu funcionamento tanto conectado à rede elétrica quanto em conjunto com um sistema de armazenamento de energia independente. Dessa forma, o sistema solar híbrido oferece vantagens em termos de economia e confiabilidade, pois é capaz de operar mesmo em situações de interrupção no fornecimento de energia (OCA SOLAR ENERGIA, 2021).

Esses sistemas proporcionam uma solução flexível e economicamente viável para a geração de energia limpa e renovável. São especialmente indicados para regiões remotas ou

áreas sujeitas a fornecimento de energia instável, bem como para proprietários de residências e empresas que almejam diminuir sua dependência da rede elétrica convencional. A Figura 7 representa o esquema do sistema híbrido.

Figura 7-Esquema de um Sistema Híbrido.



Fonte: Oca Solar Energia (2021)

2.7. Fazendas de camarão e Índices de Méritos

As estruturas dedicadas à produção de camarões em reservatórios ou viveiros, chamadas de fazendas de carcinicultura, funcionam em condições controladas (Costa, 2013). Esse segmento da aquicultura concentra-se na criação de camarões, sendo que a água dos reservatórios é renovada durante a fase de engorda, empregando dispositivos que assegurem a pureza da água (Burford et al., 2003).

Com operação intensiva e contínua, principalmente o funcionamento de bombas d'água, sistemas de aeração e iluminação, as fazendas de camarão exigem um grande consumo de energia elétrica. Diante deste problema, a adoção da energia solar nessas fazendas contribui consideravelmente na redução das emissões de gases de efeito estufa e das faturas de energia.

A principal distinção entre uma casa comum e uma criação de camarões está na quantidade de energia utilizada, que é muito maior nas criações. Enquanto em uma casa comum a utilização de energia está ligada principalmente ao uso diário de eletrodomésticos e à iluminação, nas criações de camarões, além dessas fontes de consumo, há também a demanda energética dos sistemas de aeração, bombeamento de água, filtragem e iluminação específicos para o cultivo dos camarões.

Considerando o alto uso de energia, é fundamental realizar a avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico em fazendas de camarão. Para isso, são empregados indicadores

como a Produtividade (Y_F), Taxa de Desempenho (PR) e o Fator de Capacidade (FC), os quais analisam as propriedades dos materiais ou equipamentos considerando a eficiência na conversão de energia (Fusano, 2013).

O Índice de Produtividade (Y_F) é definido como a energia convertida por kW_p instalado em um determinado período, expresso na Equação 1.

$$Y_F = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência de Pico}} \quad (1)$$

A taxa de desempenho ou *Performance Ratio* quantifica as perdas globais ocorridas no sistema devido a ineficiência do inversor, às perdas na fiação, temperaturas dos módulos, instalação incorreta do painel, sujeira e eventuais desligamentos. É definido entre a razão da produtividade do sistema e a produtividade de referência (Equação 2).

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2)$$

Onde a produtividade de referência é expressa na equação 3, que caracteriza a irradiação solar recebida no intervalo de dias contabilizado pela potência nominal do sistema. Com isso,

$$Y_R = \text{Potencia de pico} \times \text{Irradiação} \times \text{dias} \quad (3)$$

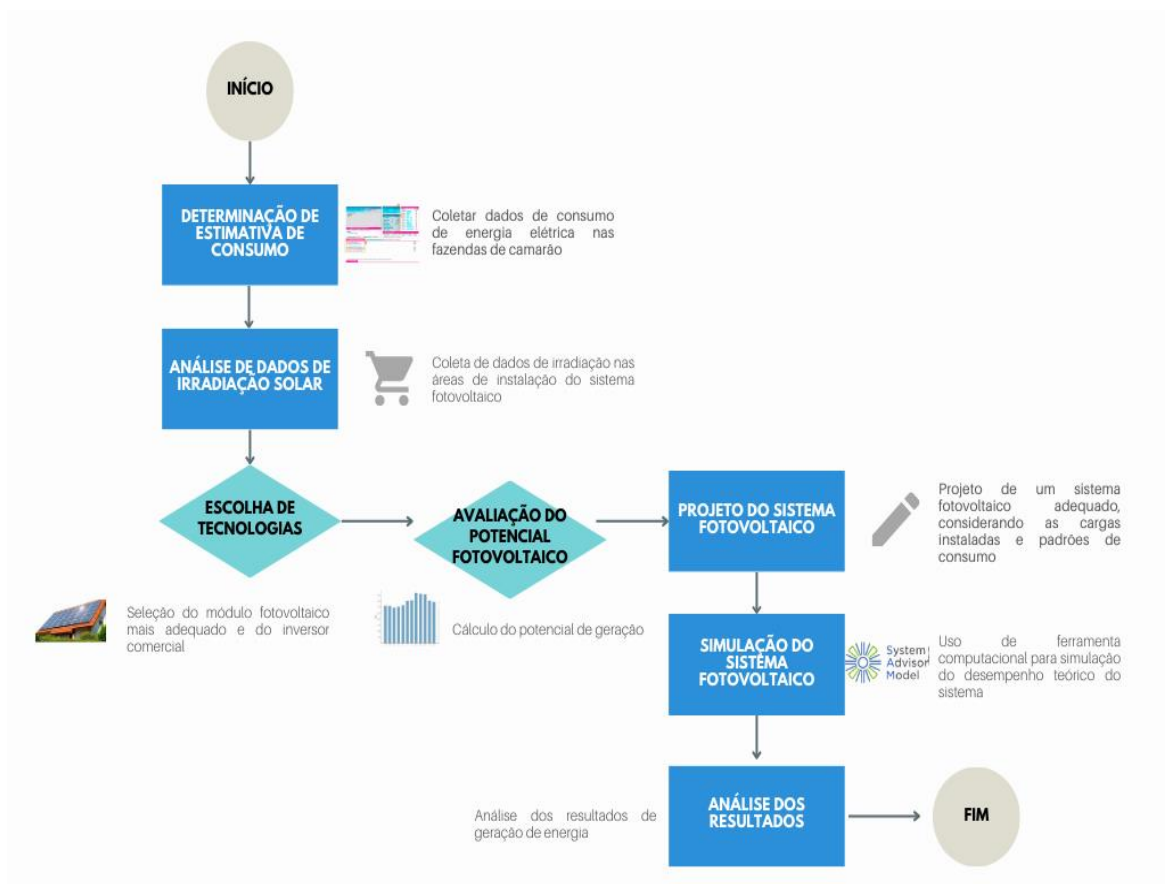
O Fator de Capacidade são frequentemente expressos como uma porcentagem e são usados para comparar a geração de energia de diferentes fontes de energia. É expressa como a relação entre a energia produzida pelo sistema pela potência nominal de forma contínua, 24 horas por dia, durante os dias de referência.

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência de Pico} \times 24 \times \text{dias}} \quad (4)$$

3. METODOLOGIA

A abordagem utilizada no estudo é quantitativa, iniciando com a coleta de informações através de pesquisas técnicas e teóricas sobre as demandas de energia das fazendas de camarão em cativeiro, em particular em duas fazendas localizadas em Chaval – CE e Barrquinha - CE, bem como a disponibilidade de luz solar em cada região. Após isso, é feita a seleção do painel fotovoltaico e do inversor mais adequado para cada contexto. O passo seguinte consiste na análise do potencial de geração de energia solar. Através dos dados obtidos, utilizando o software de simulação System Advisor Model (SAM), são analisados os resultados de geração de eletricidade do sistema fotovoltaico. Por fim, é produzido um relatório conclusivo contendo as principais considerações e sugestões para a instalação de sistemas de geração de energia solar em pequena escala nas fazendas de camarão. A Figura 8 apresenta o fluxograma da metodologia aplicada.

Figura 8- Fluxograma de etapas de implementação do sistema fotovoltaico



Fonte: Próprio Autor

4. ESTUDOS DE CASOS

4.1. FAZENDA CHAVAL – CE

4.1.1. Localização do imóvel

A fazenda de carcinicultura é localizada no interior de Chaval, cidade localizada no litoral oeste do Ceará, a cerca de 370km de Fortaleza, no logradouro Fazenda Salgado Grande na estrada Chaval/Passagem, cujo CEP - 62420-000. A região é conhecida por ser um importante polo de produção de camarão, com diversas empresas de grande porte atuando na região.

A Figura 9 representa imagem aérea da fazenda, com coordenadas geográficas de Latitude 3°04'16.3"S e Longitude 41°13'52.7"O (-3.071200; -41,231306).

Figura 9- Vista superior da Fazenda de Cultivo de Carcinicultura.



Fonte: Autoria Própria.

Para a implementação de sistemas de microgeração de energia solar em cativeiros de camarão, é importante considerar a localização do cativeiro, bem como a disponibilidade de radiação solar na região. Como a cidade está localizada próxima à linha do Equador, apresenta uma grande incidência de radiação solar ao longo do ano, o que é uma vantagem para a geração de energia solar.

A região possui uma topografia relativamente plana, o que é favorável à instalação de painéis solares, pois minimiza a necessidade de grandes terraplanagens e permite a orientação mais eficaz dos painéis para maximizar a captação da radiação solar. A falta de altura significativa e a ausência de obstáculos naturais, como árvores ou edifícios altos, contribuem para a exposição solar ideal ao longo do dia, garantindo uma elevada eficiência na produção de energia solar.

Outro fator importante a ser considerado é a distância entre o cativeiro e a rede elétrica.

Caso o cativeteiro esteja localizado em uma área afastada da rede elétrica, será necessário considerar os custos e a viabilidade da conexão à rede, ou a implementação de um sistema autônomo de armazenamento de energia, o que não é o caso descrito.

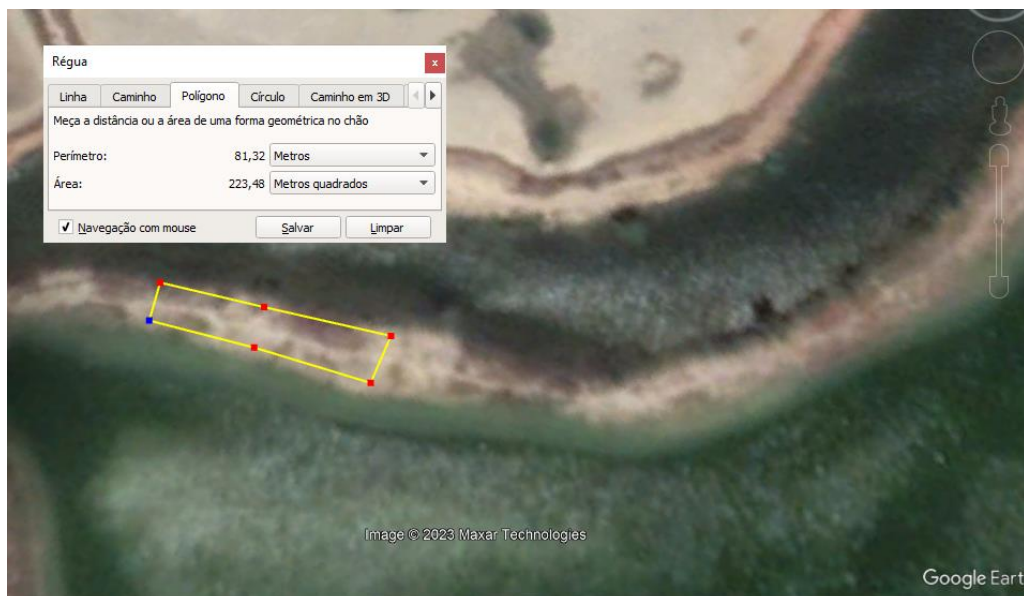
4.1.2. Locação e orientação dos módulos fotovoltaicos

A locação e orientação dos módulos fotovoltaicos são fatores importantes a serem considerados para a eficiência e rentabilidade da instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil. A inclinação do terreno, que deve estar dentro do intervalo recomendado para maximizar a captura de radiação solar pelos painéis solares. Além disso, no hemisfério sul, os módulos fotovoltaicos devem ser orientados para o norte, garantindo uma exposição ideal à radiação solar ao longo do dia.

De acordo com DI SOUZA(20), o ângulo de inclinação ideal para um sistema fotovoltaico varia de acordo com a localização geográfica e o tipo de sistema instalado. No Brasil, é comum adotar o ângulo de inclinação igual à latitude do local para obter o melhor desempenho do módulo solar. É importante notar que uma inclinação menor do que 10° não é recomendada, pois prejudica a autolimpeza dos módulos.

Considerando a superfície na qual os módulos fotovoltaicos serão instalados, é perceptível uma extensa área disponível para a alocação dos painéis. Nesse contexto, na Figura 10 é apresentada a disposição planejada, que abrange um perímetro de aproximadamente 81 metros, correspondendo a uma área estimada de 223,48 metros quadrados.

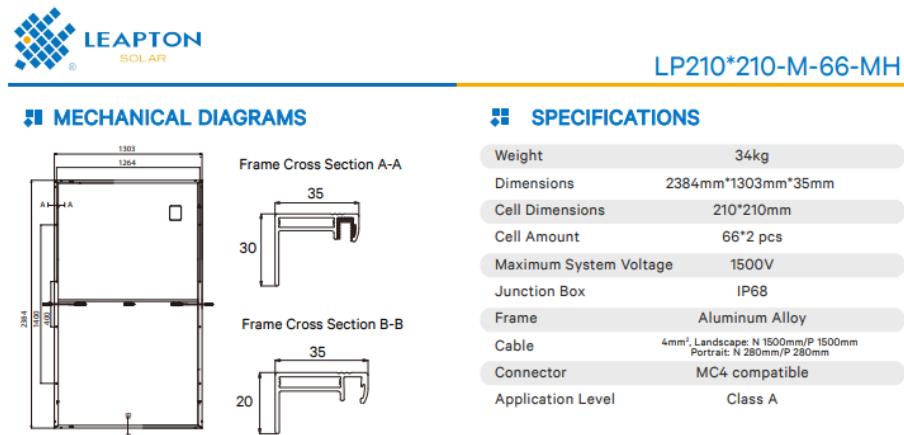
Figura 10- Área designada para a instalação dos módulos



Fonte: Próprio Autor, com auxílio da ferramenta Google Earth 2023

Para o sistema fotovoltaico em referência, optou-se pelo módulo *LEAPTON MONO HALF-CELL 665W*, produzido pela Lepton Solar, que apresenta uma potência nominal de 665Wp e abrange uma área de 3,106m² (1,303 m de largura por 2,384 m de comprimento), conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11- Dimensões do módulo fotovoltaico



Fonte: Sou Energy

4.1.3. Irradiação do local

As informações obtidas sobre radiação do local em questão, foram retiradas do site CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) que tem como objetivo principal promover o uso da energia solar e eólica no país, destacando-se na medição e avaliação da irradiação solar em diferentes regiões do Brasil. Isso é importante porque a quantidade de energia solar disponível em um determinado local pode variar de acordo com fatores como latitude, longitude, cobertura de nuvens e poluição atmosférica, entre outros.

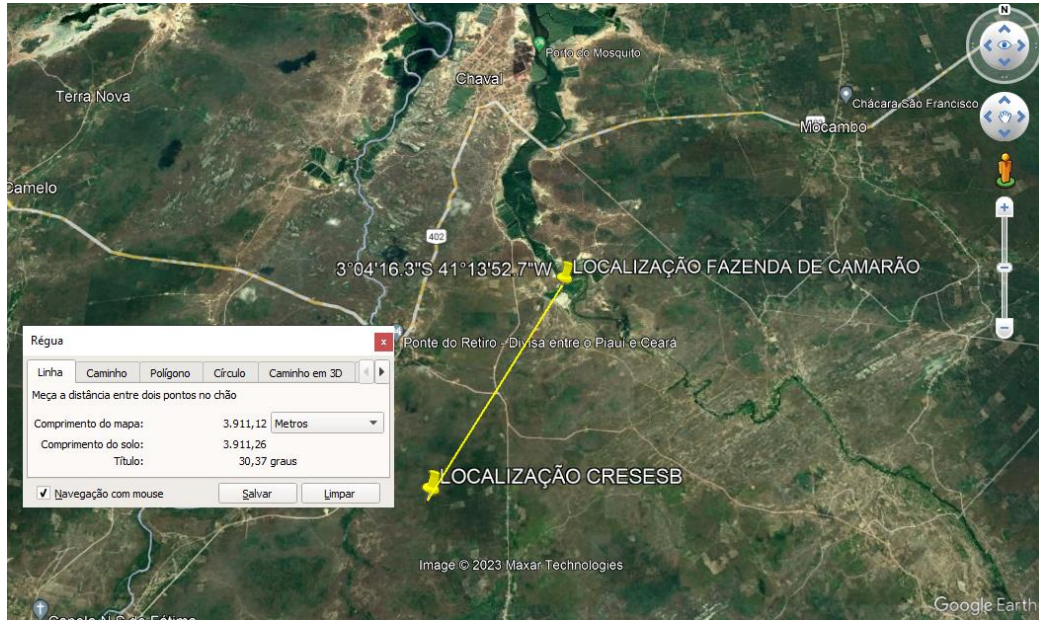
No caso específico da Fazenda Salgado Grande, localizada na estrada que liga Chaval a Passagem, é importante avaliar a quantidade de radiação solar que incide na região para determinar a viabilidade da instalação de um sistema de energia solar.

Foi inserido as coordenadas do local em estudo, Latitude 3°04'16.3"S e Longitude 41°13'52.7"O, no sistema CRESESB, foi possível obter a localização mais próxima da área em questão. Foi alcançado as coordenadas Latitude 3,101°S e Longitude 41,249°O, distante 3,9 km de distância da Fazenda, de acordo com a Figura 12.

A região do Chaval, no Ceará, destaca-se pela alta incidência de radiação solar durante todo o ano, com média anual de cerca de 5.630 Wh/m² por dia e inclinação de 3°N. Situada numa zona de clima tropical, a fazenda está inserida numa zona onde a temperatura média anual é elevada, muitas vezes acima dos 25°C. Este ambiente quente e ensolarado é ideal para a

produção de energia solar, pois proporciona longos períodos de exposição direta à radiação solar durante todo o ano, promovendo a eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 12-Distância da localização da fazenda de camarão(estudo) para a localização CRESESB (referência)



Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta Google Earth.

Por meio da Figura 13, é possível verificar a inclinação solar (marcado em verde) e a irradiação solar diária média mensal (marcado em vermelho) e o Gráfico 1 refere-se à Irradiação Solar no Plano Inclinado.

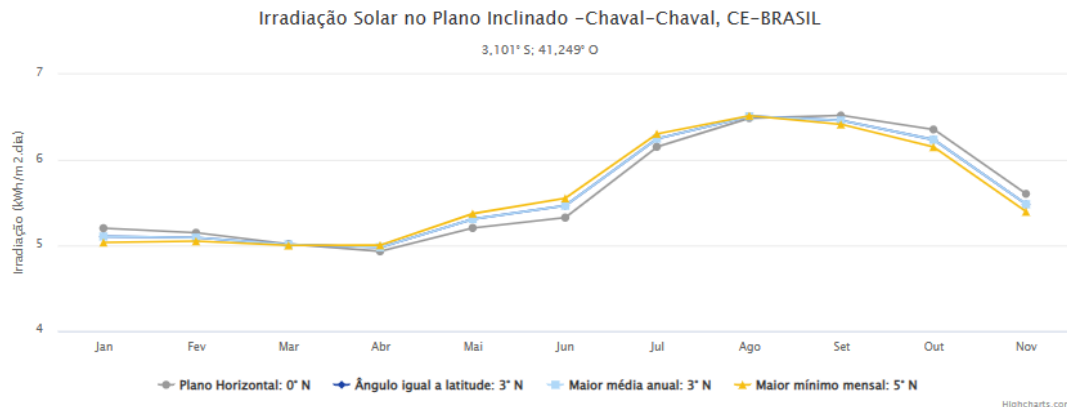
Figura 13- Irradiação solar diária mensal e inclinação.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Chaval
Município: Chaval , CE - BRASIL
Latitude: 3,101° S
Longitude: 41,249° O
Distância do ponto de ref. (3,071111° S; 41,231111° O): 3,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,20	5,15	5,02	4,93	5,21	5,33	5,52	6,15	6,49	6,52	6,36	5,80	5,62	1,59
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	3° N	5,11	5,09	5,01	4,98	5,31	5,47	5,65	6,25	6,51	6,46	6,24	5,48	5,63	1,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	3° N	5,11	5,09	5,01	4,98	5,31	5,47	5,65	6,25	6,51	6,46	6,24	5,48	5,63	1,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	5° N	5,04	5,05	5,00	5,00	5,37	5,55	5,73	6,31	6,52	6,41	6,15	5,39	5,63	1,52

Fonte: CRESESB 2023

Gráfico 1-Irradiação Solar no Plano Inclinado

Fonte: CRESESB 2023

É fundamental levar em conta que as orientações específicas podem diferir de acordo com a região, o tipo de módulo solar e as condições ambientais locais. Por essa razão, é recomendado buscar informações precisas sobre o ângulo de inclinação mais adequado para um sistema fotovoltaico específico por meio de consulta a manuais de projeto, guias técnicos atualizados ou o auxílio de profissionais especializados. Dessa forma, é possível obter diretrizes personalizadas que considerem as características e requisitos particulares de cada instalação. Para fazer o dimensionamento do sistema fotovoltaico em questão, foi utilizado o valor de 5,63 kWh/m².dia.

4.1.4. Análise do consumo de energia elétrica

A princípio do processo, foram analisadas as faturas de eletricidade emitidas pela ENEL para a propriedade em estudo. O principal propósito da pesquisa consistiu em levantar dados que evidenciassem o consumo de energia das atividades produtivas, visando adequar o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) capaz de suprir as demandas energéticas requeridas.

O propósito fundamental deste projeto consistiu em suprir a demanda por consumo ativo em momentos fora de ponta e em ponta. Estabeleceu-se a média mensal de consumo fora do horário de ponta, a qual totalizou 3.011,75 kWh e para o consumo no horário de ponta foi de 289,08kWh, conforme a Tabela 1. Este dado será essencial para o dimensionamento do sistema fotovoltaico em questão.

Por se tratar de uma atividade de aquicultura, modalidade A4, ou seja, tensão de conexão maior ou igual a 2,3kV e menor ou igual a 25kV, que no caso em questão será 13,8kV. (Resolução ANEEL nº 1000/2021). A ENEL disponibiliza a dupla tarifa, ou seja, há uma

variação na tarifa da energia elétrica de acordo com o horário. Pelo fato da residência possuir um transformador de 112,5 kVA, foi realizado a mudança tarifária para unidade consumidora se enquadrar como consumidor “B Optante”, onde irá passar a ser tarifado em um plano diferente, com base em suas necessidades de consumo e perfil de demanda.

É importante mencionar que conforme definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2010, o conceito de “custo mínimo de disponibilidade” é aplicado pelas concessionárias, resultando em custos adicionais de consumo aplicado ao imóvel de acordo com o tipo de ligação elétrica instalada. Esta taxa é estabelecida de acordo com os regulamentos da ANEEL e visa cobrir os custos mínimos associados à disponibilidade de infraestrutura elétrica para atender a diferentes tipos de necessidades que independentemente de quanta energia o consumidor usa, há custos fixos associados à manutenção da infraestrutura e capacidade de atendimento da usina. Esses custos incluem a operação, manutenção e investimentos necessários para manter a rede elétrica em boas condições e atender às necessidades dos consumidores.

Em particular, são cobrados 30 kWh a mais de consumo para conexões monofásicas. Para ligações bifásicas, este valor aumenta para 50 kWh, enquanto para ligações trifásicas, como esta fazenda, o valor adicional é de 100 kWh. Essas informações são essenciais para entender as cobranças associadas ao tipo de conexão e fazer o correto dimensionamento do sistema solar.

Assim, o levantamento das faturas de energia elétrica realizado pela ENEL nas propriedades desempenha um papel fundamental na coleta de informações, a partir das quais é possível calcular o consumo real de energia e possibilitar o correto dimensionamento do sistema de energia solar. Essa etapa é fundamental para garantir que o SFVCR seja projetado para atender adequadamente a demanda energética, contribuindo para a viabilidade técnica e financeira do projeto.

Tabela 1- Consumo de ponta e fora ponta.

MÊS	FORA PONTA (kWh)	PONTA (kWh)
fev/22	1.977	246
mar/22	2.015	522
abr/22	2.344	348
mai/22	1.733	165
jun/22	2.127	282

jul/22	2.708	321
ago/22	3.143	180
set/22	3.206	189
out/22	4.230	661
nov/22	3.874	171
dez/22	4.281	207
jan/23	4.503	177
MÉDIA	3.011,75	289,0833
TOTAL	36.141	3.469

Fonte: Autoria Própria.

4.2. FAZENDA BARROQUINHA – CE

4.2.1. Localização do imóvel

A fazenda de camarão, situada no distrito de Bitupitá, Barroquinha – CE, cujo CEP 62410-000, localizada à aproximadamente 330km de Fortaleza, capital do estado do Ceará encontra-se em uma região privilegiada em termos de hidrografia devido à sua proximidade com o litoral. A Figura 14 representa a vista aérea da fazenda de camarão em questão, com coordenadas geográficas de Latitude $2^{\circ}55'43.18''S$ (-2.92866°) e Longitude $41^{\circ}14'16.75''O$ (-41.23798°).

Figura 14-Vista aérea da Fazenda Barroquinha - CE.

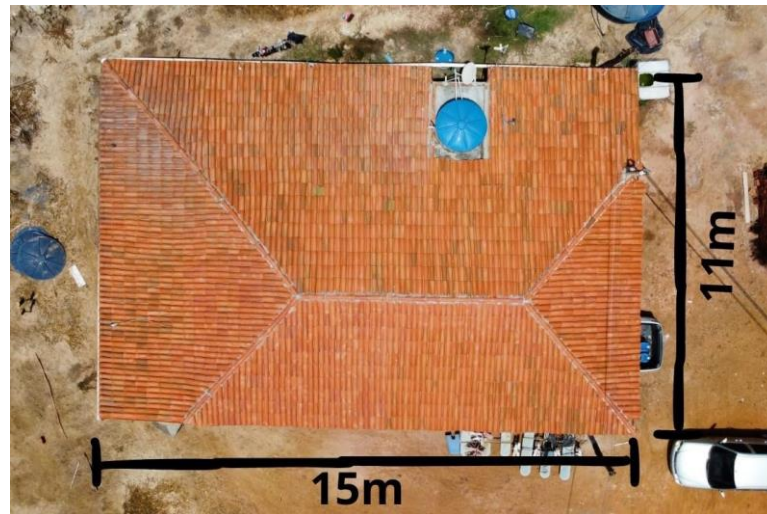


Fonte: Autoria Própria

4.2.2. Locação e orientação dos módulos fotovoltaicos

A área designada para a instalação do sistema solar, situada no teto da residência, abrange aproximadamente $165m^2$, conforme ilustrado na Figura 15.

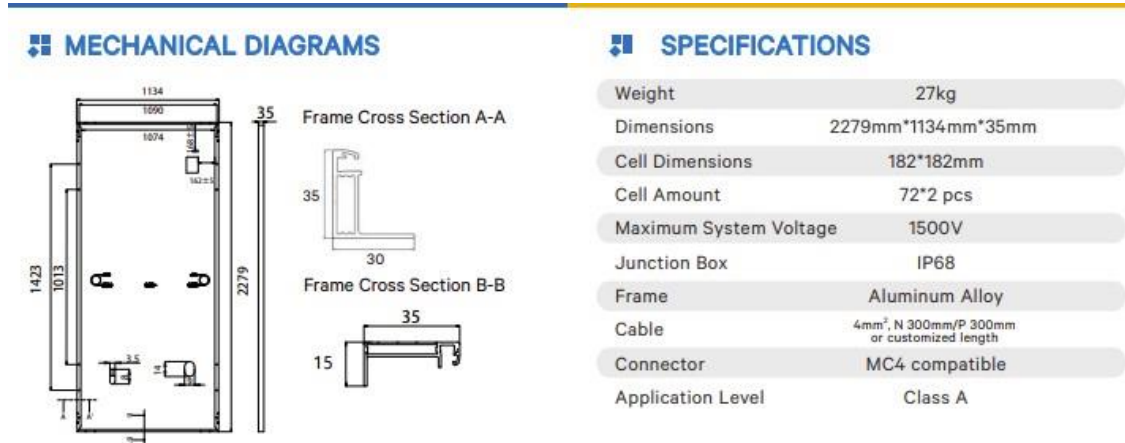
Figura 15-Dimensões da área designada para a instalação dos módulos.



Fonte: Aatoria Própria

Diante disso, optou-se pela seleção do módulo LEAPTON MONO HALF-CELL 550W, produzido pela Lepton Solar. Este módulo apresenta uma potência nominal de 550Wp e ocupa uma área de 2,584 m² (1,134m de largura por 2,279 m de comprimento). As especificações detalhadas do módulo em questão são observadas na Figura 16.

Figura 16-Dimensões do módulo LEAPTON MONO HALF-CELL 550W.



Fonte: Sou Energy

4.2.3. Irradiação do local

Assim como mencionado no item 4.1.3, as informações referentes à radiação solar do local em análise foram obtidas do site CRESESB. As coordenadas geográficas do local em questão, Latitude 2,92866° S e Longitude 41,237987° O, foram inseridas no portal do CRESESB, resultando na obtenção da localização mais próxima com as coordenadas Latitude 2,901° S e Longitude 41,249° O, distante aproximadamente 3,3 km da Fazenda, conforme

ilustrado na Figura 17.

Figura 17- Distância da localização da fazenda de camarão (Caso 2) para a localização CRESESB (referência).



Fonte: Autoria própria com auxílio da ferramenta Google Earth.

Na Figura 18, é perceptível a inclinação solar (destacada em verde) e a irradiação solar diária média mensal (indicada em vermelho), para fins de cálculo de dimensionamento. Será utilizada a média dos meses (assinalada em amarelo), sendo registrados 5,56 kWh/m².dia.

Figura 18-Irradiação solar diária mensal e inclinação da Fazenda de Camarão em Barroquinha - CE.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Barroquinha
 Município: Barroquinha , CE - BRASIL
 Latitude: 2,901° S
 Longitude: 41,249° O
 Distância do ponto de ref. (2,92866° S; 41,237987° O) :3,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,55	5,39	5,16	4,87	5,12	5,26	5,41	5,89	5,96	5,89	6,22	6,01	5,56	1,35
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	3° N	5,44	5,33	5,15	4,92	5,22	5,39	5,54	5,98	5,98	5,84	6,11	5,87	5,56	1,19
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	2° N	5,48	5,35	5,16	4,90	5,19	5,35	5,50	5,95	5,97	5,86	6,15	5,92	5,56	1,25
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	13° N	5,02	5,06	5,06	4,99	5,48	5,76	5,88	6,19	5,95	5,59	5,64	5,34	5,50	1,19

Fonte: CRESESB 2023.

4.2.4. Análise do consumo de energia elétrica

Mediante procedimento semelhante ao realizado no Caso 1, conforme descrito no subitem 4.1.4, procedeu-se à análise das faturas de energia referentes ao cliente em pauta nos últimos 12 meses. Durante essa análise, foram identificados os principais equipamentos responsáveis pelo consumo energético, constatando-se que esses equipamentos são essencialmente os mesmos utilizados no Caso 1, com o propósito de

suprir os consumos de ponta e fora ponta. Dentre eles, destacam-se as bombas de água, aeradores, sistemas de iluminação, aquecimento, filtragem e oxigenação. Os consumos faturados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2- Consumo faturado durante 12 meses na Fazenda de Barroquinha - CE.

MÊS/ANO	CONSUMO FORA DE PONTA (kWh)	CONSUMO DE PONTA (kWh)	DIAS
mai/22	2.537	183	30
abr/22	2.012	128	31
mar/22	3.105	258	32
fev/22	2.838	231	28
jan/22	3.125	195	29
dez/21	3.451	243	33
nov/21	2.617	143	29
out/21	3.302	186	32
set/21	2.743	191	30
ago/21	2.613	154	30
jul/21	2.717	191	32
jun/21	2.507	154	30
mai/21	2.736	182	29
TOTAL	36.303	2.439	-
MÉDIA	2.792,54	187,6157	-

Fonte: Autoria Própria.

Constata-se que para o consumo de Fora de Ponta calculado uma média de 2.792,538 kWh e para o consumo de Ponta foi de 187,6157 kWh.

Notou-se, nas faturas de energia analisadas, que a unidade consumidora está classificada no Grupo B, indicando uma conexão em tensão inferior a 2,3kV, e pertencente ao Subgrupo B1, modalidade branca e classe residencial (conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº1000/2021). Para essa categoria, são aplicadas três faixas tarifárias distintas: ponta, intermediária e fora de ponta.

- No horário de ponta, compreendido por um intervalo diário de 3 horas consecutivas, com exceção dos sábados, domingos e feriados nacionais;

- No horário intermediário, caracterizado por um período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optam pela Tarifa Branca. Esse período pode variar entre 1 hora e 1 hora e meia antes e depois do horário de ponta;

- No horário fora de ponta, correspondente às horas diárias consecutivas e

complementares ao horário de ponta e intermediário.

É válido mencionar que os horários de ponta, fora de ponta e intermediário, conhecidos como tarifas horo-sazonais, podem variar de acordo com a concessionária de energia e as regulamentações locais. Na jurisdição do estado do Ceará, a ENEL assume a responsabilidade pela distribuição de energia elétrica, adotando os seguintes horários típicos de tarifação:

- Horário de Ponta (P): Segunda-feira a Sexta-feira, das 17h30 às 20h30.
- Horário Fora de Ponta (FP): Segunda-feira a Sexta-feira, das 21h30 às 16h30 do dia seguinte, e durante todo o dia nos fins de semana e feriados.
- Horário Intermediário: Segunda-feira a Sexta-feira, das 16h30 às 17h30 e das 20h30 às 21h30.

5. DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

5.1. CASO 1: FAZENDA CHAVAL – CE

5.1.1. Compensação de energia

O dimensionamento de um sistema trifásico de microgeração solar é uma etapa crucial na concepção de um projeto sustentável voltado para suprir as demandas energéticas da carcinicultura. Com um consumo médio mensal de eletricidade de 3.011,75 kWh no horário de Fora de Ponta e 289,08 kWh no horário de Ponta como descrito no item 4.1.4, torna-se imperativo realizar a compensação, uma vez que a geração de energia ocorre durante o dia, quando a incidência de luz solar é mais intensa, ou seja, no horário fora de ponta. Essa dinâmica pode ser percebida como uma desvantagem, pois a produção de energia coincide com o período de tarifação mais baixa. Por esse motivo, torna-se essencial efetuar a compensação de acordo com o fator de correção estipulado pelas tarifas de energia nos períodos de ponta e fora de ponta.

O primeiro passo no processo de dimensionamento consiste em determinar o fator de Taxa de Ajuste para o subgrupo A4, modalidade Verde. Conforme a Figura 19, as tarifas de aplicação TE para os horários de ponta e fora de ponta equivalem, respectivamente, a 461,87 R\$/MWh e 283,38 R\$/MWh. Portanto,

$$TA \left(\frac{F.P}{P} \right) = \frac{\text{Tarifa Fora Ponta}}{\text{Tarifa Ponta}} \quad (5)$$

$$TA \left(\frac{F.P}{P} \right) = \frac{283,38 \text{ R\$/MWh}}{461,87 \text{ R\$/MWh}}$$

$$TA \left(\frac{F.P}{P} \right) = 0,6135$$

Feito esse cálculo, o próximo passo é definir a geração necessária, em kWh/mês.

$$\text{Geração}(kWh) = \text{Consumo Médio Fora Ponta} + \frac{\text{Consumo Média Ponta}}{TA \left(\frac{P}{FP} \right)} \quad (6)$$

$$\text{Geração}(kWh) = 3.011,75 + \frac{289,08}{0,6135}$$

$$\text{Geração}(kWh) = 3.011,75 + 471,198$$

$$\text{Geração}(kWh) = 3.482,948 \text{ kWh/mês}$$

Isso implica que, a fim de compensar os 289,08 kWh do período de Ponta, é necessário gerar um excedente de 471,198 kWh durante o intervalo Fora Ponta. Portanto, para atender a demanda, será necessário gerar um total de 3.482,948 kWh/mês.

Figura 19-Tarifa de Aplicação para o subgrupo A4 (ENEL - CE)

TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A (Enel CE).

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	14,94	52,32	461,09	14,40	52,36	475,43
			FP	10,43	52,32	282,61	9,76	52,36	290,02
	AZUL APE	NA	P	14,94	10,09	0,00	14,40	10,49	0,00
			FP	10,43	10,09	0,00	9,76	10,49	0,00
	SCEE - AZUL	NA	P	14,94	52,32	5,19	14,40	52,36	32,51
			FP	10,43	52,32	17,55	9,76	52,36	32,51
GERAÇÃO	NA	NA	18,20	0,00	0,00	19,43	0,00	0,00	
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	43,06	85,69	461,87	44,62	86,00	476,26
			FP	21,58	85,69	283,38	22,32	86,00	290,85
	AZUL APE	NA	P	43,06	30,10	0,00	44,62	31,30	0,00
			FP	21,58	30,10	0,00	22,32	31,30	0,00
	SCEE - AZUL	NA	P	43,06	85,69	5,97	44,62	86,00	33,35
			FP	21,58	85,69	18,33	22,32	86,00	33,35
	VERDE	NA	P	0,00	1.130,38	461,87	0,00	1.169,01	476,26
			FP	0,00	85,69	283,38	0,00	86,00	290,85
	VERDE APE	NA	P	0,00	1.074,80	0,00	0,00	1.114,31	0,00
			FP	0,00	30,10	0,00	0,00	31,30	0,00
	SCEE - VERDE	NA	P	0,00	1.130,38	5,97	0,00	1.169,01	33,35
			FP	0,00	85,69	18,33	0,00	86,00	33,35
	DISTRIBUIÇÃO	Equatorial PI	P	16,65	17,32	0,00	15,27	16,83	0,00
			FP	8,65	17,32	0,00	7,91	16,83	0,00
		Energisa PB	P	16,65	17,32	0,00	15,27	16,83	0,00
			FP	8,65	17,32	0,00	7,91	16,83	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	15,06	0,00	0,00	16,12	0,00	0,00

Fonte: ANEEL,2023

5.1.2. Quantidade de módulos fotovoltaicos

O passo subsequente consiste em determinar a quantidade de módulos necessários para gerar a energia requerida. Para realizar essa estimativa, é preciso avaliar a quantidade de energia gerada em kilowatt-horas (kWh) por 1 quilowatt-pico (kWp) instalado. Através da multiplicação da Horas de Sol Pleno (HSP) pelo número de dias, juntamente com o Fator de Forma, a fórmula proporciona uma estimativa da quantidade de energia gerada em kilowatt-horas para uma instalação de 1 kWp ao longo do período considerado.

O HSP representa as Horas de Sol Pico (5,63 kWh/m².dia de acordo com a Figura 13), indicando a média diária de horas de sol previamente mencionada, o número de dias (utiliza-se 30 dias), e o Fator de Forma, que considera a eficiência do sistema ao longo do tempo. Logo,

$$1kWp \text{ Geração} = HSP \times dias \times FF \quad (7)$$

O painel escolhido para a realização do dimensionamento é o módulo monocristalino *LEAPTON MONO HALF-CELL 665W*, produzido pela Leapton Solar, com uma potência

nominal de 665Wp, cujos parâmetros elétricos são detalhados na Figura 20. A partir disso, é possível determinar o Fator de Forma, um indicador da eficiência do sistema, por meio do módulo selecionado. A equação (8) o representa e é calculada mediante a relação entre a Tensão Nominal e a Corrente Nominal do módulo, dividida pela Tensão em Circuito Aberto e pela Corrente de Curto-Circuito. Dessa maneira,

$$FF = \frac{(Tensão\ Nominal\ x\ Corrente\ Nominal)}{(Tensão\ Circuito\ Aberto\ x\ Corrente\ Curto-Circuito)} \quad (8)$$

$$FF = \frac{(38,21V\ x\ 17,40A)}{(46,18V\ x\ 18,31A)}$$

$$FF = 0,78629$$

Definido esse parâmetro, é possível estimar a quantidade de energia gerada através da Equação (7).

$$1kWp\ Geração = 5,63kWh/m^2.\ dia\ x\ 30\ dias\ x\ 0,78629$$

$$1kWp\ Geração = 132,804\ kWh$$

Isso significa dizer, que 1 quilowatt-pico (kWp) irá gerar 132,804 kWh/mês.

Como mencionado, foi tomado como base o consumo médio de 3.482,948 kWh/mês. Para descobrir o valor da Potência em kWp, têm-se,

$$PkWp = \frac{Consumo\ Médio\ Desejado}{1kWp\ Geração} \quad (9)$$

$$PkWp = \frac{3.482,948}{132,804}$$

$$PkWp = 26,22\ kWp$$

Como foi selecionado o módulo *LEAPTON MONO HALF-CELL 665Wp*, para estimar a quantidade de módulos necessários, basta dividir pela potência de pico do módulo. Portanto,

$$Quantidade\ de\ Módulos = \frac{PkWp}{Ppicomódulo} \quad (10)$$

$$Quantidade\ de\ Módulos = \frac{26,22}{0,665}$$

$$Quantidade\ de\ Módulos = 39,42$$

Encerrando a análise, verifica-se a necessidade de incorporar **40 painéis** do modelo **LEAPTON MONO HALF-CELL 665Wp**, resultando em **uma potência de pico total de 26,60 kWp**. Esse dado é de suma importância para o correto dimensionamento do inversor.

Figura 20-Parâmetro Elétricos LEAPTON MONO HALF-CELL 665W

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC				
Power	650W	655W	660W	665W
Open Circuit Voltage	45.58V	45.78V	45.98V	46.18V
Short Circuit Current	18.16A	18.21A	18.26A	18.31A
Maximum Power Voltage	37.61V	37.81V	38.01V	38.21V
Maximum Power Current	17.28A	17.32A	17.36A	17.40A
Module Efficiency	20.92%	21.09%	21.25%	21.41%

Fonte: Sou Energy

5.1.3. Dimensionamento do inversor

O procedimento de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede baseia-se na seleção criteriosa do módulo e do conversor CC/CA que compõe o sistema. A interação entre a potência do inversor e a potência do gerador solar é chamada de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Este fator, definido como a relação entre potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV, representa uma variável crítica de projeto que pode ser avaliada por simulação numérica. Nesta simulação são utilizadas potências horárias de radiação e dados de temperatura, com o objetivo de alcançar a relação custo-benefício ideal de acordo com Pinho e Galdino (2014).

A revisão da literatura revela que os valores recomendados para o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) recomendados por fabricantes e instaladores variam entre 0,75 e 0,85 para as faixas inferiores, enquanto o limite superior é estabelecido em 1,05 (PINHO; GALDINO,2014).

Tomando como base esse contexto, é possível descobrir o FDI para o sistema fotovoltaico em questão. O inversor selecionado foi Inversor Trifásico SOLPLANET 20K-LT-G2-PRO, conforme a ficha técnica descrita na Figura 21.

$$FDI = \frac{\text{Potência em CA ativa do inversor}}{\text{Potência de Pico}} \quad (11)$$

$$FDI = \frac{22.000}{26.600}$$

$$FDI = \frac{22.000}{26.600}$$

$$FDI = 0,827$$

É válido concluir que o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) está dentro da faixa recomendada.

Figura 21- Ficha Técnica do Inversor SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO

Ficha técnica		ASW 8K-LT-G2-Pro	ASW 10K-LT-G2-Pro	ASW 12K-LT-G2-Pro	ASW 13K-LT-G2-Pro	ASW 15K-LT-G2-Pro	ASW 17K-LT-G2-Pro	ASW 20K-LT-G2-Pro	ASW 25K-LT-G2-Pro
Entrada (CC)	Potência máxima da matriz PV	12000 Wp STC	15000 Wp STC	18000 Wp STC	19500Wp STC	22500 Wp STC	25500 Wp STC	30000 Wp STC	37500 Wp STC
	Tensão de entrada máxima	1100 V							
	Intervalo de tensão MPPT / tensão nominal de entrada	150 V - 1000 V / 630 V							
	Tensão de entrada mínima (funcionamento)	125 V							
	Tensão de alimentação inicial	180 V							
	Corrente de entrada de funcionamento máxima	20 A / 16 A	20 A / 16 A	32 A / 20 A	32 A / 20 A	32 A / 20 A	32 A / 32 A	32 A / 32 A	40 A / 32 A
	Corrente de curto-circuito máxima	30 A / 25 A	30 A / 25 A	48 A / 30 A	48 A / 30 A	48 A / 30 A	48 A / 48 A	48 A / 48 A	60 A / 48 A
	Número de entradas MPPT independentes / strings por entrada MPPT	2 / A:1;B:1	2 / A:1;B:1	2 / A:2;B:1	2 / A:2;B:1	2 / A:2;B:1	2 / A:2;B:2	2 / A:2;B:2	2 / A:2;B:2
	Potência ativa nominal	8000 W	10000 W	12000 W	13000 W	15000 W	17000 W	20000 W	25000 W
	Potência CA ativa máxima	8800 W	11000 W	13200 W	14300 W	16500 W	18700 W	22000 W	27500 W
Saída (CA)	Tensão nominal CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V							
	Intervalo de tensão CA	160 V - 300 V							
	Frequência / intervalo da rede CA	50 Hz / 45 Hz - 55 Hz 60 Hz / 55 Hz - 65 Hz							
	Frequência nominal da rede / tensão nominal de rede	60 Hz / 220 V							
	Corrente de saída máxima	12.8 A	16 A	19.1 A	20.7 A	24 A	27.1 A	31.9 A	39.8 A
	Fator de potência à potência nominal	1							
	Fator de potência de deslocamento ajustável	0,9 ind a 0,9 cap							
	Fases de alimentação	3 / 3-N-PE							
Distorção harmônica (THD) à saída nominal	< 3 %								

Fonte: Sou Energy

5.1.4. Divisão das *strings*

Para uma segmentação adequada de *strings*, é importante considerar alguns aspectos cruciais. Dentre eles, destacam-se a potência máxima de entrada, a tensão máxima de entrada, a tensão de inicialização, a corrente máxima de entrada e a corrente de curto-circuito. Nesse contexto, faz-se necessário recorrer às informações contidas nas Figuras 20 e 21, as quais abordam o datasheet do módulo fotovoltaico e inversor empregados no sistema.

A Potência Máxima de Entrada refere-se à capacidade máxima de módulos que o inversor pode suportar. Para determinar a quantidade máxima de módulos, é estabelecida a relação entre a potência máxima de entrada do inversor (30.000 W_p) e a potência máxima de um módulo individual (665 W_p). Logo,

$$Qtd_{max.inversor} = \frac{P_{m\acute{a}x} (inversor)}{P_{max} (m\acute{o}dulo)} \quad (12)$$

$$Qtd_{max.inversor} = \frac{30.000 W_p}{665 W_p}$$

$$Qtd_{max.inversor} = 45,11$$

Portanto, a quantidade máxima que o inversor suporta é de 45 módulos de 665 Wp.

Outro aspecto crucial a ser considerado é a **Tensão Máxima de Entrada**, que denota a voltagem máxima que pode ser induzida nos terminais de entrada. Na prática, essa medida representa a quantidade máxima de módulos que pode ser conectada em série (*string*). Para tal avaliação, será levada em consideração a relação entre a tensão máxima de entrada do inversor e a tensão máxima de circuito aberto do módulo fotovoltaico em questão. Para isso, é necessário descobrir a tensão máxima de circuito aberto, onde a tensão/corrente em que os painéis solares funcionam depende da temperatura da célula; quanto maior a temperatura, menor a tensão/corrente que o painel irá produzir e vice-versa. De acordo com Mertens (2014), é possível obter a tensão máxima circuito aberto utilizando a equação 13. Com isso, utilizando os dados do datasheet do módulo escolhido na Figura 20 e os dados das características da temperatura na Figura 22, sendo a temperatura mais baixa da localização em questão igual a -2°C, tem-se:

$$V_{ocmax} = V_{oc} * (1 + (Min. temp - 25) * (coeficiente de temperatura V_{oc})) \quad (13)$$

$$V_{ocmax} = 46,18 * (1 + (-2 - 25) * (-0,28\%))$$

$$V_{ocmax} = 46,18 * (1 + (-2 - 25) * (-0,28\%))$$

$$V_{ocmax} = 49,67 V$$

Após descobrir a tensão máxima de circuito aberto, aplica-se na fórmula abaixo para achar a quantidade máxima de módulos em série.

$$Qtd_{máxsérie} = \frac{V_{máx} (inversor)}{V_{ocmax} (módulo)} \quad (14)$$

$$Qtd_{máxsérie} = \frac{1100V}{49,67V}$$

$$Qtd_{máxsérie} = 22,14$$

Consequentemente, a **quantidade máxima de módulos** que pode ser **conectada em**

série é de **22 painéis**. Essa análise é essencial para otimizar a configuração do sistema, considerando as limitações impostas pela tensão máxima de entrada do inversor em relação à tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico.

Figura 22-Características de Temperatura

NMOT	41±3°C	Temp Coefficient of ISC	+0.05%/°C
Temp Coefficient of VOC	-0.28%/°C	Temp Coefficient of Pmax	-0.36%/°C

Fonte: Sou Energy

A **Tensão de Inicialização** corresponde à mínima voltagem necessária para ativar o inversor. Dessa forma, existe um número mínimo de módulos requeridos para iniciar o funcionamento do inversor. Essa condição é estabelecida pela relação entre a Tensão Mínima do Inversor e da Tensão Máxima de Potência ($V_{mp.min}$). Como já foi notado, a corrente muda discretamente em função da variação da temperatura, logo concluímos que a variação da potência é proporcional a variação de tensão, de acordo com a lei de Ohm.

Diante disso, é feita a correção de V_{mp} utilizando o coeficiente de potência máximo pico explicitado na Figura 22 e uma temperatura máxima do local de 74°C.

$$V_{mp.min} = V_{mp} * (1 + (T_{max} - 25) * (\frac{\text{coeficiente de temp.de pot.maxima}}{100})) \quad (15)$$

$$V_{mp.min} = 38,21 * (1 + (74 - 25) * (\frac{-0,36}{100}))$$

$$V_{mpmin} = 31,469 V$$

Dessa forma, agora é possível saber a quantidade mínima de módulos em série para iniciar o inversor, através da relação da tensão mínima de funcionamento e tensão máxima de potência corrigida. Portanto,

$$Qtd_{min} \text{ de paineis} = \frac{V_{minfuncionamento}}{V_{mpmin}} \quad (16)$$

$$Qtd_{min} \text{ de paineis} = \frac{150V}{31,46}$$

$$Qtd_{min} \text{ de paineis} = 4,76 \text{ módulos}$$

Conseqüentemente, a **quantidade mínima de módulos em série** para fazer a ativação do inversor são **5 módulos**.

Outro fator importante para o dimensionamento, é a **Corrente Máxima de Entrada**. Refere-se à quantidade máxima de corrente com a qual o equipamento pode operar. Na prática,

os inversores iniciam um processo de limitação da corrente quando ela excede esse valor, atuando ao aumentar a tensão de entrada. A prática recomendada consiste em dimensionar o sistema de maneira a respeitar essa corrente operacional, permitindo que o inversor opere sem perda de eficiência, ou seja, no ponto de máxima potência de operação. Isso assegura um desempenho otimizado do inversor, contribuindo para a eficácia global do sistema fotovoltaico. Para isso acontecer, faz-se o cálculo da Corrente Nominal Corrigida, utilizando os dados já mencionados anteriormente. Utiliza-se a Corrente Máxima de Potência do módulo estudado, o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito e a temperatura máxima fixada em 74°C.

$$I_{mp.m\acute{a}x} = I_{mp} * (1 + (T_{max} - 25) * (\frac{\text{coeficiente de temp.de } I_{sc}}{100})) \quad (17)$$

$$I_{mp.m\acute{a}x} = 17,40 * (1 + (74 - 25) * (\frac{0,05}{100}))$$

$$I_{mp.m\acute{a}x} = 17,82 A$$

À vista disso, respeita-se a corrente máxima de entrada do inversor.

O último tópico importante, é a **Corrente Máxima de Curto-Circuito**. Para isso, é feito a correção da mesma forma vista anteriormente, mas dessa vez utilizando parâmetro da corrente de curto-circuito.

$$I_{sc.m\acute{a}x} = I_{sc} * (1 + (T_{max} - 25) * (\frac{\text{coeficiente de temp.de } I_{sc}}{100})) \quad (18)$$

$$I_{sc.m\acute{a}x} = 18,31 * (1 + (74 - 25) * (\frac{0,05}{100}))$$

$$I_{sc.m\acute{a}x} = 18,75 A$$

Respeitando assim, a corrente máxima de curto-circuito do inversor.

Conforme especificado na Ficha Técnica do inversor empregado, cujo número máximo de strings é 4, dividido em 2 MPPTs, optou-se por utilizar 3 strings do inversor. A configuração das strings ficou da seguinte maneira:

- MPPT 1 – STRING 1: 14 Módulos *LEAPTON MONO HALF-CELL 665Wp*
- MPPT 1 – STRING 2: 14 Módulos *LEAPTON MONO HALF-CELL 665Wp*
- MPPT 2 – STRING 1: 12 Módulos *LEAPTON MONO HALF-CELL 665Wp*

Dessa forma, atingiu-se um total de 40 módulos, todos devidamente dimensionados e em conformidade com todos os critérios estabelecidos para a divisão de *strings* em conjunto com o Inversor SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO.

5.1.5. Arranjo fotovoltaico

A seleção de um arranjo fotovoltaico apropriado desempenha um papel vital no desempenho geral do sistema e afeta diretamente a produção de energia. O dimensionamento específico e a distribuição otimizada de módulos em diferentes *strings* e *MPPTs* garantem a utilização eficiente da potência do inversor, minimizam perdas e maximizam a eficiência de conversão de energia solar em eletricidade. MPPT (Maximum Power Point Tracking) é uma técnica utilizada em sistemas fotovoltaicos para maximizar a eficiência da conversão de energia solar em eletricidade. Num sistema fotovoltaico, os módulos solares geram energia com base na intensidade do sol e nas condições ambientais. O ponto de potência máxima (MPP) é o ponto em que o módulo solar opera com eficiência máxima, ou seja, onde a combinação de corrente e tensão produz a potência máxima possível. Assim, o arranjo fotovoltaico desempenha um papel crucial na busca da eficiência e sustentabilidade do sistema de microgeração solar investigado. Dessa maneira, o arranjo fotovoltaico assume um papel preponderante na busca pela eficiência e sustentabilidade do sistema de microgeração solar em consideração.

Com base nessa premissa, o arranjo fotovoltaico concebido, sempre almejando a máxima produção de energia, encontra-se representado na Figura 23 e 24.

Figura 23-Arranjo fotovoltaico conforme a divisão das *strings*



Fonte: Próprio Autor

Figura 24-Alocação dos módulos no terreno



Fonte: Próprio Autor

5.1.6. Condutores

Dimensionar os condutores do sistema fotovoltaico é uma etapa importante para garantir a eficiência, segurança e confiabilidade da instalação. Além do atendimento a determinadas normas e regulamentações, esse processo leva em consideração fatores como corrente de curto-circuito, queda de tensão, distância entre módulos e inversor, corrente máxima, ambiente de instalação. O objetivo do tamanho adequado do condutor é minimizar as perdas de energia, otimizar a eficiência do sistema e garantir que os condutores possam suportar a corrente máxima gerada pelos módulos fotovoltaicos. A adesão às normas técnicas, a cooperação com especialistas experientes e a consideração de fatores ambientais são práticas importantes para determinar dimensões precisas. Esta manutenção técnica é necessária para evitar sub ou sobredimensionamento, garantindo a integridade e o desempenho do sistema ao longo do tempo.

5.1.6.1. Condutor CC

O dimensionamento adequado dos cabos no contexto do sistema fotovoltaico considerará diversos fatores cruciais, incluindo o fator de agrupamento, a temperatura, a queda de tensão e o método de instalação. Esse processo seguirá as diretrizes estabelecidas pelas normas técnicas, notadamente a ABNT NBR 16612 – Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, a ABNT NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão e ABNT NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. É viável determinar a adequação de um cabo específico para um determinado sistema por meio da análise dos Critérios de Corrente e da Queda de Tensão. Tal verificação será realizada posteriormente.

5.1.6.1.1. Critério de corrente

O primeiro passo consiste em determinar como os condutores de corrente contínua (CC) serão conduzidos dos módulos até o inversor. Optou-se por utilizar eletrodutos kanaflex e caixa de passagem CC enterrados. Conforme a ABNT NBR 16612, para cabos em eletrodutos diretamente enterrados a uma profundidade de 1,0 metro, com temperatura aproximada de 40°C, e para cabos de bitola de 6mm², a capacidade de condução de corrente é estabelecida em 39 A, conforme a Figura 25.

Para realizar o dimensionamento, foi considerado o pior cenário possível, ou seja, quando as três strings são levadas no mesmo eletroduto até o inversor, é aplicado o fator de correção para três circuitos agrupados em feixe, conforme a ABNT NBR 5410 e explicitado na Figura 26. O dimensionamento é conduzido utilizando a corrente de curto-circuito (Isc) do módulo como referência, observado na Figura 20, garantindo que o cabo dimensionado seja capaz de suportar a corrente de curto-circuito gerada pelos módulos, visando à máxima segurança e eficiência do sistema. Com isso, tem-se:

$$Corrente_{Máxima} \times Fator_{agrupamento} > Corrente_{curto-circuito} \quad (19)$$

Para o cabo de 6mm²:

$$39 A \times 0,7 > 18,31 A$$

$$27,3 A > 18,31 A$$

Concluimos que, nas circunstâncias apresentadas, o cabo de 6mm² é capaz de suportar uma corrente de até 27,3 amperes, superando a magnitude da corrente de curto-circuito. Portanto, constatamos que o referido cabo é adequadamente dimensionado para atender à demanda em questão.

Figura 25- Capacidade de condução de corrente para cabos em eletroduto diretamente enterrado

Seção mm ²	Capacidade de condução de corrente A		
	20 °C	30 °C	40 °C
1,5	22	20	19
2,5	29	27	24
4	37	34	31
6	46	42	39
10	62	58	53
16	79	74	67
25	102	94	86
35	124	115	105
50	151	140	128

Fonte: NBR 16612

Figura 26-Fatores de correção para agrupamentos de circuitos ou cabos multipolares

Item	Disposição dos cabos justapostos	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	Feixe de cabos ao ar livre ou sobre superfície; cabos em condutos fechados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	31 a 34 (métodos A a F)

Fonte: NBR 5410

5.1.6.1.2. Critério de queda de tensão

O critério de queda de tensão é uma consideração crucial ao avaliar a eficácia e a adequação de cabos em sistemas de corrente contínua (CC). A queda de tensão em um cabo ocorre devido à resistência elétrica do condutor, resultando em uma diminuição da tensão ao longo do comprimento do cabo.

Em sistemas de corrente contínua, é essencial manter a queda de tensão dentro de limites aceitáveis para garantir o desempenho adequado do sistema. A queda excessiva de tensão pode resultar em uma operação ineficiente, mau funcionamento de dispositivos elétricos e, em casos extremos, falha no funcionamento do sistema como um todo.

Os parâmetros de queda de tensão para cabos de corrente contínua geralmente estão relacionados a normas, conforme explicitado pela ABNT NBR 16690, que define que sob condições de carga máxima, recomenda-se que a queda de tensão verificada não seja superior a 3% da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência. Calcula-se a queda de tensão por meio da equação a seguir.

$$\Delta V(\%) = (k \times d \times r \times I_{sc}) / V_{ms} \quad (20)$$

Onde,

k = Fator 2 para sistemas trifásicos;

d = Distância em km;

r = resistência elétrica de acordo com cada fabricante (Ω/km);

I_{sc} = Corrente de curto – circuito do módulo (A);

V_{ms} = Tensão da menor string de módulos (V);

Considerando a menor *string* de módulos, composta por 12 módulos e uma distância de 58,98 metros da *string* mais longe, a tensão dessa *string* é calculada com base na máxima tensão

de circuito aberto (resultado da Equação 13):

$$V_{ms12módulos} = (Qtd_{módulos} * V_{ocmax.}) \quad (21)$$

$$V_{ms12módulos} = (12 * 49,67 V)$$

$$V_{ms12módulos} = 596,04 V$$

Portanto, utilizando os dados da resistência elétrica da Figura 27 e a máxima tensão da *string* com 12 módulos calculada anteriormente, a queda de tensão será:

$$\Delta V(\%) = \frac{(2 * 0,05898 * 4,323 * 18,75)}{596,04}$$

$$\Delta V(\%) = 0,01604 * 100$$

$$\Delta V(\%) = 1,604 \%$$

Conseqüentemente, constata-se que a queda de tensão está em conformidade com os critérios estabelecidos pela norma, ratificando assim a escolha do cabo de 6mm². Ao selecionar cabos para sistemas de corrente contínua, é de suma importância ponderar não apenas a capacidade de condução de corrente dos cabos, mas também avaliar a queda de tensão prevista, garantindo sua aderência aos parâmetros estipulados pelas normas e requisitos do sistema. Isso contribui para a eficiência energética, a estabilidade do sistema e a preservação da integridade dos dispositivos conectados.

Figura 27-Resistência Elétrica em razão da bitola do cabo.

Seção	Resistência elétrica CC	
	máx. à 20°C	máx. à 90°C
mm ²	(Ω/km)	(Ω/km)
2,5	8,21	10,469
4	5,09	6,490
6	3,39	4,323
10	1,95	2,486
16	1,24	1,581
25	0,795	1,014
35	0,565	0,720
50	0,393	0,501

Fonte: Cobrecom

5.1.6.2. Condutor CA

Essa fase do processo consiste no dimensionamento dos cabos que se estenderão desde o inversor até o Quadro de Proteção de Corrente Alternada (QPCA) e do QPCA até o ponto de conexão. É relevante salientar que o ponto de conexão será na residência do cliente. Considerações importantes incluem a metodologia de condução do cabeamento ao longo desse trajeto, o agrupamento de inversores (no caso analisado, apenas um inversor), e a escolha da isolamento do cabo, que pode ser de PVC, HEPR e XLPE, tendo como normativa principal a ABNT NBR 5410:2004. Assim, os pontos críticos a serem abordados estão representados abaixo.

Pontos essenciais a serem considerados:

1. Método de instalação B1 (Canaleta) - Figura 28
2. Caminho do inversor até o QPCA - Figura 29
3. Agrupamento (Somente um inversor – 1 circuito) – Figura 32
4. Fator de correção de Temperatura – Figura 30
5. Capacidade de corrente (3 condutores carregados) – Figura 31
6. Isolação do cabo - PVC

Com base nessas considerações, é realizado o cálculo da capacidade de corrente suportada pelo cabo, levando em conta o pior cenário possível. Utilizando um condutor CA de 10mm², método de instalação B1, fator de agrupamento para 1 circuito e fator de correção para uma temperatura de aproximadamente 40°C, é calculado o fator de correção da capacidade do cabo (F_{cc}).

$$F_{cc} = \text{Capacidade Condução} \times \text{Fator Correção Temperatura} \times \text{Fator Agrupamento} \quad (22)$$

$$F_{cc} = 50 \times 0,91 \times 1$$

$$F_{cc} = 45,5 \text{ A}$$

Dessa forma, é comparado com a corrente máxima de saída do inversor selecionado, acrescentando um fator de segurança de 25%. De acordo com o datasheet do inversor (Figura 21), a corrente máxima do inversor (I_{max}) é de 31,9 A. Portanto, a corrente máxima corrigida (I_{disj}), sendo um fator crucial para o dimensionamento do disjuntor da proteção CA, será:

$$I_{disj} = I_{max} + 25\% \quad (23)$$

$$I_{disj} = 31,9 + 25\%$$

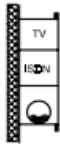
$$I_{disj} = 39,875 A$$

Após esta etapa, é realizada a comparação entre o fator de correção da capacidade do cabo e a corrente máxima corrigida, concluindo que o cabo de 10mm² é suficiente para atender à demanda necessária.

$$F_{cc} > I_{disj} \quad (24)$$

$$45,5A > 39,875A$$

Figura 28-Método de Instalação

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência a utilizar para a capacidade de condução de corrente ¹⁾
72		Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta provida de separações sobre parede	B1

Fonte: ABNT NBR 5410

Figura 29-Canaleta de PVC



Fonte: SouEnergy

Figura 30-Fatores de correção de temperatura

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
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Fonte: ABNT NBR 5410

Figura 31-Capacidade de condução de corrente

Seções nominais mm ²	Métodos de instalação definidos na tabela 28											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179

Fonte: ABNT NBR 5410

Figura 32-Fatores de correção para agrupamento de circuitos

Item	Disposição dos cabos justapostos	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	Feixe de cabos ao ar livre ou sobre superfície; cabos em condutos fechados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	31 a 34 (métodos A a F)

Fonte: ABNT NBR 5410

5.1.7. Proteções

5.1.7.1. Proteção CC

O modelo de inversor escolhido, SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO, elimina a necessidade da *string box* CC. Esta característica implica que, ao contrário de alguns inversores que demandam uma caixa de junção (*string box*) para a conexão e agrupamento dos circuitos CC (corrente contínua) provenientes dos painéis solares antes de serem conectados ao inversor, o SOLPLANET ASW 20K-LT-G2-Pro não requer essa caixa adicional.

Assim, o inversor possui uma configuração interna ou funcionalidade que dispensa o uso de uma caixa de junção adicional para agrupar os circuitos CC antes de conectá-los ao inversor. Essa característica pode simplificar a instalação e reduzir a necessidade de componentes adicionais no sistema fotovoltaico.

5.1.7.2. Proteção CA

Utilizando o resultado acerca da Equação 23, foi obtido o valor da corrente para o disjuntor da proteção CA.

$$I_{disj} = 39,875 A$$

Assim, o disjuntor trifásico de 40 A, curva de disparo C, capacidade de interrupção de 10kA e tensão nominal de 230/400 V, atende satisfatoriamente às exigências do sistema.

O DPS que foi escolhido foi do fabricante SOPRANO, Classe II, tensão nominal 275V e corrente máxima de descarga 10kA. O DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) Soprano Classe II é projetado para fornecer proteção eficiente contra surtos elétricos em sistemas de energia. A sua classificação como Classe II indica que ele é adequado para instalações sujeitas a sobretensões transitórias, como aquelas provenientes de descargas atmosféricas ou manobras na rede elétrica.

A tensão nominal de 275V indica que o DPS é projetado para suportar picos de tensão até esse valor sem comprometer sua eficácia. Esta característica é essencial para proteger os equipamentos elétricos conectados ao sistema, garantindo que não sejam danificados por surtos de tensão.

A corrente máxima de descarga de 10kA (quiloampères) especifica a capacidade do DPS de conduzir corrente durante um surto elétrico. Quanto maior a corrente máxima de descarga, mais efetivo o dispositivo será em direcionar a corrente do surto para a terra, protegendo assim os equipamentos conectados.

Em resumo, o DPS Soprano Classe II com uma tensão nominal de 275V e uma corrente máxima de descarga de 10kA é uma escolha apropriada para proporcionar proteção contra surtos em instalações elétricas, ajudando a preservar a integridade dos equipamentos conectados.

O esquema de ligação para proteção de corrente alternada é delineado na Figura 33, sendo a implementação visualmente retratada na Figura 34.

Figura 33-Esquema de ligação proteção CA

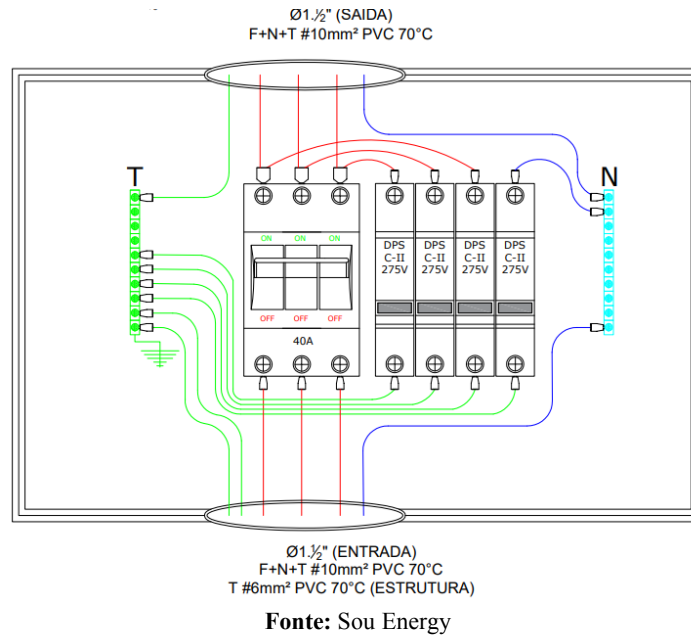


Figura 34-Execução da proteção CA – Chaval (CE)



Fonte: Próprio Autor

5.2. CASO 2: FAZENDA BARROQUINHA – CE

5.2.1. Compensação de energia

Para a estimativa do dimensionamento do sistema fotovoltaico em análise, adota-se o procedimento delineado no tópico 5.1 (CASO 1), com ajustes nos parâmetros pertinentes. Estes incluem a revisão da tarifa de aplicação para o subgrupo, a potência dos módulos fotovoltaicos empregados, o valor da geração necessária para satisfazer a demanda da fazenda, bem como o

índice de Hora de Sol Pleno (HSP) em Barroquinha.

O primeiro passo consiste em determinar o fator de Taxa de Ajuste para o subgrupo B1, modalidade Branca. Para tanto, recorre-se à Equação 5 em conformidade com os dados da Figura 35, onde as tarifas de aplicação TE para os períodos de ponta e fora de ponta são de 462,43 R\$/MWh e 283,94 R\$/MWh, respectivamente.

$$TA \left(\frac{F.P}{P} \right) = \frac{\text{Tarifa Fora Ponta}}{\text{Tarifa Ponta}}$$

$$TA \left(\frac{F.P}{P} \right) = \frac{283,94 \text{ R\$/MWh}}{462,43 \text{ R\$/MWh}}$$

$$TA \left(\frac{F.P}{P} \right) = 0,6140$$

O segundo passo consiste em realizar a compensação entre a energia consumida fora do horário de ponta e aquela consumida durante o horário de ponta. Dessa maneira, ao aplicar os resultados obtidos na seção 5.1.1 e empregar a Taxa de Ajuste (TA) mencionada acima, obtém-se:

$$\text{Geração}(kWh) = \text{Consumo Médio Fora Ponta} + \frac{\text{Consumo Média Ponta}}{TA \left(\frac{P}{FP} \right)}$$

$$\text{Geração}(kWh) = 2.792,538 + \frac{187,6154}{0,6140}$$

$$\text{Geração}(kWh) = 2.792,538 + 305,56$$

$$\text{Geração}(kWh) = 3.098,100 \text{ kWh/mês}$$

Tal constatação sugere que, para equilibrar o consumo de 187,6154 kWh no período de Ponta, é imperativo gerar um excedente de 305,56 kWh durante o intervalo Fora de Ponta. Conseqüentemente, para satisfazer a demanda, torna-se essencial gerar um total de 3.098,100 kWh por mês.

Figura 35-Tarifa de aplicação para o subgrupo B1 (ENEL-CE)

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.172,84	462,43	0,00	1.226,43	476,86
				INT	0,00	755,07	18,88	0,00	787,72	291,45
				FP	0,00	337,30	283,94	0,00	349,02	291,45
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	295,71	0,00	398,09	303,58
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	295,71	0,00	398,09	303,58
	SCEE - BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.172,84	6,53	0,00	1.226,43	33,94
				INT	0,00	755,07	18,88	0,00	787,72	33,94
				FP	0,00	337,30	18,88	0,00	349,02	33,94
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
	SCEE - CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	14,75	0,00	398,09	30,62
	SCEE - CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	14,75	0,00	398,09	30,62

Fonte: ANEEL,2023.

5.2.2. Quantidade de módulos fotovoltaicos

Para determinar o número adequado de módulos necessários para atender à demanda estipulada, são empregadas as Equações 7 a 10, com variações em relação ao paradigma citado no Caso 1, notadamente pela utilização de módulos fotovoltaicos com potência nominal de 550W e pela localização no município de Barroquinha, no estado do Ceará. Nesse contexto, o Índice de Horas de Sol Pico (HSP) é fixado em 5,56 kWh/m².dia, conforme descrito na Figura 18, onde os parâmetros elétricos pertinentes ao referido módulo são minuciosamente explicitados na Figura 36.

Sendo assim, com o módulo escolhido, determina-se o Fator Forma (FF):

$$FF = \frac{(Tensão\ Nominal\ x\ Corrente\ Nominal)}{(Tensão\ Circuito\ Aberto\ x\ Corrente\ Curto-Circuito)}$$

$$FF = \frac{(41,60V\ x\ 13,23A)}{(49,80V\ x\ 13,99A)}$$

$$FF = 0,7899$$

Definido o FF, estima-se a quantidade de energia gerada em kWh por 1 kWp instalado durante 30 dias. Com isso,

$$1kWp\ Geração = HSP\ x\ dias\ x\ FF$$

$$1kWp\ Geração = 5,56kWh/m^2.\ dia\ x\ 30\ dias\ x\ 0,7899$$

$$1kWp\ Geração = 131,75532\ kWh$$

Isso implica que um quilowatt-pico (kWp) produzirá 131,75 kWh por mês.

Conforme mencionado, o consumo médio de 3.098,100 kWh por mês serviu como base.

Para determinar a Potência em kWp, procede-se da seguinte maneira:

$$PkWp = \frac{\text{Consumo Médio Desejado}}{1kWp \text{ Geração}}$$

$$PkWp = \frac{3.098,100}{131,75}$$

$$PkWp = 23,52 \text{ kWp}$$

Para estabelecer a quantidade apropriada de módulos exigidos, é bastante pertinente proceder à divisão da potência de pico total necessária pela capacidade de pico do módulo selecionado, especificamente o módulo LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp. Dessa maneira,

$$\text{Quantidade de Módulos} = \frac{PkWp}{Ppicomódulo}$$

$$\text{Quantidade de Módulos} = \frac{23,52}{0,550}$$

$$\text{Quantidade de Módulos} = 42,76$$

Concluindo a análise, constata-se a imprescindibilidade de integrar **43 painéis** do tipo **LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp**, culminando em **uma potência máxima de 23,65 kWp**. Tal informação reveste-se de significância primordial para a adequada calibragem do inversor.

Figura 36-Parâmetros Elétricos LEAPTON MONO HALF-CELL 550W

	540W	545W	550W	555W	560W
Power	540W	545W	550W	555W	560W
Open Circuit Voltage	49.40V	49.60V	49.80V	50.00V	50.20V
Short Circuit Current	13.87A	13.93A	13.99A	14.05A	14.11A
Maximun Power Voltage	41.20V	41.40V	41.60V	41.80V	42.00V
Maximum Power Current	13.11A	13.17A	13.23A	13.29A	13.33A
Module Efficiency	20.90%	21.09%	21.28%	21.48%	21.67%

Fonte: Sou Energy.

5.2.3. Dimensionamento do inversor fotovoltaico

Com base no dimensionamento do item 5.1.3, procede-se inicialmente ao cálculo do Fator de Dimensionamento do Inversor para o sistema fotovoltaico, conforme prescrito pela Equação 11. Nesse contexto, torna-se imprescindível reunir os dados técnicos pertinentes ao inversor, utilizando-se o mesmo modelo empregado no Caso 1 (Inversor Trifásico

SOLPLANET 20K-LT-G2-PRO), conforme especificado na Figura 21.

$$FDI = \frac{\text{Potência em CA ativa do inversor}}{\text{Potência de Pico}}$$

$$FDI = \frac{22.000}{23.650}$$

$$FDI = \frac{22.000}{23.650}$$

$$FDI = 0,93$$

É possível inferir que o FDI se encontra dentro da amplitude recomendada.

5.2.4. Divisão das strings

Utilizando os fundamentos essenciais para uma divisão precisa das strings, como previamente apresentado no dimensionamento da Fazenda de Chaval, é imprescindível recorrer aos dados relativos ao inversor e aos módulos utilizados no sistema, conforme representados nas Figuras 21 e 36, respectivamente.

Considerando que o mesmo inversor é empregado em ambos os casos, conhecemos que a potência máxima de entrada do inversor é de 30.000 Wp, enquanto a potência máxima do módulo utilizado é de 550 Wp. Isso nos permite calcular a **quantidade máxima de módulos** que o inversor pode suportar. Assim,

$$Qtd_{max.inversor} = \frac{P_{m\acute{a}x} (inversor)}{P_{max} (m\acute{o}dulo)}$$

$$Qtd_{max.inversor} = \frac{30.000 W_p}{550 W_p}$$

$$Qtd_{max.inversor} = 54,54$$

Portanto, podemos concluir que o **número máximo de módulos com potência nominal de 550 W** que o inversor pode suportar é de **54**.

Prosseguindo, para determinar a máxima quantidade de módulos por string, é necessário calcular a tensão máxima de circuito aberto para o módulo de 550 W. Esta análise requer a consulta dos dados disponíveis no datasheet do módulo, tal como especificado nas Figuras 36 e 37, onde se apresentam as temperaturas mínima e máxima do local em questão, -2°C e 74°C, respectivamente. Dessa forma,

$$V_{ocmax} = V_{oc} * (1 + (Min. temp - 25) * (coeficiente de temperatura V_{oc}))$$

$$V_{ocmax} = 49,80 * (1 + (-2 - 25) * (-0,28\%))$$

$$V_{ocmax} = 53,56 V$$

Seguindo, aplica-se a relação da tensão máxima por *string* que o inversor suporta pela tensão máxima de circuito aberto encontrada.

$$Qtd_{máxsérie} = \frac{V_{máx} (inversor)}{V_{ocmax} (módulo)}$$

$$Qtd_{máxsérie} = \frac{1100V}{53,56V}$$

$$Qtd_{máxsérie} = 20,53$$

Afirmamos, então, que é possível conectar **20 painéis de 550W por string**.

Figura 37-Característica de Temperatura do módulo 550W.

NMOT	41±3°C	Temp Coefficient of ISC	+0.05%/°C
Temp Coefficient of VOC	-0.28%/°C	Temp Coefficient of Pmax	-0.36%/°C

Fonte: Sou Energy.

Paralelo à descrição acima, existe a necessidade de identificar a quantidade mínima de módulos para que o inversor entre em funcionamento, através da relação entre a Tensão Mínima do Inversor ($V_{minfuncionamento}$) e da Tensão Máxima de Potência (V_{mp}) do módulo. Para isso, é feito a correção da tensão de operação (M_p) utilizando a Equação 15, onde a temperatura máxima do local é 74°C e o coeficiente de temperatura de potência máxima está representado na Figura 37:

$$V_{mp.min} = V_{mp} * (1 + (T_{max} - 25) * (\frac{coeficiente de temp. de pot. maxima}{100}))$$

$$V_{mp.min} = 41,60 * (1 + (74 - 25) * (\frac{-0,36}{100}))$$

$$V_{mpmin} = 34,26 V$$

Com isso, obtêm-se a quantidade mínima de módulos por string:

$$Qtd_{min} \text{ de painéis} = \frac{V_{minfuncionamento}}{V_{mpmin}}$$

$$Qtd_{min} \text{ de paineis} = \frac{150V}{34,26}$$

$$Qtd_{min} \text{ de paineis} = 4,38 \text{ módulos}$$

Consequentemente, a **quantidade mínima de módulos em série** para fazer a ativação do inversor são **5 módulos**.

À vista disso, é indispensável deixar de respeitar a Corrente Máxima de Curto- Circuito e a Corrente Máxima de Entrada que o inversor suporta, assim representado na Figura 21. Para isso, calcula-se a **Corrente Nominal Corrigida ($I_{mp,max}$)** e a **Corrente de Curto- Circuito Corrigida ($I_{sc,max}$)**, utilizando o Coeficiente de Temperatura de Curto-Circuito (Figura 37):

$$I_{mp,máx} = I_{mp} * (1 + (T_{max} - 25) * (\frac{\text{coeficiente de temp. de } I_{sc}}{100}))$$

$$I_{mp,máx} = 13,23 * (1 + (74 - 25) * (\frac{0,05}{100}))$$

$$I_{mp,máx} = 13,55 \text{ A}$$

Respeitando a Corrente Máxima de Entrada do Inversor.

Para a Corrente de Curto- Circuito Corrigida ($I_{sc,max}$):

$$I_{sc,máx} = I_{sc} * (1 + (T_{max} - 25) * (\frac{\text{coeficiente de temp. de } I_{sc}}{100}))$$

$$I_{sc,máx} = 13,99 * (1 + (74 - 25) * (\frac{0,05}{100}))$$

$$I_{sc,máx} = 14,33 \text{ A}$$

Respeitando a Corrente Máxima de Curto-Circuito do Inversor.

Conforme apresentado na documentação técnica do inversor empregado, o qual apresenta um limite máximo de quatro strings, dividido em duas MPPTs, a decisão foi tomada de empregar três strings no sistema. A disposição das strings foi configurada da seguinte maneira:

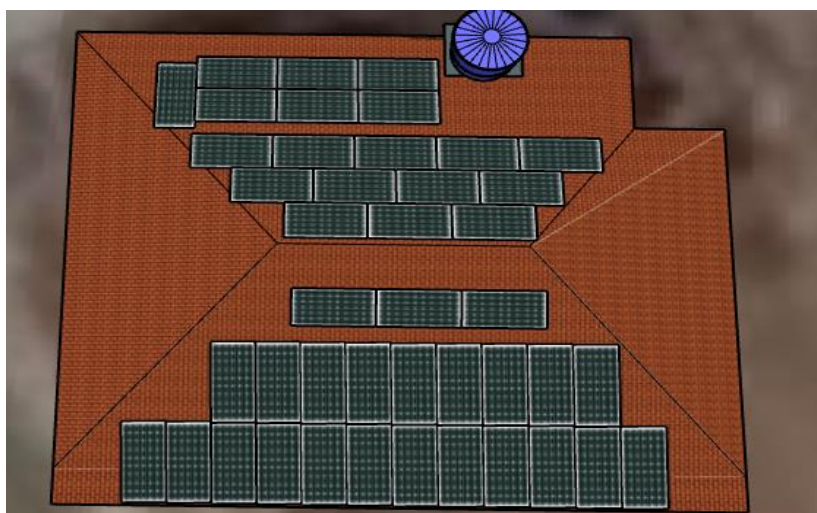
- MPPT 1 – STRING 1: 19 Módulos LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp
- MPPT 2 – STRING 2: 12 Módulos LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp
- MPPT 2 – STRING 1: 12 Módulos LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp

Assim, alcançou-se um conjunto de 43 módulos, todos meticulosamente dimensionados e em plena consonância com os critérios estabelecidos para a divisão das *strings*, em conjunto com o Inversor SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO.

5.2.5. Arranjo fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico tem como objetivo principal maximizar a eficiência do sistema de energia solar, garantindo o melhor aproveitamento da radiação solar disponível. No caso específico mencionado, onde o local de instalação apresenta um ponto de sombreamento, o layout do arranjo fotovoltaico é projetado de forma a minimizar as perdas causadas por sombreamento. Nesse sentido, os painéis solares são dispostos estrategicamente, visando minimizar o impacto das sombras e, conseqüentemente, assegurar uma produção energética mais abundante. Dessa forma, o objetivo do arranjo fotovoltaico é otimizar a geração de energia solar, mesmo em condições adversas, como sombreamento parcial, contribuindo para a eficiência e rentabilidade do sistema como um todo. O layout do sistema foi projetado considerando tanto a quantidade de módulos quanto divisão das strings, conforme mencionado anteriormente no item 5.2.4. Nesse contexto, a Figura 38 representa tal arranjo de maneira representativa.

Figura 38-Alocação dos módulos no telhado – Barroquinha (CE)



Fonte: Autoria Própria com auxílio do Sketchup.

5.2.6. Condutores

Considerando o Caso 1 como referência, o dimensionamento dos condutores está intrinsecamente ligado aos parâmetros de corrente elétrica e queda de tensão. Em contraste com o Caso 1, no qual os condutores de corrente contínua (CC) foram canalizados dos módulos até o inversor através de eletrodutos enterrados, no Caso 2, optou-se por empregar a instalação de cabos ao ar livre, utilizando eletrodutos montados no teto.

5.2.6.1. Condutor CC

Para orientar as decisões, pautou-se nas seguintes normas, primordialmente fundamentadas nos critérios de corrente e queda de tensão:

- ABNT NBR 16612 – Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura
- ABNT NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão
- ABNT NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos

5.2.6.1.1. Critério de corrente

Uma vez definido o método para a condução dos condutores CC dos módulos até o inversor, conforme exibido pela ABNT 16612, que indica o uso do método de instalação 1 para dois cabos unipolares alinhados horizontalmente em instalações ao ar livre protegidas do sol, observa-se que para cabos de bitola de 6mm², a capacidade de condução de corrente é estabelecida em 65A, conforme ilustrado na Figura 39.

Considerando o cenário menos favorável, em que três strings são agrupadas em um mesmo eletroduto até o inversor, aplica-se o fator de correção para três circuitos agrupados em feixe, conforme orientado pela NBR 5410, como demonstrado na Figura 26.

A partir da Equação 19 e utilizando a corrente de curto-circuito do módulo em questão, conforme representado na Figura 36, procede-se ao dimensionamento:

$$Corrente_{Máxima} \times Fator_{agrupamento} > Corrente_{curto-circuito}$$

Para o cabo de 6mm²:

$$65 A \times 0,7 > 13,99 A$$

$$45,5 A > 13,99 A$$

Portanto, verifica-se que, nas condições mencionadas, o cabo de 6mm² é capaz de suportar uma corrente de até 45,5 amperes, excedendo a magnitude da corrente de curto-circuito. Assim, evidencia-se que o cabo está devidamente dimensionado para atender à demanda em questão.

Figura 39-Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente.

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	29	28	33	29	26	25	30	26
2,5	39	38	44	39	35	34	41	35
4	51	51	58	52	46	45	54	46
6	65	65	74	66	58	57	69	59
10	91	90	104	93	80	80	95	82
16	120	120	137	124	106	106	125	110
25	160	161	182	166	139	140	165	146
35	199	201	226	208	172	174	205	183
50	251	254	285	264	215	219	256	231

Fonte: NBR 16612.

5.2.6.1.2. Critério de queda de tensão

Tal como abordado no item 5.1.6.1.2, empregam-se os parâmetros de queda de tensão para cabos de corrente contínua, conforme estipulado pela normativa regulamentadora ABNT NBR 16690, respeitando-se sempre os limites máximos de 3% para a queda de tensão no arranjo fotovoltaico.

O primeiro passo consiste em calcular a tensão da *string* de menor magnitude, considerando a maior distância entre os módulos e o ponto de conexão ao inversor. Isso é realizado por meio da aplicação da Equação 21, utilizando a máxima tensão de circuito aberto determinada conforme o resultado apresentado no item 5.2.4, que contempla 12 módulos a uma distância aproximada de 18 metros (0,018 km). Portanto:

$$V_{ms_{12módulos}} = (Qtd_{módulos} * V_{cmax.})$$

$$V_{ms_{12módulos}} = (12 * 53,56 V)$$

$$V_{ms_{12módulos}} = 642,72 V$$

O segundo passo envolve o cálculo da queda de tensão, empregando a Equação 20, na qual se utiliza a resistência elétrica do cabo conforme especificado na Figura 27 e os dados do

datasheet do módulo em questão, conforme representado na Figura 36.

$$\Delta V(\%) = (k \times d \times r \times I_{sc}) / V_{ms}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{(2 \times 0,018 \times 4,323 \times 13,99)}{642,72}$$

$$\Delta V(\%) = 0,00338 * 100$$

$$\Delta V(\%) = 0,338 \%$$

Desse modo, pode-se concluir que o cabo de bitola de 6mm² está em conformidade com os critérios estabelecidos pelas normas vigentes.

5.2.6.2. Condutor CA

Como previamente delineado no item 5.1.6.2, esta fase se embasa na normativa ABNT NBR 5410, a qual abrange diversos critérios de dimensionamento, incluindo método de instalação, trajeto do inversor ao QPCA, agrupamento, fator de correção de temperatura, capacidade de corrente e a isolação do cabo selecionado.

O primeiro passo consiste em calcular a capacidade de corrente (F_{cc}), considerando o cenário mais desfavorável, no qual um cabo de bitola de 10mm² é utilizado, conforme a capacidade de condução de corrente indicada na Figura 31. Este cabo é conduzido do inversor ao QPCA por meio de canaletas, como mostrado nas Figuras 28 e 29, com fator de agrupamento para um único circuito, conforme demonstrado na Figura 32, e fator de correção de temperatura em torno de 40°C, como especificado na Figura 30. Assim, utiliza-se a Equação 22 mencionada anteriormente.

$$F_{cc} = \text{Capacidade Condução} \times \text{Fator Correção Temperatura} \times \text{Fator Agrupamento}$$

$$F_{cc} = 50 \times 0,91 \times 1$$

$$F_{cc} = 45,5 A$$

Após determinar a capacidade de corrente suportada pelo cabo de 10mm², realiza-se uma comparação com a corrente máxima de saída do inversor previamente selecionado, adicionando um fator de segurança de 25%. Para isso, recorre-se ao datasheet do inversor, conforme mostrado na Figura 21, a fim de obter informações sobre a corrente máxima suportada pelo inversor (I_{max}). Desse modo, calcula-se a corrente máxima corrigida do disjuntor (I_{disj}) conforme a Equação 23:

$$I_{disj} = I_{max} + 25\%$$

$$I_{disj} = 31,9 + 25\%$$

$$I_{disj} = 39,875 A$$

A determinação da corrente máxima corrigida é essencial para o dimensionamento do disjuntor de proteção de corrente alternada. Por fim, compara-se F_{cc} e I_{disj} conforme a Equação 24.

$$F_{cc} > I_{disj}$$

$$45,5A > 39,875A$$

Assim, conclui-se que o cabo de bitola de 10mm² é adequado para atender à demanda necessária para este sistema.

5.2.7. Dimensionamento das proteções

5.2.7.1. Proteção CC

Dado que o mesmo inversor selecionado para o Caso 1 (SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO) foi escolhido, a necessidade de uma string box se torna desnecessária. Isso se deve ao fato de que o inversor assume a função crucial de consolidar os circuitos das strings, unindo-os em dois barramentos distintos (positivo e negativo) e proporcionando uma única saída para conexão com o inversor. Assim sendo, a string box CC perde sua principal justificativa de existência.

5.2.7.2. Proteção CA

Conforme destacado previamente no item 5.2.6.2, foi determinado o valor da corrente requerida para o dimensionamento do disjuntor destinado à proteção da corrente alternada:

$$I_{disj} = 39,875 A$$

Nesse sentido, pode-se inferir que o disjuntor trifásico, com uma corrente nominal de 40 A, curva de disparo C, capacidade de interrupção de 10kA e tensão nominal de 230/400 V, satisfaz plenamente as exigências do sistema.

5.2.8. DPS

O DPS selecionado junto à proteção CA, é o DPS do fabricante SOPRANO, classe II, tensão nominal 275V e corrente máxima de descarga 10kA. O esquema de proteção CA é o mesmo representado para o Caso 1 (Figura 33). A implementação do esquema está representada na Figura 40.

Figura 40- Execução da proteção CA – Barroquinha (CE).



Fonte: Próprio Autor

5.3. SISTEMA DE MEDIÇÃO

Quanto ao sistema de medição, compete à concessionária local a responsabilidade da instalação do medidor bidirecional. Nessa situação, ao consumidor cabe arcar os custos concernentes à discrepância entre um medidor unidirecional, de configuração tradicional, e o recém-introduzido dispositivo. Cumpre destacar que os cenários mencionados devem refletir uma configuração bidirecional trifásica, ajustada à voltagem operacional do sistema, seja esta de 380 ou 220V.

6. VIABILIDADE TÉCNICA

6.1. CASO 1: CHAVAL - CE

6.1.1. Software de simulação

A necessidade de uma viabilidade técnica determina se o projeto fotovoltaico é tecnicamente viável e se ele pode ser implementado com sucesso. Para isso, optou-se pela utilização da ferramenta computacional denominada *System Advisor Model* (SAM), elaborada pelo *Nation Renewable Energy Laboratory* (NREL), com vistas a realizar análises de viabilidade técnica e econômica referentes aos projetos de energia fotovoltaica. Para cada cenário, procedeu-se à inserção dos dados levantados, fundamentados nos parâmetros dimensionais explicitados. Tais inserções abarcaram as coordenadas geográficas das propriedades rurais, as características do módulo especificado, bem como do inversor, do arranjo fotovoltaico e seu posicionamento.

Inicialmente, procedeu-se à inserção das coordenadas geográficas da Fazenda Salgado Grande na seção intitulada "Localização e Recurso Solar" (Figura 41), com o propósito de adquirir tais informações. O ponto mais próximo identificado pelo SAM situou-se em (-3.03,-41.26), distando aproximadamente 5,56 km da referida fazenda.

Figura 41-Interface de Localização e Recurso Solar – Chaval CE

The screenshot displays the SAM software interface for location and resource selection. At the top, a table lists various weather files from the NSRDB database. The table has columns for Name, Latitude, Longitude, Time zone, Elevation, Station ID, and Source. Two rows are highlighted with a red box: the row with coordinates (-2.91, -41.22) and the row with coordinates (-3.03, -41.26). Below the table, there is a section for 'Download Weather Files' with a text input field containing 'C:\Users\Paulyran Calisto\SAM Downloaded Weather Files' and buttons for 'Add/remove weather file folders...' and 'Refresh library'. Further down, there are radio buttons for 'One location' (selected) and 'Multiple locations', and radio buttons for '60-minute' (selected) and '30-minute'. A text input field contains the coordinates '-3.071200, -41,231306' and is also highlighted with a red box. To the right of this field are dropdown menus for 'Download files for all years' and a button 'Download and add to library...'.

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
imperial_ca_32.835205_-115.572398_psmv3_60_tmy	32.85	-115.58	-8	-20	72911	NSRDB
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
-2.9286_-41.2379_-2.9286_-41.2379_psm3-2-2-tmy_...	-2.91	-41.22	-3	21	1970659	NSRDB
-3.03507_-41.2432_-3.03507_-41.2432_psm3-2-2-tm...	-3.03	-41.26	-3	3	1970204	NSRDB

Fonte: Autoria Própria com auxílio do SAM 2024.

Subsequentemente, realizou-se o cadastro do módulo empregado na instalação (*LEAPTON MONO HALF-CELL 665Wp*), tendo em vista que o modelo em questão não constava na base de dados do SAM. Este cadastro envolveu a inclusão de parâmetros como coeficiente de temperatura, potência máxima de tensão, tensão de circuito aberto, área do módulo, proporções dimensionais e eficiência do módulo sob irradiância de 1000 W/m². A interface correspondente a esta operação é visualizada na Figura 42.

Figura 42-Interface da aba Módulo – Chaval CE

Module Characteristics

Maximum power (Pmp) Wdc

Temperature coefficient (Pmp) %/°C

Maximum power voltage (Vmp) Vdc

Open circuit voltage (Voc) Vdc

Module structure and mounting

a b dT °C

1. Maximum power depends on the reference radiation and efficiency values specified below at a reference cell temperature of 25°C.

2. The Module Structure - Mounting options are used for temperature correction calculations. See Help for information about the options.

Module Dimensions

Module area m² Module width m

Module aspect ratio Module length m

Module Efficiency

Irradiance (W/m ²)	Efficiency (%)	Reference Condition
<input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="400"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="600"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="800"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="1000"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input checked="" type="radio"/>

Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta SAM 2024.

Posteriormente, conforme o subitem 5.1.3, que trata do dimensionamento do inversor, foi selecionado o Inversor Fotovoltaico que integraria os dispositivos da instalação. Para tanto, procedeu-se ao cadastro do inversor trifásico escolhido (SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO), incluindo informações como potência máxima de saída em corrente alternada (CA), tensão nominal em CA, tensão máxima em corrente contínua (DC), corrente máxima em corrente contínua, tensão mínima em ponto de máxima potência (MPPT) em corrente contínua, tensão nominal em corrente contínua, tensão máxima em ponto de máxima potência (MPPT) em corrente contínua e número de entradas MPPT. A interface correspondente a esta etapa é evidenciada na Figura 43.

Figura 43-Interface da aba Inversor – Chaval CE

Power Ratings

Maximum AC output power Wac

CEC efficiency %

European efficiency %

Maximum DC input power Wdc

SAM calculates the CEC and European weighted efficiency values based on the part-load data you provide and a set of weighting factors. See Help for details.

Operating Ranges

Nominal AC voltage Vac

Maximum DC voltage Vdc

Maximum DC current Adc

Minimum MPPT DC voltage Vdc

Nominal DC voltage Vdc

Maximum MPPT DC voltage Vdc

Number of MPPT inputs

Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta SAM 2024.

Em seguida, procedeu-se à configuração da orientação e à inserção dos dados referentes ao arranjo fotovoltaico na seção intitulada "Design do Sistema", conforme detalhado no subitem 5.1.5. A inclinação dos módulos foi fixada em 10° visando facilitar a autolimpeza, enquanto a orientação em azimute foi estabelecida em 0° , representando um sistema ideal. A representação desses dados é apresentada na Figura 44.

Figura 44-Interface da aba Design do Sistema – Chaval CE

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
-Electrical Configuration-				
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="12"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="1"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="28"/>	<input type="text" value="12"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="646.5"/>	<input type="text" value="554.2"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="534.9"/>	<input type="text" value="458.5"/>		
-Multiple MPPT Inputs-				
Set MPPT inputs	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>		
Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.				
-Tracking & Orientation-				
	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt		
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude		
Tilt (deg)	<input type="text" value="10"/>	<input type="text" value="10"/>		
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>		

Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta SAM 2024.

6.1.2. Instalação e manutenção

A implementação de um sistema de microgeração de energia solar em cativeiro de camarões exige cuidados específicos em relação aos procedimentos de instalação, essenciais para garantir o desempenho consistente e a longevidade do sistema ao longo do tempo.

A primeira etapa de instalação do sistema fotovoltaico na fazenda de Chaval – CE, se dá pela concretagem da mesa solo que será de suporte para os módulos fotovoltaicos, como representado na Figura 45. O emprego da mesa de fibra de vidro se dá pela facilidade não apenas o transporte e manuseio durante a instalação, mas também contribui para a redução dos custos logísticos associados ao projeto. Sua resistência a agentes químicos é crucial em ambientes aquáticos, onde a presença desses elementos é comum. A Figura 46 representa a mesa solo finalizada.

A segunda fase engloba a alocação dos módulos sobre a estrutura, procedendo então com as ligações apropriadas entre os módulos, seguidas pela fixação do inversor na parede, a subsequente conexão aos módulos e à proteção CA, finalizando na conexão à residência do

cliente.

A primeira etapa de manutenção é por meio de inspeção física dos painéis solares, verificando a presença de sujeira, detritos ou obstáculos que possam comprometer a eficiência da captação solar. A limpeza regular dos painéis é crucial para garantir uma superfície livre de poeira, folhas ou depósitos que possam bloquear a incidência direta da luz solar. A integridade elétrica do sistema também é verificada, incluindo inspeções regulares nos cabos de conexão, inversores e outros componentes elétricos. Qualquer sinal de desgaste, corrosão ou mau contato é identificado e corrigido imediatamente para evitar perdas de eficiência e possíveis danos ao sistema.

Figura 45-Etapa de concretagem da mesa solo.



Fonte: Próprio Autor

Figura 46- Mesa solo finalizada.



Fonte: Próprio Autor

6.2. Caso 2: Fazenda Barroquinha – CE

6.2.1. Software de simulação

Considerando o dimensionamento fundamentado no subitem 5.2, referente à propriedade rural situada em Barroquinha, no estado do Ceará, procede-se à configuração e ao registro apropriados para o mencionado contexto. As fases a serem seguidas serão descritas conforme o subitem 6.1.1, conforme elencado abaixo:

1. Incorporação das coordenadas geográficas da propriedade rural de Barroquinha – CE.
2. Registro do módulo LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp.
3. Dado que o inversor já está registrado no banco de dados devido ao Caso 1, seleciona-se o Inversor Trifásico SOLPLANET-20K-LT-G2-PRO.
4. Configuração da orientação e do layout do sistema fotovoltaico.

Para o primeiro passo, as coordenadas geográficas descritas no subitem 4.2.1 são inseridas na ferramenta SAM, na seção de Localização e Recurso Solar. Após a inserção das coordenadas, constatou-se que o ponto mais próximo identificado pelo SAM foi (-2.91,-41.22), com uma distância aproximada de 2,87km da propriedade rural. A representação dessa interação está disposta na Figura 47.

Figura 47-Interface da aba Localização e Recurso Solar - Barroquinha (CE)

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
-2.92867_-41.238_-2.92867_-41.238_psm3-2-2_60_2...	-2.91	-41.22	-3	21	1970659	NSRDB
-2.92867_-41.238_-2.92867_-41.238_psm3-2-2_60_2...	-2.91	-41.22	-3	21	1970659	NSRDB
-2.92867_-41.238_-2.92867_-41.238_psm3-2-2_60_2...	-2.91	-41.22	-3	21	1970659	NSRDB
-2.92867_-41.238_-2.92867_-41.238_psm3-2-2_60_2...	-2.91	-41.22	-3	21	1970659	NSRDB
-2.92867_-41.238_-2.92867_-41.238_psm3-2-2_60_2...	-2.91	-41.22	-3	21	1970659	NSRDB

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

C:\Users\Paulyran Calisto\SAM Downloaded Weather Files
C:/Users/Paulyran Calisto/SAM Downloaded Weather Files/-2.92867_-41.238

Add/remove weather file folders...
Refresh library

Download Weather Files
The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library: Download a default typical-year (TMW) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or uncertainty (P50/P90) analyses. See Help for details.

One location Multiple locations 60-minute 30-minute Advanced download

-2.928660,-41.237987 Download files for all years Download and add to library...

Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta SAM 2024.

Em contraste com o Caso 1, o módulo a ser registrado será o módulo LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp. Os parâmetros elétricos deste painel podem ser observados na Figura 48.

Figura 48-Interface da aba Módulo - Barroquinha (CE)

Module Characteristics

Maximum power (Pmp) Wdc
 Temperature coefficient (Pmp) %/°C
 Maximum power voltage (Vmp) Vdc
 Open circuit voltage (Voc) Vdc
 Module structure and mounting
 a b dT °C

1. Maximum power depends on the reference radiation and efficiency values specified below at a reference cell temperature of 25°C.
 2. The Module Structure - Mounting options are used for temperature correction calculations. See Help for information about the options.

Module Dimensions

Module area m² Module width m
 Module aspect ratio Module length m

Module Efficiency

Irradiance (W/m ²)	Efficiency (%)	Reference Condition
<input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="400"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="600"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="800"/>	<input type="text" value="21.41"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="1000"/>	<input type="text" value="21.28"/>	<input checked="" type="radio"/>

Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta SAM 2024.

As configurações para o registro do inversor estão ilustradas na Figura 43, uma vez que se trata do mesmo inversor para ambos os casos. Por fim, prossegue-se com a disposição do arranjo fotovoltaico e a orientação dos módulos para o caso em questão, na seção de Design do Sistema, conforme representado na Figura 49.

Figura 49-Interface da aba Design do Sistema - Barroquinha (CE)

-Electrical Configuration-

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="12"/>	<input type="text" value="19"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="1"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="24"/>	<input type="text" value="19"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="597.6"/>	<input type="text" value="946.2"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="499.2"/>	<input type="text" value="790.4"/>		

-Multiple MPPT Inputs-

Set MPPT inputs
 Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.

-Tracking & Orientation-

Azimuth
NL = 0

Tilt
50° Vert.
0° Horiz.

Fixed Fixed

1 Axis 1 Axis

2 Axis 2 Axis

Azimuth Axis Azimuth Axis

Seasonal Tilt Seasonal Tilt

Tilt=latitude Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Fonte: Próprio Autor com auxílio da ferramenta SAM 2024.

6.2.2. Instalação e manutenção

Ao contrário do cenário esboçado no Caso 1, onde os módulos foram fixados mediante uma mesa solo de fibra de vidro, a disposição dos mesmos se deu por meio de prisioneiros para madeira, como especificado na Figura 50, exigindo uma preparação prévia na madeira através

da perfuração com uma broca de 8mm. Em sequência, procede-se à instalação dos trilhos e ao alinhamento dos fixadores, conforme detalhado na Figura 51.

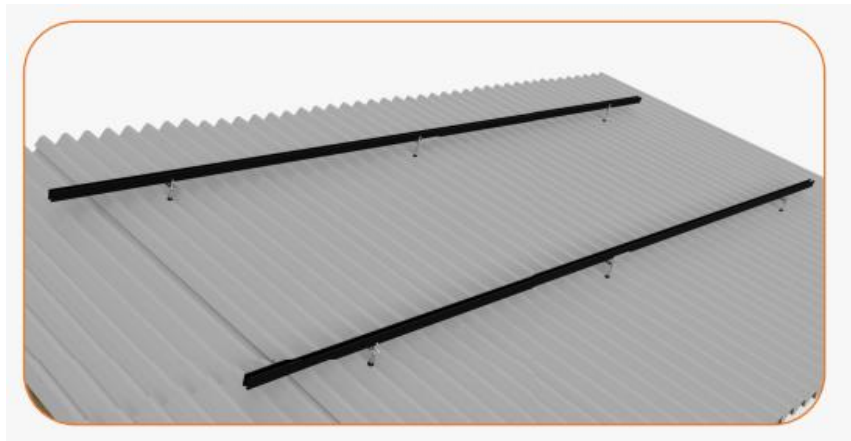
O procedimento consecutivo compreende a montagem dos painéis sobre os trilhos, utilizando grampos finais e intermediários conforme a disposição e configuração requeridas. A representação visual deste processo se baseia na ilustração da Figura 52. Por último, realiza-se a instalação do inversor na parede, estabelecendo as conexões tanto com os módulos quanto com a proteção CA, terminando na ligação à residência do cliente.

Figura 50-Instalação de fixadores (prisioneiros)



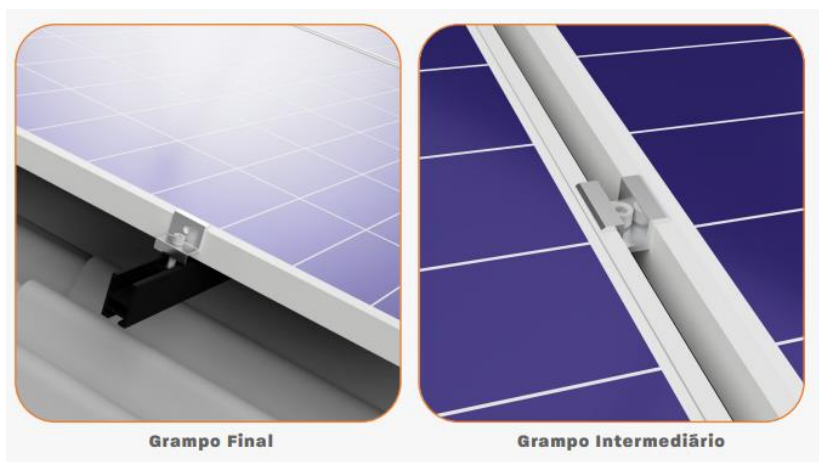
Fonte: Sou Energy.

Figura 51-Instalação dos trilhos e alinhamentos dos fixadores



Fonte: Sou Energy.

Figura 52- Instalação dos painéis sobre os trilhos



Fonte: Sou Energy

7. VIABILIDADE FINANCEIRA

7.1. Caso 1: Fazenda Chaval – CE

Ao analisar propostas comerciais e explorar plataformas de e-commerce, como a Sou Energy, constatou-se que o conjunto de equipamentos elétricos, abrangendo disjuntor, DPS, quadro elétrico, cabeamento CC e CA, apresenta uma média de preço de R\$93,98 por quilowatt-pico (kWp) de potência do sistema. Além disso, a estimativa incluiu o valor do projeto e uma alocação de 20% dos custos totais para mão de obra, contemplando a instalação do sistema. Os detalhes completos do orçamento estão disponíveis na Tabela 3.

Tabela 3-Estimativa de custos.

PRODUTO	QUANTIDADE	VALOR
INVERSOR SOLPLANET 20K-LT-G2-PRO	1	R\$ 7.116,97
PAINEL LEAPTON MONO HALF-CELL 665W	40	R\$ 54.774,80
EQUIPAMENTO ELÉTRICOS GERAIS	1 CONJUNTO	R\$ 2.500,00
ESTRUTURA MESA SOLO 14 MÓDULOS	3	R\$ 10.614,99
PROJETO	1	R\$ 2.000,00
MÃO DE OBRA	20%	R\$ 15.401,35
	TOTAL	R\$ 92.408,11

Fonte: Autoria Própria com auxílio da empresa.

Para a análise financeira deste estudo é fundamental projetar os valores futuros das tarifas de energia durante a vida útil do sistema fotovoltaico, uma vez que as concessionárias ajustam as tarifas anualmente com base na inflação.

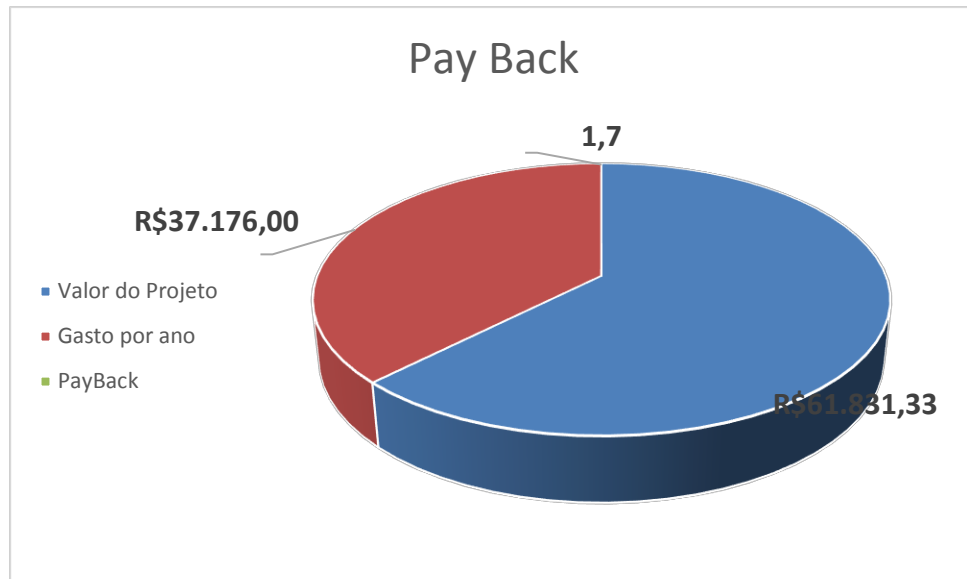
O IBGE faz uma análise mensal da inflação em grande parte do território nacional, medindo o Índice Amplo de Preços ao Consumidor (IPCA). Segundo o IBGE, a projeção média da inflação no país gira em torno de 3,80%.

Para calcular a previsão tarifária de energia da ENEL para 25 anos, que corresponde ao tempo de utilização da instalação fotovoltaica, será aplicada uma taxa de regulação anual de 3,80%. Além disso, segundo os fabricantes de módulos fotovoltaicos, os painéis estão sujeitos à degradação ao longo do tempo, o que leva a uma perda anual de eficiência. No primeiro ano a perda é de 2,5%, e nos anos seguintes a perda é de cerca de 0,6% ao ano (DAH SOLAR, 2021).

O Gráfico 2 apresenta o retorno do investimento do sistema fotovoltaico para o consumo do cliente de aproximadamente 41.784 kWh por ano, considerando o valor do projeto de R\$

92.408,11 com um tempo de retorno de aproximadamente 2 anos e 2 meses.

Gráfico 2-Payback da fazenda Chaval - CE.



Fonte: Próprio Autor.

7.2. Caso 2: Fazenda Barroquinha - CE

Da mesma maneira que foi feito no item 7.1, avaliando os equipamentos elétricos necessários para a instalação do sistema. Foi constatado que apresentam uma média de 63,42 por kWp. Os detalhes dos orçamentos estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4- Estimativa de custos – Barroquinha (CE)

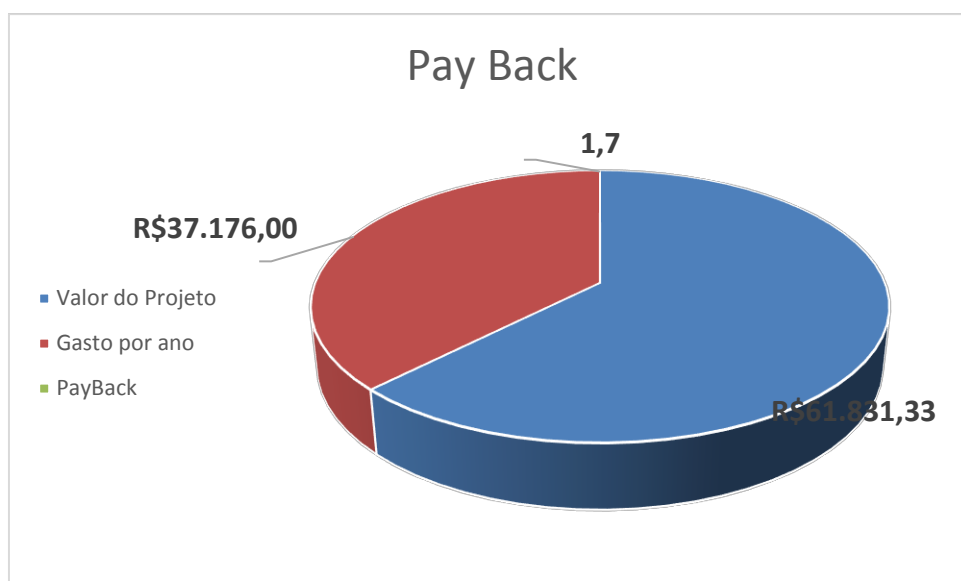
PRODUTO	QUANTIDADE	VALOR
INVERSOR SOLPLANET 20K-LT-G2-PRO	1	R\$ 7.116,97
PAINEL LEAPTON MONO HALF-CELL 550W	43	R\$ 37.109,36
EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS GERAIS	1 CONJUNTO	R\$ 1.500
ESTRUTURA	12	R\$ 4299,78
PROJETO	1	R\$ 1.500
MÃO DE OBRA	20%	R\$ 10.305,22
	TOTAL	R\$ 61.831,33

Fonte: Autoria Própria com auxílio da empresa

O Gráfico 3 apresenta o retorno do investimento do sistema, onde o valor do projeto é de R\$ 61.831,33 com um consumo de cerca de R\$ 37.176,00, com prazo de retorno do

investimento de cerca de 1 ano e 7 meses.

Gráfico 3-Payback fazenda Barroquinha - CE.



Fonte: Autoria Própria com auxílio da empresa

8. RESULTADOS E DISCUSSÃO

8.1. CASO 1: FAZENDA DE CHAVAL – CE

A Tabela 5 representa as características do gerador fotovoltaico imprescindíveis para atender à demanda da fazenda de Chaval - CE.

Tabela 5- Características do Gerador Fotovoltaico – Chaval (CE)

CARACTERÍSTICAS	VALOR
<i>Energia Consumida ($E_{c(m)}$)</i>	3.482,948 kWh
<i>Número de Módulos (N_{MFV})</i>	39,42 MFV
<i>Potência do Gerador Fotovoltaico (P_{GFV})</i>	26,60 kWp
<i>Quantidade Máxima que o inversor suporta ($Qtd_{max.inversor}$)</i>	45,11 MFV
<i>Quantidade Mínima de módulos por arranjo ($Qtd_{min.painéis}$)</i>	4,76 MFV
<i>Quantidade Máxima de módulos por arranjo ($Qtd_{max.série}$)</i>	22,14 MFV
<i>Corrente Máxima de Entrada ($I_{mp.máx}$)</i>	17,82 A
<i>Corrente Máxima de Curto – Circuito ($I_{sc.máx}$)</i>	18,75 A
<i>Potência Nominal Individual do módulo</i>	665W _p

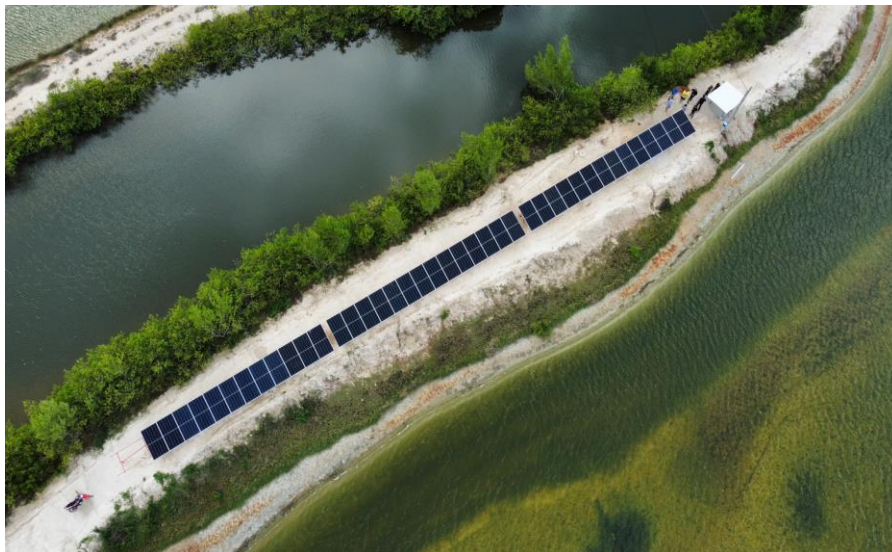
Fonte: Autoria Própria.

Devido à impossibilidade de utilizar números decimais para a quantidade de módulos fotovoltaicos (MFV), optou-se por arredondar para 40 módulos *LEAPTON MONO HALF-CELL 665W_p*. O mesmo critério foi aplicado para determinar o número mínimo e máximo de módulos por string, resultando em 5 e 22, respectivamente. Da mesma forma, a quantidade máxima suportada pelo inversor foi arredondada para 46 MFV.

Com base nisso, a escolha recaiu sobre o Inversor Trifásico SOLPLANET 20K-LT-G2-PRO, cuja capacidade máxima de entrada é de 30 kWp.

O arranjo fotovoltaico será constituído por duas strings, cada uma composta por 14 módulos *LEAPTON MONO HALF-CELL 665W_p*, e uma terceira string contendo 12 módulos *LEAPTON MONO HALF-CELL 665W_p*, totalizando assim os 40 módulos necessários. O sistema fotovoltaico concluído encontra-se representado na Figura 53.

Figura 53-Execução do sistema fotovoltaico - Chaval (CE)

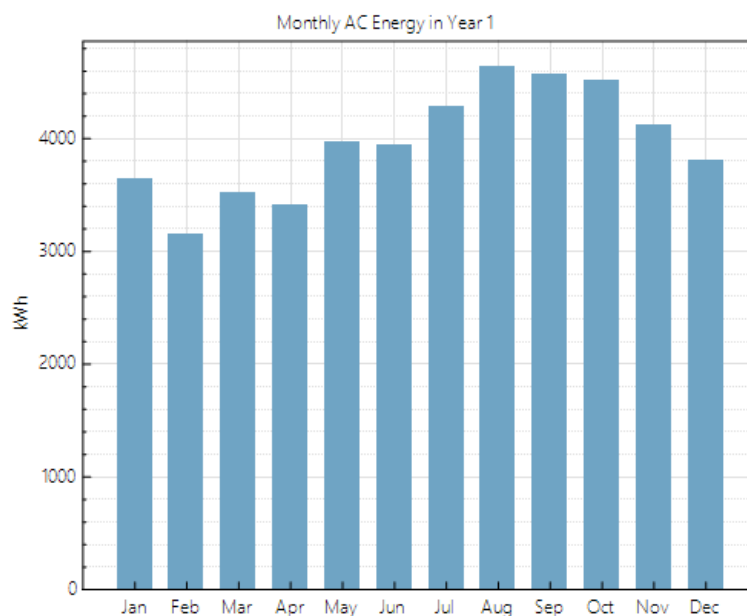


Fonte: Autoria Própria.

8.1.1. Simulação SAM do SFVCR

Os resultados relativos à produção elétrica ao longo de um ano foram adquiridos, considerando as perdas padrão do software, conforme ilustrado no Gráfico 4.

Gráfico 4-Geração mensal CA – Chaval (CE)



Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

A Tabela 6 apresenta as gerações mensais no decorrer do primeiro ano, destacando as energias geradas mensalmente em corrente contínua e em corrente alternada. Nessa tabela, são explicitadas as médias mensais do consumo do cliente, resultando nos créditos mensais

transferidos para a rede.

Tabela 6–Geração DC/AC, Consumo mensal e créditos acumulados – Chaval (CE)

<i>Mês</i>	<i>Energia CC (kWh/mês)</i>	<i>Energia CA (kWh/mês)</i>	<i>Carga Elétrica (kWh/mês)</i>	<i>Eletricidade para a rede (kWh/mês)</i>
<i>Jan</i>	3856	3647,79	3482,95	165
<i>Fev</i>	3335,9	3154,12	3482,95	-329
<i>Mar</i>	3716,17	3513,79	3482,95	308
<i>Abr</i>	3599,96	3403,95	3482,95	-790
<i>Mai</i>	4198,76	3975,42	3482,95	492
<i>Jun</i>	4165,73	3945,14	3482,95	462
<i>Jul</i>	4524,16	4286,78	3482,95	803,83
<i>Ago</i>	4886,64	4633,37	3482,95	1150,42
<i>Set</i>	4813,68	4564,79	3482,95	1081,84
<i>Out</i>	4766,43	4519,12	3482,95	1036,17
<i>Nov</i>	4346,76	4116,58	3482,95	634
<i>Dez</i>	4017,83	3802,53	3482,95	320
MÉDIA	4185,67	3963,62	3482,95	444,54

Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

A análise dos dados revela uma média mensal de geração energética de 3.963,62 kWh, contrastando favoravelmente com o consumo médio mensal de 3.482,95 kWh, o que evidencia um notável êxito na redução das despesas com energia elétrica. A distribuição horária da geração de energia CA é retratada no Gráfico 4, onde se observa um pico de produtividade entre aproximadamente das 8 horas às 15 horas. As tonalidades mais escuras correspondem às horas de ausência de irradiação solar, caracterizadas pelo consumo exclusivo de energia devido à utilização dos equipamentos. Na Tabela 7 subsequente, são detalhados os índices de mérito do SFVCR, englobando a energia anual em corrente alternada, o fator de capacidade em corrente contínua, o rendimento energético e o índice de desempenho (*Performance Ratio*).

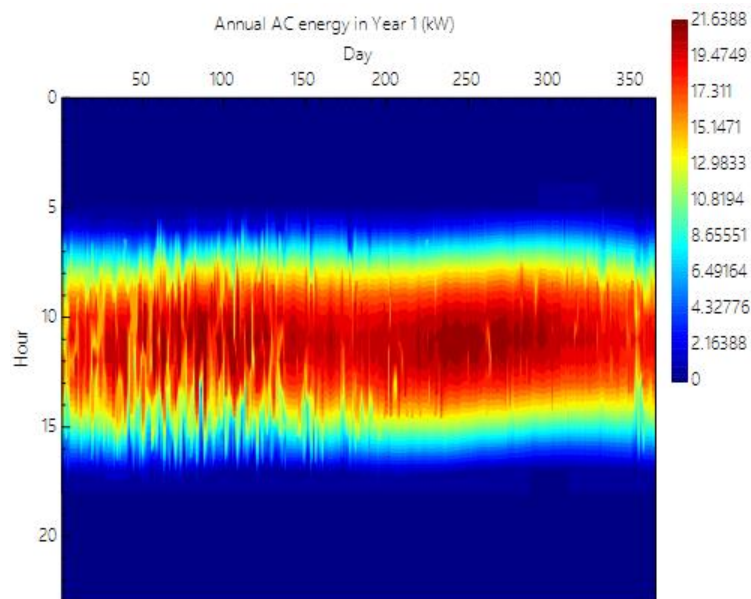
Tabela 7-Índices de Mérito do SFCR - Chaval (CE)

<i>Métrica</i>	<i>Valor</i>
<i>Energia CA anual no Ano 1</i>	47.563 kWh
<i>Fator de capacidade DC no Ano 1</i>	20,4%
<i>Rendimento energético no Ano 1</i>	1.788 kWh/kW
<i>Índice de desempenho no Ano 1</i>	0.80

Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

A produção anual de energia pelo sistema fotovoltaico, a qual totaliza 47.563 kWh, figura como um feito notável, uma vez que supera substancialmente a exigência energética da propriedade. Em termos do Fator de Capacidade (FC), a fração da capacidade máxima efetivamente utilizada é de 20,4%, enquanto o desempenho real do projeto em relação à sua capacidade teórica máxima (*Performance Ratio*) é de 0,80.

Gráfico 5-Geração de energia AC horária – Chaval (CE)



Fonte: SAM 2024.

8.2. CASO 2: FAZENDA DE BARROQUINHA - CE

Com base na análise contemplada no tópico 5.2, em conjunção com os elementos dos tópicos 3.2 e 4.2, foram calculados os equipamentos requeridos para a implementação do sistema fotovoltaico na fazenda de carcinicultura situada em Barroquinha (CE). As especificidades do sistema fotovoltaico em questão são detalhadas na Tabela 8.

Tabela 8-Características do Gerador Fotovoltaico - Barroquinha (CE)

CARACTERÍSTICAS	VALOR
<i>Energia Consumida ($E_{c(m)}$)</i>	3.098,100 kWh
<i>Número de Módulos (N_{MFV})</i>	42,76 MFV
<i>Potência do Gerador Fotovoltaico (P_{GFV})</i>	23,65 kWp
<i>Quantidade Máxima que o inversor suporta ($Qtd_{max.inversor}$)</i>	54,54 MFV
<i>Quantidade Mínima de módulos por string ($Qtd_{min.painéis}$)</i>	4,38 MFV
<i>Quantidade Máxima de módulos por string ($Qtd_{max.série}$)</i>	20,53 MFV
<i>Corrente Máxima de Entrada ($I_{mp.máx}$)</i>	13,55 A
<i>Corrente Máxima de Curto – Circuito ($I_{sc.máx}$)</i>	14,33 A
<i>Potência Nominal Individual do módulo</i>	550W _p

Fonte: Autoria Própria.

Considerando o arredondamento das quantidades de módulos necessários para o sistema, chega-se à conclusão de que são requeridos 43 módulos LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp. Neste contexto, estabelece-se que a quantidade mínima e máxima de módulos por string são, respectivamente, 5 e 20, seguindo as mencionadas especificações. É importante notar que o inversor suporta no máximo 54 módulos.

O inversor, mantendo as características do Caso 1, ostenta também a potência máxima da matriz fotovoltaica correspondente a 30 kWp (SOLPLANET 20K-LT-G2-PRO). Consequentemente, para otimização do aproveitamento do sistema fotovoltaico, será constituído por duas strings, cada qual composta por 12 módulos LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp, enquanto a terceira string conterà 19 módulos LEAPTON MONO HALF-CELL 550Wp, totalizando 43 módulos. A representação visual da implementação do sistema mencionado é apresentada na Figura 54.

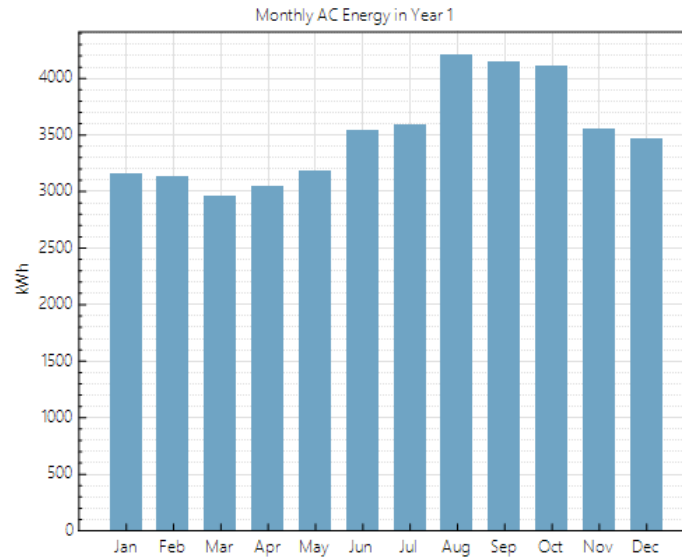
Figura 54-Execução do sistema fotovoltaico - Barroquinha (CE)

Fonte: Autoria Própria.

8.2.1. Simulação SAM do SFVCR

Neste caso particular, o Gráfico 6 representa a simulação da produção de energia elétrica ao longo do inaugural ano.

Gráfico 6-Geração mensal CA - Barroquinha (CE)



Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

Assim como exposto no subitem 8.1.1, apresenta-se a Tabela 9, enquanto o Gráfico 7 é consagrado à representação visual dos dados nela contidos para o caso apresentado.

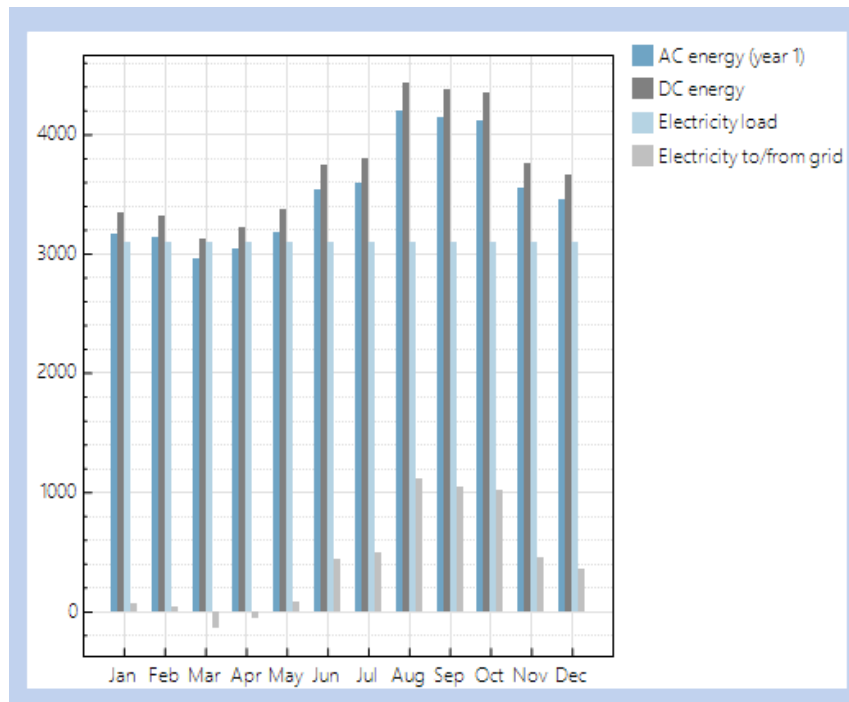
Tabela 9-Geração DC/AC, consumo mensal e créditos acumulados – Barroquinha (CE)

<i>Mês</i>	<i>Energia CC (kWh/mês)</i>	<i>Energia CA (kWh/mês)</i>	<i>Carga Elétrica (kWh/mês)</i>	<i>Elettricidade para a rede (kWh/mês)</i>
<i>Jan</i>	<i>3346,33</i>	<i>3160,19</i>	<i>3098,10</i>	<i>62,19</i>
<i>Fev</i>	<i>3315,13</i>	<i>3134,35</i>	<i>3098,10</i>	<i>36,35</i>
<i>Mar</i>	<i>3127,81</i>	<i>2951,07</i>	<i>3098,10</i>	<i>-146,93</i>
<i>Abr</i>	<i>3219,11</i>	<i>3039,77</i>	<i>3098,10</i>	<i>-58,23</i>
<i>Mai</i>	<i>3363,47</i>	<i>3176,61</i>	<i>3098,10</i>	<i>78,61</i>
<i>Jun</i>	<i>3739,02</i>	<i>3537,17</i>	<i>3098,10</i>	<i>439,17</i>
<i>Jul</i>	<i>3792,49</i>	<i>3587,04</i>	<i>3098,10</i>	<i>489,04</i>
<i>Ago</i>	<i>4435,56</i>	<i>4202,16</i>	<i>3098,10</i>	<i>1104,16</i>
<i>Set</i>	<i>4372,39</i>	<i>4142,96</i>	<i>3098,10</i>	<i>1044,96</i>
<i>Out</i>	<i>4344,29</i>	<i>4111,58</i>	<i>3098,10</i>	<i>1013,58</i>

<i>Nov</i>	3756,32	3550,35	3098,10	452,35
<i>Dez</i>	3658,76	3457,85	3098,10	359,85
MÉDIA	3705,89	3504,26	3098,10	406,26

Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

Gráfico 7-Geração DC/AC, Consumo mensal e crédito acumulado mensalmente - Barroquinha (CE)



Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

A Tabela 9 evidencia que a propriedade destacada ostenta uma média de produção energética em torno de 3.504,26 kWh, confirmando a favorabilidade do sistema, uma vez que registra uma média de consumo de aproximadamente 3.098,10 kWh, resultando em uma redução drástica nas faturas de energia. Além disso, uma média próxima de 406,26 kWh será injetada na rede mensalmente sob a forma de crédito.

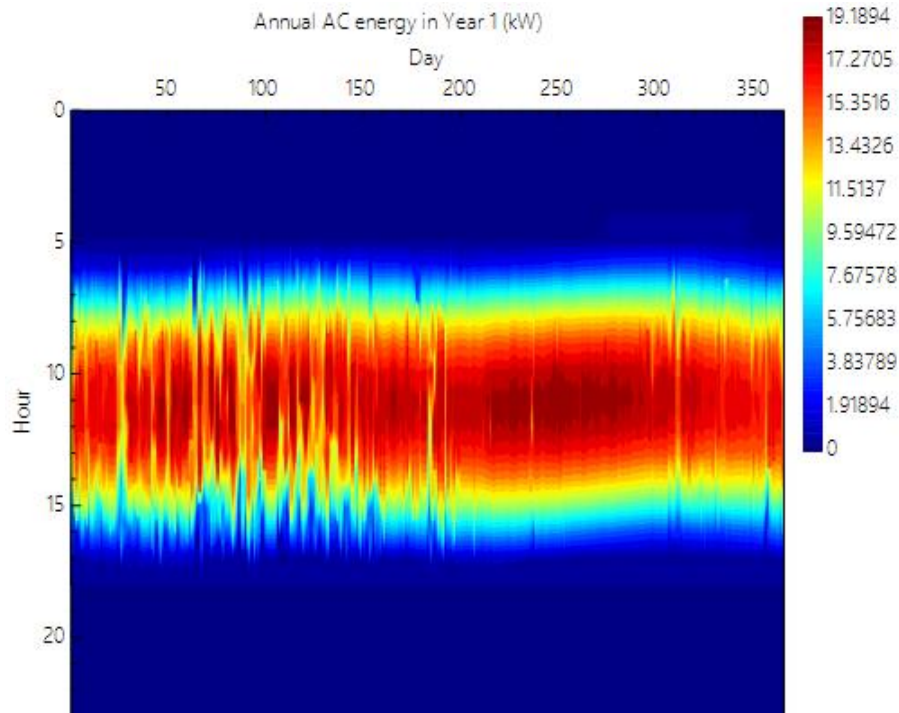
A simulação revela que a geração horária de pico ocorre predominantemente entre as 08 horas e as 15 horas, evidenciando que os períodos de maior claridade correspondem aos momentos de geração, enquanto os intervalos mais escurecidos indicam a ausência de irradiação solar, caracterizando o período noturno. Estas observações são discerníveis no Gráfico 6.

Posteriormente, os méritos do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) são apresentados, detalhando os valores associados às energias AC anuais, o Fator de Capacidade DC, o rendimento yield e o índice de desempenho, conforme especificado na Tabela 11.

Tabela 10-Índice de Méritos do SFVCR- Barroquinha (CE)

Métrica	Valor
<i>Energia CA anual no Ano 1</i>	42.990 kWh
<i>Fator de Capacidade DC no Ano 1</i>	20,9%
<i>Rendimento energético no Ano 1</i>	1.833 kWh/kW
<i>Índice de desempenho no Ano 1</i>	0.79

Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

Gráfico 8-Geração AC horária - Barroquinha (CE)

Fonte: Autoria Própria com auxílio da ferramenta SAM 2024.

8.3. ÍNDICES DE MÉRITOS

Abaixo estão os valores do Índice de Produtividade Yield e Fator de Capacidade AC para cada mês do ano, referentes aos casos descritos anteriormente. As Tabelas 11 e 12 apresentam os dados mensais de energia gerada, a potência dos sistemas fotovoltaicos correspondentes e a quantidade específica de radiação solar por local mensalmente, onde esses dados serão fundamentais para o cálculo dos índices.

Tabela 11- Dados de Energia Gerada Mensalmente, Potência de Pico do Sistema FV e Irradiação do local (Chaval – CE)

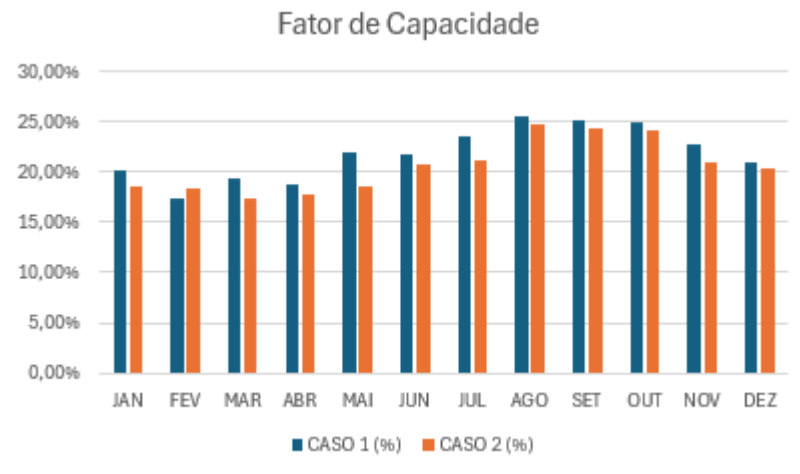
CASO 1 - Chaval / CE			
	<i>Energia Gerada (kWh)</i>	<i>Potência FV (kW_p)</i>	<i>Irradiação (kWh /m². dia)</i>
JAN	3.647,79	26,6	5,11
FEV	3.154,12	26,6	5,09

MAR	3.513,79	26,6	5,01
ABR	3.403,95	26,6	4,98
MAI	3.975,42	26,6	5,31
JUN	3.945,14	26,6	5,47
JUL	4.286,78	26,6	5,65
AGO	4.633,37	26,6	6,25
SET	4.564,79	26,6	6,51
OUT	4.519,12	26,6	6,46
NOV	4.116,58	26,6	6,24
DEZ	3.802,53	26,6	5,48

Tabela 12- Dados de Energia Gerada Mensalmente, Potência de Pico do Sistema FV e Irradiação do local (Barroquinha - CE)

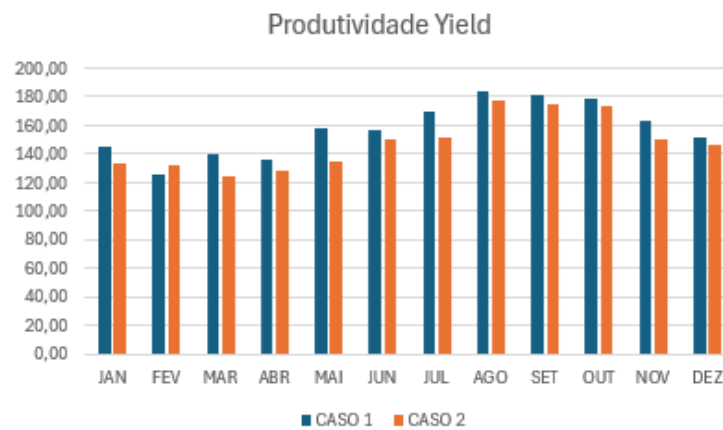
CASO 2 - Barroquinha / CE			
	<i>Energia Gerada (kWh)</i>	<i>Potência FV (kW_p)</i>	<i>Irradiação (kWh/ m². dia)</i>
JAN	3.160,19	23,65	5,48
FEV	3.134,35	23,65	5,35
MAR	2.951,07	23,65	5,16
ABR	3.039,77	23,65	4,9
MAI	3.176,61	23,65	5,19
JUN	3.537,17	23,65	5,35
JUL	3.587,04	23,65	5,50
AGO	4.202,16	23,65	5,95
SET	4.142,96	23,65	5,97
OUT	4.111,58	23,65	5,86
NOV	3.550,35	23,65	6,15
DEZ	3.457,85	23,65	5,92

Com o auxílio das Equações 1,2,3 e 4 são calculados os Índices de Méritos. Com isso, os valores de Fator de Capacidade, Produtividade mensal e Desempenho Global (PR) são representados por meio das Gráficos 9, 10 e 11, respectivamente.

Gráfico 9- Fator de Capacidade.

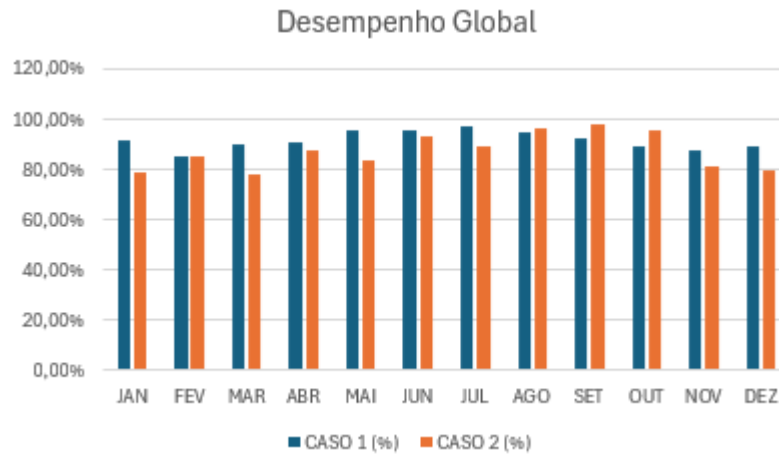
Fonte: Autoria Própria.

Os resultados do fator de capacidade são relativamente baixos em ambos os casos, uma vez que são calculados através de uma fórmula que compara a produção atual de energia fotovoltaica com a capacidade máxima do sistema, tendo em conta o funcionamento contínuo de 24 horas. Porém, como o sistema fotovoltaico funciona apenas durante o dia, tal abordagem leva à obtenção de valores reduzidos para este indicador.

Gráfico 10- Produtividade Yield

Fonte: Autoria Própria.

Como a produtividade representa a quantidade de eletricidade gerada por um sistema fotovoltaico por unidade de energia solar recebida durante um determinado período, vemos que os valores de produtividade observados ultrapassam 124 kWh/kWp em ambos os casos, que estão na faixa de produtividade média que varia de 120 a 150 kWh /kWp.

Gráfico 11-Desempenho Global

Fonte: Autoria Própria.

Os valores globais de desempenho ou eficiência do sistema indicam que o sistema é considerado eficiente, pois os resultados obtidos ultrapassam 78%, estando acima do intervalo médio de eficiência, que é de 75% a 85%.

9. CONCLUSÃO

O presente trabalho é dado pela necessidade de economia na conta de energia, principalmente para as fazendas de carcinicultura, que necessitam de grande quantidade de energia elétrica em seu funcionamento por meio do uso de bombas, aeradores, sistemas de iluminação e outros equipamentos.

Como a geração solar é teoricamente considerada uma fonte infinita de energia e a produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos é considerada um processo limpo e renovável, os sistemas fotovoltaicos tornaram-se economicamente viáveis e sustentáveis.

A viabilidade dos sistemas fotovoltaicos em fazendas de carcinicultura é demonstrada utilizando a ferramenta SAM, e sob a perspectiva da capacidade de produção de energia elétrica, puderam ser demonstrados resultados satisfatórios de valor médio de geração superior ao valor médio de consumo. Os resultados mostraram que durante o primeiro ano de geração, o Caso 1 injetou aproximadamente 5.334,26 kWh de energia elétrica excedente na rede da concessionária, enquanto o Caso 2 injetou 4.875,10 kWh de energia elétrica excedente, convertida em créditos, para uso ao longo de 5 anos.

Em termos de índice de mérito em ambos os casos, o desempenho global apresenta uma eficiência superior a 78%, o que é considerado um valor muito satisfatório. A produtividade, por outro lado, apresenta mais de 124 kWh de eletricidade gerada por unidade de potência nominal instalada. Quanto ao fator de capacidade AC, vale ressaltar que os resultados não são tão elevados, uma vez que o sistema fotovoltaico só consegue gerar eletricidade algumas horas por dia.

Este trabalho serve como um guia para qualquer pessoa interessada na mesma linha de raciocínio como sugestão para trabalhos futuros sobre otimização da aeração em fazendas de camarão usando sensores de oxigênio e algoritmos de controle inteligentes e análise da eficiência energética de equipamentos em cativeiros de camarão.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKHTER, Rafia. Analysis of a PWM boost inverter for solar home application. 2008.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL -SIGA**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 março. 2023a.

AVNIMELECH, Y & G, RITVO. 2003. Shrimp and fish pond soils: processes and management. *Aquaculture*, 220: 549– 567.

BEZERRA, FranCiSCo DiniZ. Energia solar. 2021.

BIOFLOCOS, CULTIVO INTENSIVO COM; ZEMOR, JULIO CESAR. UTILIZAÇÃO DE DIFERENTES SISTEMAS DE AERAÇÃO EM VIVEIROS. 2014.

Burford, M., Thompson, P., Bauman, R., and Pearson, D. (2003). Nutrient and microbial dynamics in high intensive, zero-exchange shrimp ponds in belize. *Aquaculture*, 219:393– 411.

CARNEIRO, Joaquim AO. Módulos fotovoltaicos: Características e associações. 2010.

Costa, C. M. (2013). Cultivo do camarão branco *Litopenaeus Vannamei* em sistema de bioflocos em viveiros com diferentes densidades de estocagem e utilização de água de subsolo. Universidade Federal de Rio Grande - FURG.

Delgado, P., Avnimelech, Y., Mcneil, R., Bratvold, D., Browdy, C., and Sandifer, P. (2003). Physical, chemical and biological characteristics of distinctive regions in paddle wheel aerated shrimp ponds. *Aquaculture*, 217(1-4):235–248.

DI ZOUSA, R. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica: livro digital de introdução aos sistemas solares**. Ribeirão Preto: Blue Sol, 2016. Disponível em:<<https://pt.scribd.com/doc/307285540/Livro-Digital-de-Introducao-aos-Sistemas-Solares-novo-pdf>>. Acesso em: 06 mar. 2020.

Fusano, Renato Hideo. Análise Dos Índices De Mérito Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Do Escritório Verde Da UTFPR. 2013. 94 f. TCC-Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

GOLDEMBERG, J. Energia, meio ambiente e desenvolvimento. São Paulo: EDUSP, 2008.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Produção da pecuária municipal 2020*. Rio de Janeiro: IBGE, 2020.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais — Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Disponível em: <http://www.gov.br>. Acesso em: 22 de março de 2023.

LANA, Luana Teixeira Costa et al. Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica. **Engenharias On-line**, v. 1, n. 2, p. 21-33, 2015.

MACHADO, Carolina T.; MIRANDA, Fabio S. Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. *Revista virtual de química*, v. 7, n. 1, p. 126-143, 2015.

MARQUES, Rubéria Caminha; KRAUTER, Stefan CW; DE LIMA, Lutero C. Energia solar fotovoltaica e perspectivas de autonomia energética para o nordeste brasileiro. *Revista Tecnologia*, v. 30, n. 2, 2009.

OLIVEIRA, Alexandre Santucci Breves. Análise da sobretensão e sobrecarga ocasionadas pela geração distribuída conectada à rede elétrica de distribuição, 2022.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. (Orgs). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB. 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 17 Nov. 2023.

Processor Tarifários. **ANEEL**, 11 jan. 2023. Disponível em: <http://www.gov.br/aneel/pt-br/calendário-de-atividades/processos-tarifários>. Acesso em: 17 Nov. 2023.

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). *RENEWABLES 2017: GLOBAL STATUS REPORT*, REN21, Paris, 2017.

Sampaio, Y. e Costa, E.F. Geração de empregos diretos e indiretos na cadeia produtiva do camarão cultivado. In: *Revista da Associação Brasileira de Criadores de Camarão (ABCC)*. Ano 5, nº1. Recife, março de 2003.

SANTOS, José Alexandre Ferraz de Andrade et al. Geração Distribuída no Brasil: análise de sua evolução e aspectos regulatórios. In: *Congresso Brasileiro de Regulação*. Outra instituição, 2017.

SISTEMA Fotovoltaico Híbrido: Entenda o Que é e Suas Aplicações. *OCA SOLAR ENERGIA*, 28 abr. 2021. Disponível em: <https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/>. Acesso em: 26 nov. 2022.

SISTEMA Solar On Grid (Conectado à Rede). **Portal Solar**, 19 dez. 2019. Disponível em: [view-source:https://www.portalsolar.com.br/sistema-solar-conectado-a-rede-on-grid](https://www.portalsolar.com.br/sistema-solar-conectado-a-rede-on-grid). Acesso em: 25 mar. 2023.

SISTEMAS on grid e off grid. **Strom Brasil**, 08 fev. 2018. Disponível em: [view-source:https://www.strombrasil.com.br/sistemas-on-grid-e-off-grid/](https://www.strombrasil.com.br/sistemas-on-grid-e-off-grid/). Acesso em: 25 mar. 2023
URBANETZ JUNIOR, Jair et al. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. 2012.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Zumarán, D. (2000). Avaliação econômica da geração de energia elétrica fotovoltaica conectada à rede em mercados desregulados. USP- *Curso de Energia – Departamento de Energia*.