

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PEDRO SIEFER RAGGIO VERGAÇAS

ESTUDO PRELIMINAR DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE
IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM
PROPRIEDADE RURAL DO MUNICÍPIO DE PINHEIRAL (RJ)

SÃO PAULO

2020

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PEDRO SIEFER RAGGIO VERGAÇAS

ESTUDO PRELIMINAR DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE
IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM
PROPRIEDADE RURAL DO MUNICÍPIO DE PINHEIRAL (RJ)

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

SÃO PAULO

2020

AGRADECIMENTOS

RESUMO

O modelo de Geração Distribuída (GD) proporciona benefícios aos consumidores de energia elétrica, tornando-os mais independentes das Distribuidoras, além de diversificar a matriz elétrica nacional, aumentando a geração de energia por fontes renováveis e assim reduzindo os impactos ambientais negativos associados a este setor. A propriedade rural objeto deste estudo, em sua busca por uma gestão sustentável de suas operações, decidiu avaliar a utilização de energias alternativas, de modo a reduzir sua taxa de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEEs), bem como o custo relativo ao consumo de energia elétrica. O presente trabalho desenvolveu um estudo preliminar relativo à viabilidade técnico-econômica para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica (*on-grid*) em propriedade rural, utilizando-se as Resoluções Normativas Nº 482/2012 e 687/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquadrando-se, portanto, na modalidade de Autoconsumo Remoto. Para tanto, foram avaliados a área disponível para a instalação do gerador fotovoltaico, o potencial solarimétrico da localidade e o consumo médio dos imóveis do proprietário da fazenda. A partir das especificações elétricas dos equipamentos selecionados, foi desenvolvido o *layout* do gerador fotovoltaico. Utilizou-se dois inversores (modelo SG80KTL), conectando-se a cada um destes doze *strings* compostas por 20 painéis (CS3U-380MS) conectados em série, totalizando 240 painéis por inversor e somando uma potência nominal de 182,4 kWp. Com o investimento inicial no sistema estimado em R\$ 721.500,00, o Fluxo de Caixa Operacional (FCO) do empreendimento foi projetado a partir do cenário base adotado e trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto (TMA) de 10%, tendo-se obtido como resultado uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 64,85%. Portanto, concluiu-se que o projeto em questão agregará valor econômico ao investidor, que deverá obter um *Payback* Simples do valor investido em aproximadamente dois anos e meio.

PALAVRAS-CHAVE: Geração Distribuída. *On-grid*. Gerador fotovoltaico. Taxa Interna de Retorno. *Payback*.

ABSTRACT

The Distributed Generation (GD) model provides benefits to consumers of electricity, making them more independent from the Distributors, in addition to diversifying the national electric matrix, increasing the generation of energy by renewable sources and thus reducing the negative environmental impacts associated with this sector. The rural property object of this study, in its search for a sustainable management of its operations, decided to evaluate the use of alternative energies, in order to reduce its emission rate of Greenhouse Gases (GHGs), as well as the cost related to consumption of electricity. The present work developed a preliminary study on the technical and economic feasibility for the implementation of a photovoltaic system connected to the electricity distribution network (on-grid) in a rural property, using Normative Resolutions Nº 482/2012 and 687/2016 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), framing, therefore, in Remote Self-consumption mode. For this purpose, the area available for the installation of the photovoltaic generator, the solarimetric potential of the location and the average consumption of the farm owner's properties were evaluated. From the electrical specifications of the selected equipment, the layout of the photovoltaic generator was developed. Two inverters (model SG80KTL) were used, connecting to each of these twelve strings composed of 20 panels (CS3U-380MS) connected in series, totalizing 240 panels per inverter and adding a nominal power of 182.4 kWp. With the initial investment in the system estimated at R\$ 721,500.00, the project's Operating Cash Flow (FCO) was projected based on the base scenario adopted and brought to present value through a discount rate (Minimum Attractive Rate of Return - MARR) of 10%, resulting in an Internal Rate of Return (IRR) of 64.85%. Therefore, it was concluded that the project in question will add economic value to the investor, who should obtain a Simple Payback of the amount invested in approximately two and a half years.

KEYWORDS: Distributed Generation. On-grid. Photovoltaic generator. Internal Rate of Return; Payback.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Curva característica tensão x corrente de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de radiação solar.....	22
Figura 2.2 - Esquema de inversor com dois sistemas SPMP independentes, cada um ligado a um painel fotovoltaico	25
Figura 3.1 - Vista Panorâmica da Fazenda Três Saltos	32
Figura 3.2 - Mapa de Declividade da Região.....	33
Figura 3.3 - Mapa contendo a Orientação Cardeal.....	34
Figura 3.4 - Mapa contendo o Reflorestamento Proposto pelo Plano de Reflorestamento da Fazenda Três Saltos.....	35
Figura 3.5 - Dados de Irradiação Mensal para o Local de Instalação.....	37
Figura 3.6 - Esquema de conexão fotovoltaico.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Ranking de marcas de painéis fotovoltaicos mais presentes no mercado mundial, modelos analisados, suas respectivas potências de pico (W_p) e eficiências (%) e levantamento de preço praticado por vendedores do Mercado Livre Brasil.....	24
Tabela 2.2 - Ranking de marcas de inversores mais presentes no mercado brasileiro, modelos analisados, suas respectivas potências nominais (W) e eficiências (%) e levantamento de preço praticado por vendedores do Mercado Livre Brasil.....	27
Tabela 3.1 - Análise do Consumo Elétrico das Unidades Consumidoras.....	36
Tabela 3.2 - Dados climatológicos para o município de Pinheiral.....	38
Tabela 3.3 - Características de temperatura do módulo escolhido.....	39
Tabela 3.4 - Premissas adotadas para o cálculo da quantidade de painéis do gerador fotovoltaico.....	40
Tabela 3.5 - Premissas adotadas para determinar as áreas A_{Proj} e A_{Util}	41
Tabela 3.6 - Parâmetros Elétricos do Módulo CS3U-380MS em STC.....	43
Tabela 3.7 - Resultados das calculadas nesta seção.....	44

Tabela 3.8 - Dados elétricos selecionados do inversor SG80KTL.....	45
Tabela 3.9 – Parâmetros de tensão gerada pelas <i>strings</i> no SPMP.....	48
Tabela 4.1 - Orçamento Preliminar para Implantação do Sistema.....	50
Tabela 4.2 – Consideração de valores adotados para o Estudo de Viabilidade Econômica.....	51
Tabela 4.3 – Componentes de projeção de depreciação ao longo do tempo.....	53
Tabela 4.4 - Projeções de VLP, TIR e Payback nos dez primeiros anos de empreendimento e passados 25 anos.....	55
Tabela 4.5 – Reajuste tarifário anual de energia elétrica.....	57
Tabela 4.6 – Custo inicial com O&M variando em 0,5% e 1,0% do Capex inicial.....	58
Tabela 4.7 - Cenários analisados.....	59

LISTA DE SÍMBOLOS

Letras Latinas:

A	Área [m ²]
C	Comprimento [m]
CO _{2e}	
Da	Depreciação anual
E	Energia elétrica [kWh/ano]
HSP	Número de Horas de Sol Pleno [h]
I	Corrente [A]
FDI	Fator de dimensionamento do inversor [-]
FO	Fator de ocupação [-]
FR	Fração solar [-]
G _T	Radiação solar [W/m ²]
GEE _{red}	Redução da Geração de Gases de Efeito Estufa [g]
L	Largura [m]
N	Número de módulos [-]
P	Potência [W]
T	Temperatura [°C]
TD	Taxa de Desempenho [-]
V	Tensão [V]
VN	Valor do Produto Novo [R\$]
VR	Valor Residual [R\$]
VU	Vida útil [anos].

Letras Gregas:

β	Angulação do plano de incidência
η	Eficiência [%]
γ	Coeficiente de temperatura [%/°C]

Sobrescrito:

^o	Referência
--------------	------------

Subscritos:

a	Ambiente
C	Célula
Con	Conector do inversor
GFV	Geração fotovoltaica
INV	Inversor
M	Máximo ou mínimo
MAX	Máxima
MIN	Mínima
MP	Máxima Potência
NOC	Normal Operating Cell Temperature
OC	Circuito aberto
Proj	Projetada
REDE	Entregue pelo inversor à rede
SC	Curto circuito
SÉRIE	Módulos em Série
SPMP	Seguidor do ponto de máxima potência
STRING	Número de <i>Strings</i>
Util	Utilizada

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

AM	Ar-massa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	Área de Preservação Permanente
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cate	Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
FCO	Fluxo de Caixa Operacional
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOC	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
O&M	Operação e Manutenção
PV	Fotovoltaico
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	Introdução	14
1.1	Justificativa	14
1.2	Escopo	14
1.3	Objetivo	14
1.4	Metodologia	15
2	Revisão Bibliográfica	17
2.1	Importância da Geração Distribuída na Matriz Elétrica do Brasil	17
2.2	Bases de dados solarimétricos	19
2.3	Painéis Fotovoltaicos	20
2.3.1	Características elétricas	21
2.3.2	Escolha do painel	23
2.4	Condicionadores de Potência (Inversores CC-CA)	24
2.4.1	Escolha do inversor	26
2.5	Método de HSP	27
2.6	CrITÉRIOS EconÔMICOS de Avaliação	30
2.6.1	IPCA	30
2.6.2	CAPEX	30
2.6.3	Fluxo de Caixa Operacional (FCO)	30
2.6.4	Taxa Interna de Retorno (TIR)	30
2.6.5	Operação e Manutenção (O&M)	31
2.6.6	Depreciação Operacional	31
2.6.7	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	31
2.7	Redução de Emissão de Gases de Efeito Estufa	31
3	Estudo de Caso	32
3.1	Local de Instalação	32
3.1.1	Localização da área disponível para a instalação do gerador fotovoltaico	33
3.1.2	Análise do Consumo Elétrico das Unidades Consumidoras	35
3.1.3	Avaliação do Potencial Solarimétrico Local	36
3.2	Dimensionamento da Quantidade de Módulos e da Área Utilizada	37
3.2.1	Dimensionamento da Quantidade de Módulos Necessária	37
3.2.2	Cálculo da Área Utilizada pela Usina	41
3.3	Dimensionamento do Inversor	41
3.3.1	Características do Inversor Adotado	41
3.3.2	Variáveis	42

3.4	Definição das Strings.....	44
3.4.1	Número de Módulos (NsÉRIE)	44
3.4.2	Corrente Suportada pelo Inversor.....	45
3.4.3	Configuração das Strings	46
3.5	Projeto fotovoltaico.....	48
4	Estudo de Viabilidade Econômica	50
4.1	Avaliação dos custos do sistema.....	50
4.2	Premissas Adotadas	51
4.2.1	Reajuste Tarifário Anual	51
4.2.2	IPCA	51
4.2.3	Tarifa Contratada.....	52
4.2.4	Depreciação Operacional.....	52
4.2.5	Custo Total com Operação & Manutenção (final 2021)	53
4.2.6	Crescimento Anual dos Custos com O&M	53
4.2.7	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	53
4.3	Análise de Viabilidade Econômica	54
4.4	Análise de Sensibilidade	57
4.4.1	Reajuste Tarifário de Energia Elétrica	57
4.4.2	Custo Inicial com O&M.....	57
4.4.3	Definição dos Cenários.....	58
4.5	Resultados do Estudo de Viabilidade Econômica	59
5	Conclusões	60
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62
	ANEXO A – CARACTERÍSTICA DE TEMPERATURA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO CS3U-380M CANADIAN SOLAR.....	66
	ANEXO B – DADOS ELÉTRICOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO CS3U- 380M CANADIAN SOLAR.....	67
	ANEXO C – DADOS MECÂNICOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO CS3U-380M CANADIAN SOLAR.....	68
	ANEXO D – DADOS ELÉTRICOS DO INVERSOR SG80KTL SUNGROW.....	69

1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados objetivo, justificativa, escopo e metodologia utilizados neste trabalho.

1.1 Justificativa

O empreendimento rural, objeto deste estudo, cuja finalidade atual é a criação de gado, busca a transição de seu escopo em direção ao manejo sustentável de florestas voltadas ao fornecimento de madeira com especificação determinada. Faz parte dessa ação a utilização de energias alternativas para compor o quadro de sustentabilidade do empreendimento, de modo a reduzir sua taxa de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEEs), bem como o custo relativo ao consumo de energia elétrica.

A importância deste trabalho encontra-se vinculada aos benefícios econômicos e sociais que o processo de geração distribuída poderá desencadear no país, como geração de emprego e acesso à energia elétrica em áreas mais remotas. Para tanto, o foco será a geração de energia elétrica a partir de fonte solar, utilizando a tecnologia fotovoltaica.

1.2 Escopo

Este estudo estará restrito à utilização de energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica, na propriedade rural objeto de estudo, visando avaliar os custos operacionais a curto e médio prazo, apreciando aspectos favoráveis e desfavoráveis.

1.3 Objetivo

O presente trabalho desenvolverá um estudo preliminar relativo à viabilidade técnico-econômica para implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica (*on-grid*), de modo a suprir o consumo elétrico de uma residência na capital do Estado do Rio de Janeiro sob o contexto das Resoluções Normativas Nº 482/2012 e 687/2016 da ANEEL, enquadrando-se, portanto, na

modalidade de Autoconsumo Remoto.

1.4 Metodologia

Para o desenvolvimento deste trabalho, inicialmente, foi realizada uma revisão bibliográfica, visando aclarar conceitos relacionados a sistemas de geração fotovoltaica, como aqueles ligados às células, módulos e arranjos. A importância da geração distribuída também foi abordada, bem como as bases solarimétricas utilizadas. As principais equações regentes do projeto foram apresentadas.

Em seguida, foi analisada a localização da área disponível para instalação do gerador fotovoltaico para determinar o local mais adequado para sua instalação sem que este venha a interferir nos cultivos florestais que estão sendo executados na propriedade.

A seguir o potencial solarimétrico da região foi estimado, segundo metodologia de Horas de Sol Pleno, recomendada pelo CRESEB no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Foram utilizadas faturas de energia elétrica de dois anos consecutivos para determinar a média de demanda energética local.

De posse dessas informações, os módulos e inversores foram selecionados, considerando os dados fornecidos pelos fabricantes, ademais de respeitar a influência da temperatura da região e das células na eficiência dos módulos. O estudo de caso se conclui com a definição das *strings*, verificação de tensões e correntes de operação suportadas pelo inversor e o diagrama unifilar do projeto.

A análise de viabilidade econômica busca investigar a exequibilidade financeira do projeto elétrico elaborado no estudo de caso e se inicia com a estimativa de preço do material a ser utilizado para composição da usina geradora fotovoltaica. A seguir, se consideram os demais investimentos necessários para pôr em funcionamento o projeto, sendo eles a tarifa de energia elétrica e seu reajuste anual, a depreciação operacional dos equipamentos, custos de operação e manutenção, taxa mínima de atratividade e IPCA.

Os custos variáveis, ou seja, o reajuste tarifário da energia elétrica e os custos com Operação e Manutenção foram estudados, de modo a determinar sua influência no

estudo de viabilidade. Três cenários de perfil de investimento, denominados (i) conservador, (ii) base e (iii) arrojado, foram considerados. Foi possível, ainda, determinar o período em que o investimento vertido sobre o projeto será retornado ao empreendedor (*payback*). Por fim, estimou-se a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por meio do fator de emissão de CO₂ equivalente.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo será feito um levantamento da base teórica utilizada para compor o estudo de caso em questão.

2.1 Importância da Geração Distribuída na Matriz Elétrica do Brasil

Além da criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), em 17 de abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa (REN) nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual permitiu que o consumidor gerasse energia elétrica – a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada - para seu próprio consumo, assim como o fornecimento de excedente à rede de distribuição local. Isto proporcionou um forte crescimento da chamada Geração Distribuída (GD), ou seja, uma configuração em que a produção de energia elétrica é realizada junto ou próxima à carga (local de consumo) e o excedente – quando houver – é injetado na rede de distribuição.

Aproximadamente quatro anos mais tarde, em março de 2016, passaram a valer as regras da REN nº 687, que revisou a REN nº 482. As principais inovações foram: a reclassificação da central geradora conectada à rede distribuidora de acordo com sua potência, denominando-se microgeração distribuída as com potência inferior a 75 kW; e minigeração distribuída aquela com potência superior a este valor e inferior a 3 MW (ou 5 MW para fontes hídricas). Houve, também, a extensão do prazo de validade dos créditos recebidos em caso de geração de excedente de energia (Sistema de Compensação de Energia ou *Net Metering*), com seu uso pela unidade consumidora com GD sendo estendido para até 60 meses. Além disso, foi determinado que estes créditos pudessem ser utilizados por unidades consumidoras situadas em outro local, desde que sejam de mesma titularidade (CPF ou CNPJ) que a unidade consumidora com GD e que se localizem na mesma área de concessão. Este modo de utilização dos créditos foi denominado Autoconsumo Remoto (ANEEL, 2020).

Outras duas novidades da norma se referem à possibilidade de instalação de GD em condomínios, permitindo a repartição da energia gerada entre os condôminos, e à criação do conceito de "Geração Compartilhada", o que possibilita a união das partes

interessadas, por meio de consórcio ou cooperativa, para a instalação de micro ou minigeração distribuída e consequente uso da energia gerada para a redução das faturas das unidades consumidoras envolvidas (ANEEL, 2015a).

Segundo Silva *et al.* (2018), o conceito de GD se traduz no questionamento quanto ao modo convencional de se planejar a expansão da oferta do setor elétrico, denominado Geração Centralizada, que requer elevados investimentos para a construção de grandes centrais geradoras (hidrelétricas e termelétricas), causadoras de significativos impactos ambientais, e de uma vasta rede de transmissão.

Pode-se afirmar que este novo modelo, além de diversificar a matriz elétrica nacional aumentando a geração de energia por fontes renováveis e assim reduzir os impactos ambientais negativos associados a este setor, traz consigo benefícios tanto aos consumidores quanto às distribuidoras de energia elétrica. Os consumidores tornam-se mais independentes do fornecimento da distribuidora local e menos expostos às oscilações de preços praticados por estas, podendo chegar a arcar apenas com o custo mínimo obrigatório de sua fatura de energia, chamado de Custo de Disponibilidade para consumidores do Grupo B (baixa tensão), ou de Contratação de Demanda, no caso de consumidores do Grupo A (alta tensão) (NARUTO, 2017).

Do ponto de vista das distribuidoras, a descentralização da geração de energia elétrica e a aproximação desta aos centros de carga provocam a redução da sobrecarga do sistema de transmissão e das distâncias percorridas pela energia gerada (excetuando os casos de consumo remoto). Isto posterga a necessidade de novos investimentos de reforço ao sistema e traz ganhos em eficiência energética pelo fato de minimizar as chamadas perdas técnicas – relativas principalmente à transformação de energia elétrica em térmica nos condutores (Efeito Joule) – envolvidas nos processos de transmissão e distribuição. As perdas de potência elétrica por dissipação de energia se elevam conforme a tensão é reduzida ao longo dos segmentos de transmissão, visto que a potência elétrica é definida matematicamente como o produto entre tensão e corrente elétrica.

Considerando que os custos das perdas técnicas na fase de transmissão de energia são rateados em 50% para a geração e 50% para os consumidores (ANEEL, 2015b), e que no Brasil, as perdas técnicas são estimadas em até 17% (SEBRAE, 2018), tais

ganhos de eficiência também incidem em benefícios econômicos para estes últimos (ANEEL, 2015b).

Outros efeitos relevantes do crescimento da GD são a redução de investimentos públicos com a expansão da oferta de energia elétrica e o aumento da agilidade para o atendimento desta crescente demanda, uma vez que seus projetos são dotados de menor complexidade técnica e na obtenção de licenciamentos. No âmbito social, a GD *off-grid*, ou seja, não conectada à rede, viabiliza que populações localizadas em áreas mais remotas, como inúmeras comunidades ribeirinhas no Estado do Amazonas, possuam acesso a energia elétrica (NARUTO, 2017). No âmbito econômico, pode-se citar a geração de emprego e renda: de acordo com o Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída (ProGD), para cada MW de potência instalada em sistemas de geração distribuída, cerca de 30 empregos diretos são criados (MME, 2015).

2.2 Bases de dados solarimétricos

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) é o executor central das linhas de pesquisa, programas e projetos das empresas Eletrobrás, e provê consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e em suas aplicações (CEPEL, 2018a). Conta com dois centros de referência na área de energias renováveis e eficiência energética: o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) e o Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes (Cate), ambas voltadas à difusão do conhecimento, capacitação de recursos humanos, demonstração de tecnologias e equipamentos, ao fomento de estudos e projetos, além de agirem como catalisadores do diálogo institucional (CEPEL, 2018b).

O CRESESB visa promover o desenvolvimento das energias solar e eólica através da difusão de conhecimentos, da ampliação do diálogo entre as entidades envolvidas e do estímulo à implementação de estudos e projetos.

Outra base de dados a ser utilizada no desenvolvimento deste estudo é o Atlas Brasileiro de Energia Solar, cuja primeira edição foi lançada em 2016 e seu conteúdo foi produzido, principalmente, com base em 10 anos de dados de satélites da série GOES e no modelo físico de transferência radiativa BRASIL-SR, com validação por meio de dados observados em 98 estações meteorológicas operadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e espalhadas pelo território brasileiro. Dez anos depois, o Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) em cooperação com pesquisadores de diversas universidades brasileiras como UNIFESP e UFSC, publicou sua segunda edição. Visando melhorar ainda mais a confiabilidade e precisão da base de dados produzida e disponibilizada para acesso público, esta nova edição contou com mais de 17 anos de dados de satélites e avanços nas parametrizações do modelo de transferência radiativa citado anteriormente (PEREIRA, E.B *et al.*, 2017).

2.3 Painéis Fotovoltaicos

A geração fotovoltaica centralizada corresponde, atualmente, a 1,6% da matriz energética brasileira (ABSOLAR, 2020), o que equivale a 2,9 GW de potência instalada. No que diz respeito à micro e mini geração distribuída, a geração sobe para 3,2 GW adicionais, totalizando 6,1 GW operacionais (ABSOLAR, 2020).

O processo se dá a partir da conversão direta da luz solar, que, quando direcionada a células solares eletrolíticas, é convertida diretamente em eletricidade. As células são fabricadas utilizando material cristalino semicondutor, sendo este comumente silício, a partir do qual são produzidos também componentes eletrônicos como diodos, transistores, circuitos integrados e microchips (KAUSHIKA *et al.*, 2018). Neste sentido, o processo produtivo com este mineral não apresenta desafios aos seus fabricantes.

Existem três tipos de células solares de silício atualmente no mercado: monocristalinas, policristalinas e amorfas ou de película fina, cujas eficiências de laboratório são 25,6%, 20,8% e 21%, respectivamente (KAUSHIKA *et al.*, 2018). Embora, dentre os três tipos citados, as células policristalinas apresentem a mais

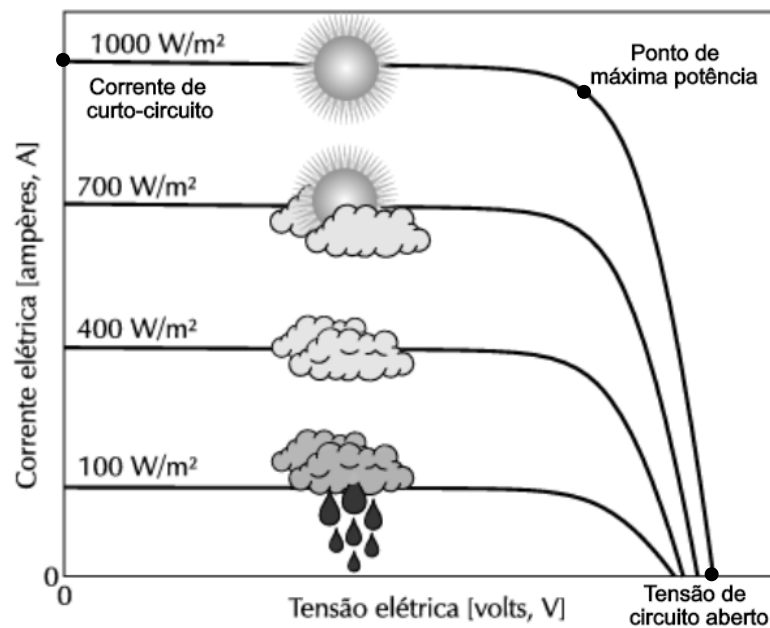
baixa eficiência, são, também, as de produção menos onerosas e, portanto, as mais utilizadas, correspondendo a 69% do total anual (KAUSHIKA *et al.*, 2018). Ademais, muitas possuem uma fina camada dielétrica responsável por reduzir a reflexão da luz solar pela superfície (MCEVOY *et al.*, 2012).

2.3.1 Características elétricas

As células fotovoltaicas, ao contrário de fontes elétricas convencionais, não mantêm tensão de saída constante, sendo esta dependente da corrente e vice-versa. Na Figura 2.1, é apresentada a curva característica de tensão x corrente de uma célula para diferentes níveis de radiação solar. Pode-se ver que a combinação dessas duas variáveis leva a um ponto de máxima potência, como indicado. À esquerda deste ponto, onde se encontra a faixa de operação, a célula obedece à equação $P = u \times i$ (onde: P é a potência, u é a tensão e i é a corrente). Estão indicadas na figura, também, a corrente de curto-circuito, que ocorre quando a tensão se iguala a zero, e a tensão de circuito aberto, a qual ocorre quando não há corrente passando pelo módulo.

Assim, para obter a corrente e a tensão desejadas para determinado nível de radiação solar, as células são conectadas entre si em série ou paralelo em conjuntos chamados módulos (ou painéis). Estes, por sua vez, também podem ser conectados entre si em série ou paralelo, formando arranjos. Um arranjo em série se chama, comumente, de *string*. Quando células ou módulos iguais são conectados em série, as voltagens se somam. Por outro lado, quando conectados em paralelo, suas correntes se somam. Portanto, para produzir módulos com tensões de saída maiores, os fabricantes, em geral, conectam células em série (VILLALVA, GAZOLLI, 2012).

Figura 2.1 - Curva característica tensão x corrente de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de radiação solar.



Fonte: VILLALVA, GAZOLLI (2012), p. 80. Editado.

As características elétricas dos módulos são determinadas pelos fabricantes de acordo com as condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), as quais são as seguintes: 1000W/m² de radiação incidente, 25°C de temperatura da célula e razão ar-massa (AM) igual a 1,5 e, em geral, incluem condições de curto circuito, de circuito aberto e de máxima potência (DUFFIE, BECKMAN, 2013). Entretanto, a eficiência do ponto de máxima potência do módulo varia de acordo, entre outros fatores, com a temperatura da célula, e é expressa pela Equação 2.1 (DUFFIE, BECKMAN, 2013).

$$\eta_{MP} = \eta_{MP}^0 + \gamma_{MP}(T_C - T_C^0) \quad (2.1)$$

Onde:

η_{MP} é a eficiência do ponto de máxima potência na condição real de temperatura da célula;

η_{MP}^0 é a eficiência do ponto de máxima potência definida pelo fabricante;

γ_{MP} é o coeficiente de temperatura ligado à eficiência do ponto de máxima potência;

T_C é a temperatura real da célula;

T_C^0 é a temperatura de referência da célula igual a 25°C.

Outro parâmetro importante é a temperatura nominal de operação da célula (NOC, do

inglês *Nominal Operating Cell Temperature*), definido a partir da temperatura que a célula ou o módulo alcançam quando submetidos a radiação de 800 W/m², velocidade do vento de 1 m/s, e temperatura ambiente de 20°C. A equação 2.2 para temperatura da célula deve ser aplicada quando as condições de operação das células não são iguais às NOC (DUFFIE, BECKMAN, 2013).

$$\frac{T_C - T_a}{T_{NOC} - T_{NOC}^o} = \frac{G_T}{G_{NOC}} \frac{U_{NOC}}{U_L} \left[1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right] \quad (2.2)$$

Onde:

T_C é a temperatura da célula nas condições de operação;

T_a é a temperatura ambiente nas condições de operação;

T_{NOC} é a temperatura de operação nominal do módulo, definida pelo fabricante;

T_{NOC}^o é a temperatura ambiente nas condições nominais, igual a 20 °C;

G_T é a radiação nas condições de operação;

G_{NOC} é a radiação nas condições nominais, igual a 800 W/m²;

U_{NOC} é o coeficiente de perda por convecção e radiação na parte superior da célula e por condução na parte inferior nas condições nominais;

U_L é o coeficiente de perda por convecção e radiação na parte superior da célula e por condução na parte inferior nas condições de operação.

$\tau\alpha$ é o produto da transmissividade-absortividade efetiva da célula, considerada igual a 0,9;

η_c é a eficiência de conversão da energia irradiada à energia elétrica.

2.3.2 Escolha do painel

Para a escolha do painel fotovoltaico, foram considerados parâmetros de potência de pico (nominal), eficiência e custo. Para seleção de marcas, foi feita uma pesquisa em relação aos painéis mais vendidos no mundo. Esta lista foi disponibilizada pelo site Portal Energia e classifica os produtores Jinko Solar (origem chinesa), Trina Solar (chinesa) e Canadian Solar (chinesa) como os líderes de mercado, nesta ordem (PORTAL ENERGIA, 2020).

A seguir, a comparação de preços foi elaborada tendo por base painéis cuja potência

estivesse localizada na faixa entre 300 e 400 kW_p disponíveis no site Mercado Livre Brasil (MERCADO LIVRE BRASIL, 2020), sendo selecionados os modelos e preços praticados apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Ranking de marcas de painéis fotovoltaicos mais presentes no mercado mundial, modelos analisados, suas respectivas potências de pico (W_p) e eficiências (%) e levantamento de preço praticado por vendedores do Mercado Livre Brasil.

Ranking	Marca	Modelo	Potência de Pico (W _p)	Eficiência (%)	Preço (R\$)
1	Jinko Solar	JKM390M-72H	390 ^a	19,38 ^a	922,00
2	Trina Solar	TSM-330PE14A	330 ^b	16,97 ^b	899,00
3	Canadian Solar	CS3U-380MS	380 ^c	19,15 ^c	849,00

Fonte: ^a JINKO SOLAR (S.D.) ^b TRINA SOLAR (2017) ^c CANADIAN SOLAR (2018).

A partir dos manuais técnicos dos fabricantes, puderam-se listar as potências de pico e eficiências nominais de cada painel selecionado, como exposto na Tabela 2.1. Os modelos produzidos pela Jinko Solar e Canadian Solar apresentam estrutura policristalina, enquanto o modelo da Trina Solar apresenta estrutura monocristalina.

Considerando apenas os painéis policristalinos, portanto, de maiores eficiências, foi elaborado um parâmetro de custo por potência, levando a 2,36 R\$/W_p para o modelo JKM390M-72H e 2,23 R\$/W_p para o CS3U-380MS.

Sendo assim, conclui-se que o modelo CS3U-380MS, fornecido pela Canadian Solar, é o que melhor satisfaz os critérios pré-estabelecidos, apresentando alta eficiência (19,15%) e boa relação entre custo e potência.

2.4 Condicionadores de Potência (Inversores CC-CA)

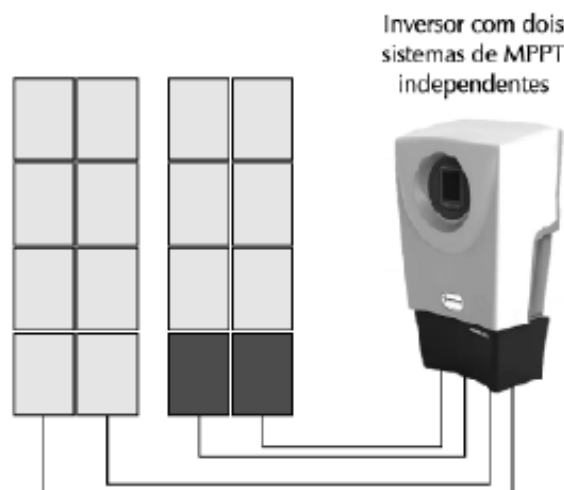
A corrente gerada pelos painéis fotovoltaicos é do tipo contínua (CC), entretanto, aquela que circula nas redes elétricas e é utilizada por eletrodomésticos é do tipo alternada (CA). Assim, é necessário fazer uso de inversores de corrente, os quais são

responsáveis por converter a CC dos painéis à CA da rede. Os inversores utilizados em conexões *on-grid*, possuem também um sistema de Seguidor de Ponto de Máxima Potência (SPMP ou MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*).

O ponto de máxima potência de um painel fotovoltaico varia de acordo com a radiação solar, como mostrado na Figura 2.1. Portanto, para que os painéis operem sempre em sua máxima eficiência, ou seja, no ponto de máxima potência (PMP), independentemente de variações de nível de radiação solar ocasionadas por condições ambientais, este ponto é monitorado continuamente pelo sistema e a tensão que circula o módulo, imposta (SMETS *et al.*, 2016). Este processo algorítmico é o que se chama de SPMP ou MPPT.

A Figura 2.2 representa um inversor com dois sistemas de SPMP independentes, ligado a dois arranjos fotovoltaicos. Cada SPMP é responsável por um arranjo e, portanto, atua buscando o PMP de cada um deles, de acordo com as condições de radiação às quais estão submetidos. Na Figura 2.2 é representado um sombreamento sobre dois painéis de um dos arranjos, exemplificando condições de radiação distintas entre os dois.

Figura 2.2 - Esquema de inversor com dois sistemas SPMP independentes, cada um ligado a um painel fotovoltaico.



Fonte: VILLALVA, GAZOLLI (2012), p. 168.

Os inversores de uma fase são conectados a apenas uma fase da rede e são

utilizados para sistemas de menor potência. Os empregados em sistemas de maior potência são os trifásicos, os quais são conectados a todas as fases da rede, de modo a manter sua simetria.

Os tipos de inversores mais simples encontrados são os centrais, usualmente empregados em sistemas de larga escala e, portanto, trifásicos. Neles, os módulos fotovoltaicos são ligados entre si em série (*strings*) e, então, arranjados em paralelo e conectados ao inversor (SMETS *et al.*, 2016). Já em sistemas menores, em geral residenciais, os mais utilizados são os micro inversores. Estes são apenas de uma fase, conectados diretamente aos módulos, o que se apresenta como vantagem por permitir fácil expansão do sistema ou como desvantagem por não ser possível utilizá-los em ambientes com altas temperaturas ou com grandes variações sazonais da mesma (SMETS *et al.*, 2016).

Os inversores do tipo *string* combinam as vantagens dos dois expostos anteriormente. Encontram-se tanto em uma como em três fases, dependendo da necessidade energética da operação, e as *strings* são conectadas diretamente aos inversores, facilitando a montagem (SMETS *et al.*, 2016).

2.4.1 Escolha do inversor

Optou-se pelo uso de inversores do tipo *string* dada facilidade de conexão. Foram analisadas as três marcas mais vendidas no mercado brasileiro, segundo divulgado pelo portal DUSOL (2019), sendo elas Fronius, Sungrow e ABB, como mostra a Tabela 2.2.

Os critérios para seleção do inversor se concentraram em sua eficiência, relação entre custo e potência nominal e necessidade do arranjo fotovoltaico. Os modelos de inversores de potência entre 12 e 28 kW, trifásicos foram selecionados como listados na Tabela 2.2 e seus preços consultados na plataforma Mercado Livre Brasil (MERCADO LIVRE BRASIL, 2020). As eficiências foram consultadas nos manuais dos fabricantes.

Tabela 2.2 - Ranking de marcas de inversores mais presentes no mercado brasileiro, modelos analisados, suas respectivas potências nominais (W) e eficiências (%) e levantamento de preço praticado por vendedores do Mercado Livre Brasil.

Ranking	Marca	Modelo	Potência Nominal (kW)	Eficiência (%)	Preço (R\$)
1	Fronius	4210051850	12 ^d	97,0 ^d	25.772,00
2	Sungrow	SG20KLT-M	20 ^e	98,6 ^e	20.036,00
3	ABB	TRIO-27.6-TL	27,6 ^f	98,0 ^f	24.999,00

Fonte: ^d FRONIUS (s.d.) ^e SUNGROW (2018) ^f ABB (2019).

O modelo da marca Fronius apresenta relação custo x potência igual a 2147,67 R\$/W, o da Sungrow 1001,80 R\$/W e do da ABB 905,76 R\$/W. Em relação à eficiência, o modelo SG20KLT-M é o que dispõe da mais elevada, correspondendo a 98,6%.

Assim, o inversor a ser escolhido vai depender da potência fotovoltaica requerida pelo arranjo.

2.5 Método de HSP

A etapa inicial do projeto do sistema fotovoltaico compreende a avaliação do recurso solar na região analisada, ou seja, a quantidade de radiação incidente sobre o painel fotovoltaico. Para tanto, utiliza-se o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP), o qual expressa a energia solar acumulada ao longo de um dia por meio de uma estimativa que avalia o número de horas nas quais a irradiação permanece constante e igual a 1000 W/m² (PINHO; GALDINO, 2014).

Os dados solarimétricos utilizados foram compilados pelo CRESESB em seu portal de Potencial Solar. Nele, se emprega o programa SunData, que integra valores de irradiação solar diária média mensal ao longo das horas de um dia em distintos pontos do território brasileiro. Assim, inserindo as coordenadas do local que se deseja analisar, é possível acessar dados de inclinação do terreno e irradiação diária média em unidades de kWh/m²/dia mensalmente.

De posse do valor de irradiação solar média anual, é possível calcular o número de HSP, aplicando a Equação 2.3, resultando em unidade de horas.

$$HSP[horas] = \frac{\text{Irradiação solar diária média [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (2.3)$$

A etapa seguinte consiste no levantamento da demanda energética do local, sendo necessário dimensionar o sistema de modo que este gere eletricidade em excesso. Em geral, podem-se utilizar as faturas de energia elétrica de um determinado período para esta estimativa.

A seguir, determina-se a potência que deve ser gerada pelos painéis fotovoltaicos para suprir a demanda energética estimada, aplicando a Equação 2.4. A taxa de desempenho (TD) é a relação entre o desempenho real do sistema e o máximo desempenho teórico e, em ambientes bem ventilados e não-sombreados no território nacional, pode ser considerada entre 70 e 80% (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{MP} = \frac{E/TD}{HSP} \quad (2.4)$$

Onde:

P_{MP} é a potência de pico do painel [W_p];

E é o consumo diário médio anual do local [Wh/dia];

HSP é a média diária anual das HSP incidentes no plano do painel [h];

TD é a taxa de desempenho [-]

Depois, define-se o fator de dimensionamento de inversores (FDI), o qual representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do arranjo fotovoltaico, como expressa a Equação 2.5 (PINHO; GALDINO, 2014). Ainda, segundo Pinho e Galdino (2014), recomenda-se que o FDI escolhido seja entre 0,75 e 0,85.

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{GFV}} \quad (2.5)$$

Onde:

FDI é o Fator de Dimensionamento do Inversor [-];

P_{NCA} é a potência nominal em CA do inversor [W];

P_{GFV} é a potência de pico do arranjo fotovoltaico [W_p].

Por fim, verificam-se a máxima tensão de entrada, a mínima e a máxima tensão para operação do SPMP e a máxima corrente admitida pelo inversor. A tensão máxima de entrada ocorre quando o painel está em circuito aberto, em baixas temperaturas e é definida de acordo com a Equação 2.6 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N_{SÉRIE} \times V_{OCMAX} < V_{CCMAX} \quad (2.6)$$

Onde:

$N_{SÉRIE}$ é o número de painéis conectados em série (*string*) [-];

V_{CCMAX} é a tensão máxima admitida na entrada do inversor (CC) [V];

V_{OCMAX} é a tensão em circuito aberto do módulo na menor temperatura de operação prevista [V];

A faixa de operação de tensão máxima e mínima do inversor para operação do SPMP é definida de acordo com a Equação 2.7 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$\frac{V_{INV MIN}}{V_{MP MAX}} \leq N_{SÉRIE} \leq \frac{V_{INV MAX}}{V_{MP MIN}} \quad (2.7)$$

Onde:

$V_{MP MIN STRING}$ é a tensão de potência máxima de um módulo na menor temperatura de operação prevista [V];

$V_{MP MAX STRING}$ é a tensão de potência máxima de um módulo na maior temperatura de operação prevista [V];

$V_{INV MIN}$ é a menor tensão nominal de operação SPMP do inversor [V];

$V_{INV MAX}$ é a maior tensão nominal de operação SPMP do inversor [V];

Finalmente, calcula-se a quantidade máxima de *strings* que podem ser conectadas a um inversor, de modo a não ultrapassar a corrente máxima de entrada permitida, utilizando a Equação 2.8 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N_{STRING} = \frac{I_{MP TOTAL}}{I_{MP}} \quad (2.8)$$

Onde:

N_{STRING} é a quantidade de *strings* que serão conectadas ao inversor [-];

I_{MP} é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico nas STC;

$I_{MP\ TOTAL}$ é a corrente máxima (CC) admitida na entrada do inversor.

2.6 Critérios Econômicos de Avaliação

Todos os conceitos abordados nesta seção foram elaborados utilizando as informações do site Investopedia.com, com exceção do termo IPCA.

2.6.1 IPCA

O IPCA é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo e mede a inflação média oficial de um conjunto de produtos ou serviços comercializados no varejo ao longo de um determinado período (IBGE, 2020). Dessa forma, este índice foi utilizado como uma das ferramentas para a análise desta seção.

2.6.2 CAPEX

Um investimento feito por uma empresa, visando obtenção de lucro futuro, se denomina CAPEX (do inglês *Capital Expenditure*). Isto se dá quando o investidor adquire novos ativos ou aprimora bens que já possui.

2.6.3 Fluxo de Caixa Operacional (FCO)

O FCO é um demonstrativo de entradas e saídas dos recursos financeiros de um empreendimento. Para que um projeto seja considerado viável a longo prazo é necessário que o FCO seja positivo, ou seja, que o dinheiro gerado seja superior àquele gasto em contas e operação. Esta diferença fica explicitada ao se calcular o VPL (Valor Presente Líquido) do projeto.

2.6.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é utilizada para estimar a lucratividade de um investimento. Corresponde à mínima taxa de retorno do investimento necessária para que o VPL seja maior ou igual

a zero.

2.6.5 Operação e Manutenção (O&M)

O custo de O&M se refere aos gastos vertidos para manter os equipamentos operantes e suas manutenções preditivas, preventivas ou corretivas em dia. Este fator é descontado na análise do FCO. A substituição de ativos pode reduzir o custo de O&M ou evitar seu aumento futuro.

2.6.6 Depreciação Operacional

A depreciação operacional engloba a queda de valor de um ativo físico ao longo de sua vida útil. É possível, assim, calcular a diferença entre o custo de depreciação de um ativo e o seu custo de aquisição, considerando que quando esta diferença se iguala a zero não há valor residual para o equipamento em questão.

2.6.7 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A mínima taxa necessária para que um investimento seja considerado viável economicamente se chama TMA, sendo o menor valor que se espera lucrar com um projeto. Ela se baseia no nível de risco de um projeto, correlacionando-se positivamente com este último.

2.7 Redução de Emissão de Gases de Efeito Estufa

Para a determinação da redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) foi utilizado um fator de emissão de CO₂ equivalente (CO_{2eq}) estimado para a matriz energética brasileira de 125g de CO_{2eq} por kWh consumido (MIRANDA, 2012). Para tanto foi aplicada a Equação 2.9.

$$GEE_{red} = E_{GFV} * CO_{2eq} \quad (2.9)$$

Onde:

GEE_{red} é a quantidade de emissões de GEE reduzidas pelo projeto [g];

E_{GFV} é a energia total gerada pelo projeto fotovoltaico [kWh];

CO_{2eq} é o fator de emissão da matriz energética brasileira, igual a 125 gCO_{2eq}/kWh [g/kWh].

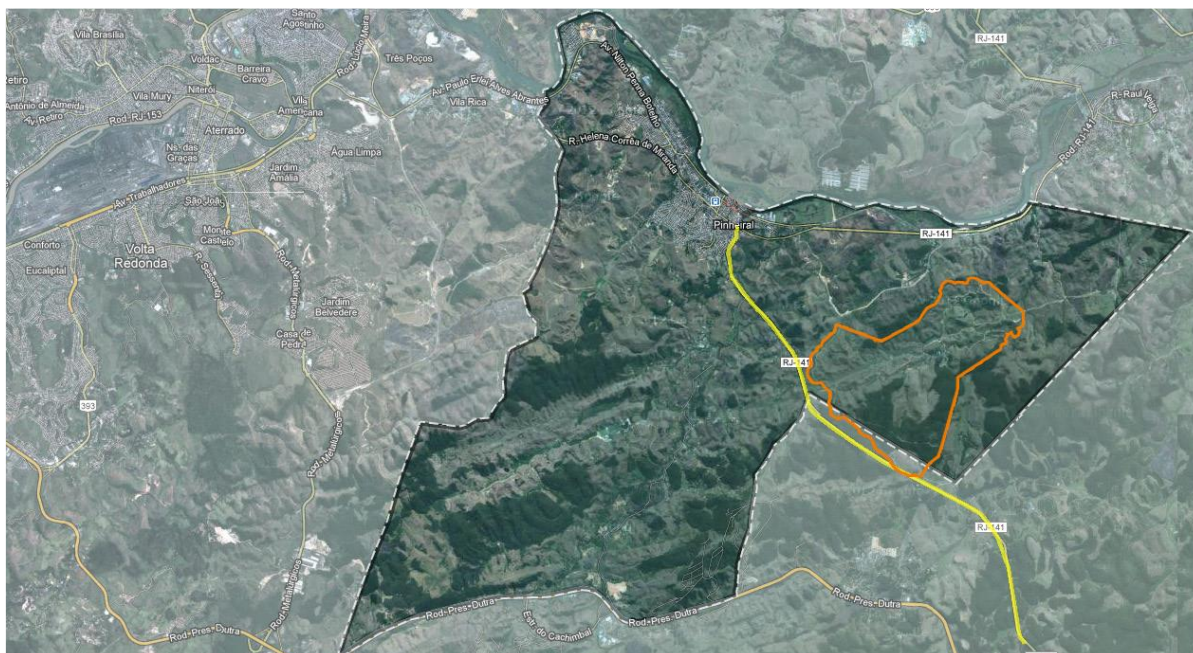
3 Estudo de Caso

3.1 Local de Instalação

O objeto de estudo é a Fazenda Três Saltos, localizada no município de Pinheiral (RJ). A área total do imóvel é de aproximadamente 662 hectares, dos quais 17 ha são destinados a atividades administrativas e de lazer, 70 ha são classificados como Área de Preservação Permanente (APP) e 130 ha como Reserva Legal, segundo o Cadastro Ambiental Rural (CAR) do imóvel. Dessa forma, totalizam-se aproximadamente 445 hectares disponíveis para outras formas de uso do solo, com destaque para o Plano de Reflorestamento da Fazenda Três Saltos, que prevê uma área de aproximadamente 300 ha dividida em fragmentos dispersos pelo território e destinadas à Recuperação Ambiental, bem como ao Plantio Comercial de madeiras de uso específico. A instalação do sistema fotovoltaico se dará, então, na área remanescente.

A propriedade está situada na coordenada $22^{\circ}32'30.25''\text{S}$ e $43^{\circ}57'33.64''\text{O}$. Inserindo estes dados no software gratuito *Google Earth*, é possível analisar a vista panorâmica da fazenda (com seu perímetro destacado em laranja), como apresentado na Figura 3.1.

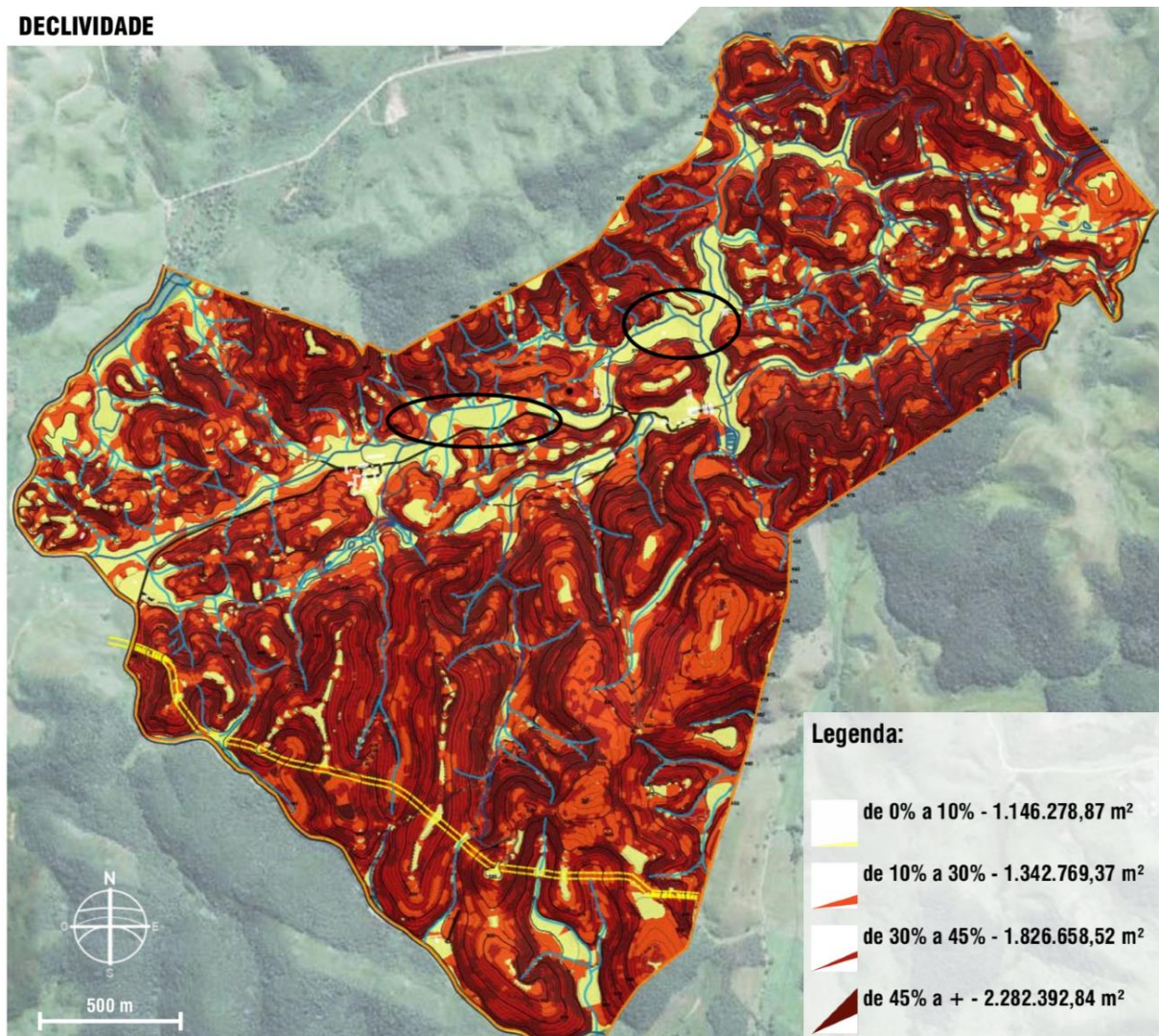
Figura 3.1 - Vista Panorâmica da Fazenda Três Saltos



3.1.1 Localização da área disponível para a instalação do gerador fotovoltaico

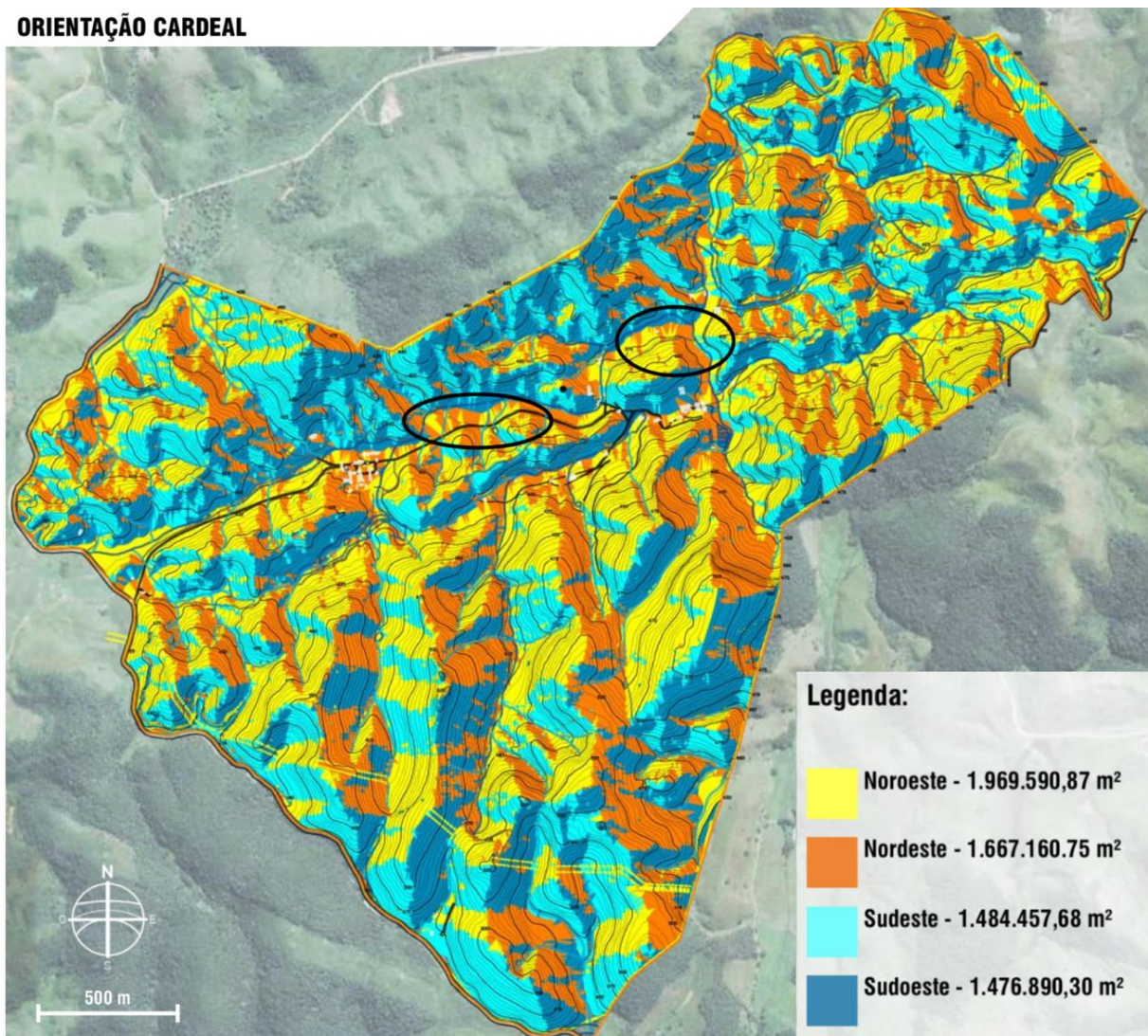
Para localizar um campo onde o sistema fotovoltaico possa ser instalado foi analisada a área do empreendimento. Buscou-se uma região onde fosse possível orientar o sistema para o Norte Geográfico ($A_z = 0$), com menor declividade possível – evitando os altos custos de terraplanagem – e na qual a instalação não interferisse nos cultivos florestais em operação na propriedade. Os mapas de Declividade (Figura 3.2), Orientação Cardeal (Figura 3.3) e do Reflorestamento Proposto (Figura 3.4) serviram como base para a escolha do local mais adequado à instalação da usina fotovoltaica.

Figura 3.2 - Mapa de Declividade da Região



Fonte: Embyá Paisagens & Ecosystemas

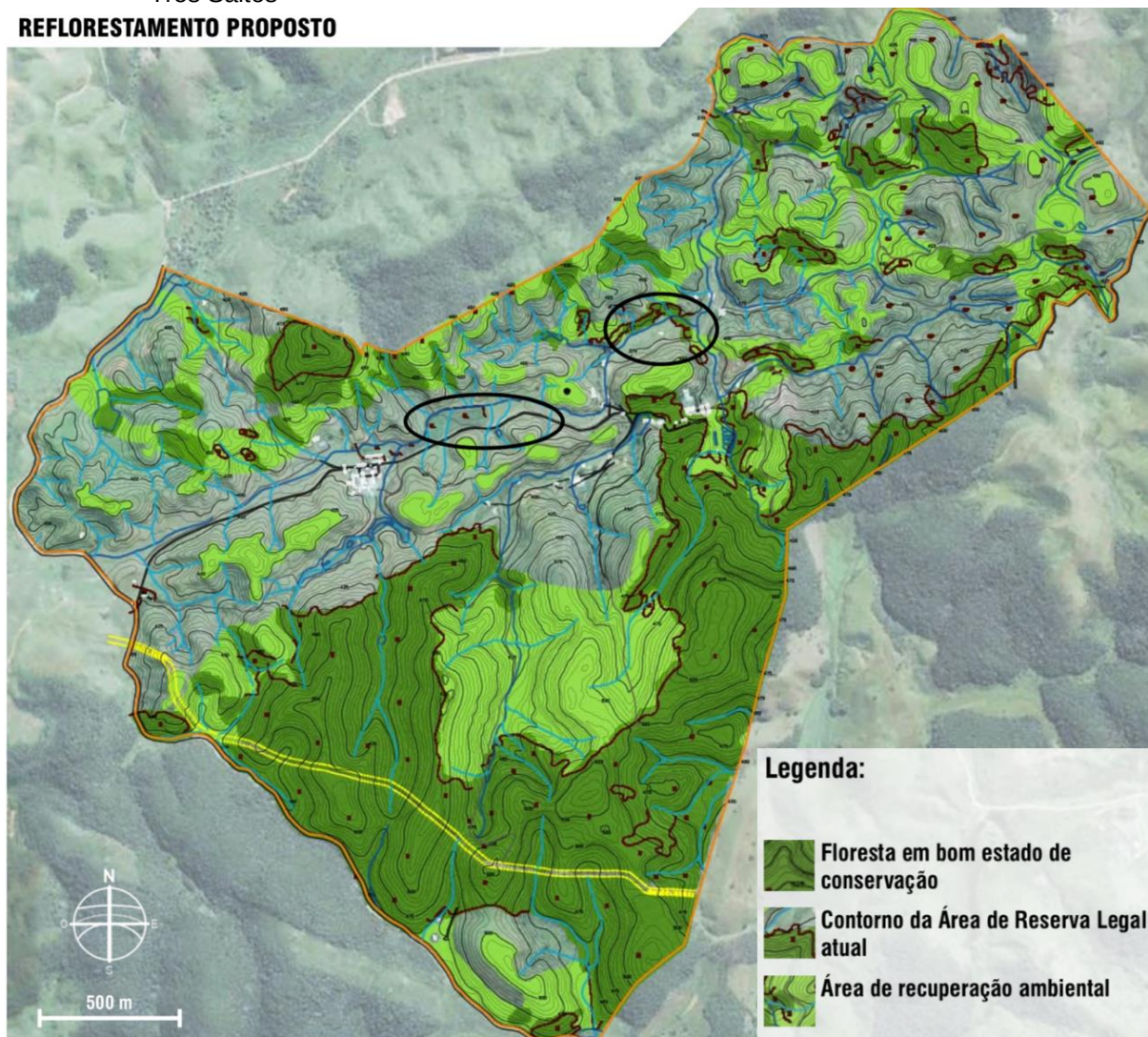
Figura 3.3 - Mapa contendo a Orientação Cardeal

ORIENTAÇÃO CARDEAL

Fonte: Embyá Paisagens & Ecossistemas

Figura 3.4 - Mapa contendo o Reflorestamento Proposto pelo Plano de Reflorestamento da Fazenda Três Saltos

REFLORESTAMENTO PROPOSTO



Fonte: Embyá Paisagens & Ecossistemas

Analisando os mapas das Figuras 3.2, 3.3 e 3.4, foram escolhidas duas áreas possivelmente viáveis para a instalação do sistema fotovoltaico proposto, ambas dotadas de baixa declividade, com as faces orientadas em direção ao Norte Geográfico e não conflitantes com as áreas destinadas à Recuperação Ambiental. Em seguida, foram realizadas a Análise do Consumo Elétrico do proprietário e a Avaliação do Potencial Solarimétrico Local.

3.1.2 Análise do Consumo Elétrico das Unidades Consumidoras

A partir dos dados presentes nas faturas de energia elétrica do proprietário, referentes aos anos de 2018 e 2019, tanto para a Fazenda Três Saltos quanto para seu

apartamento na cidade do Rio de Janeiro, pode-se verificar seu consumo total para cada ano, como exposto na tabela 3.1. O consumo total anual foi definido a partir do somatório entre o consumo total de cada uma das unidades (fazenda e apartamento), resultando em 270.720 kWh no ano de 2018, e em 260.320 kWh no ano de 2019. Assim, obteve-se uma média anual total entre os dois anos correspondente a 265.520 kWh.

Tabela 3.1 - Análise do Consumo Elétrico das Unidades Consumidoras

Unidade Consumidora	Consumo Total 2018 [kWh]	Consumo Total 2019 [kWh]	Média do Consumo [kWh/ano]	Energia Desejável [kWh/ano]
Fazenda	142.160	137.680	139.920	125.928
Apartamento/RJ	128.560	122.640	125.600	113.040
TOTAL	270.720	260.320	265.520	238.968

Adotando uma fração solar (FR) de 90% e aplicando a Equação 3.1 à média de consumo anual total, pode-se concluir que a Energia Anual Desejável a ser entregue pelo inversor à rede de transmissão de energia elétrica é de 238.968 kWh, como exibido na Tabela 3.1.

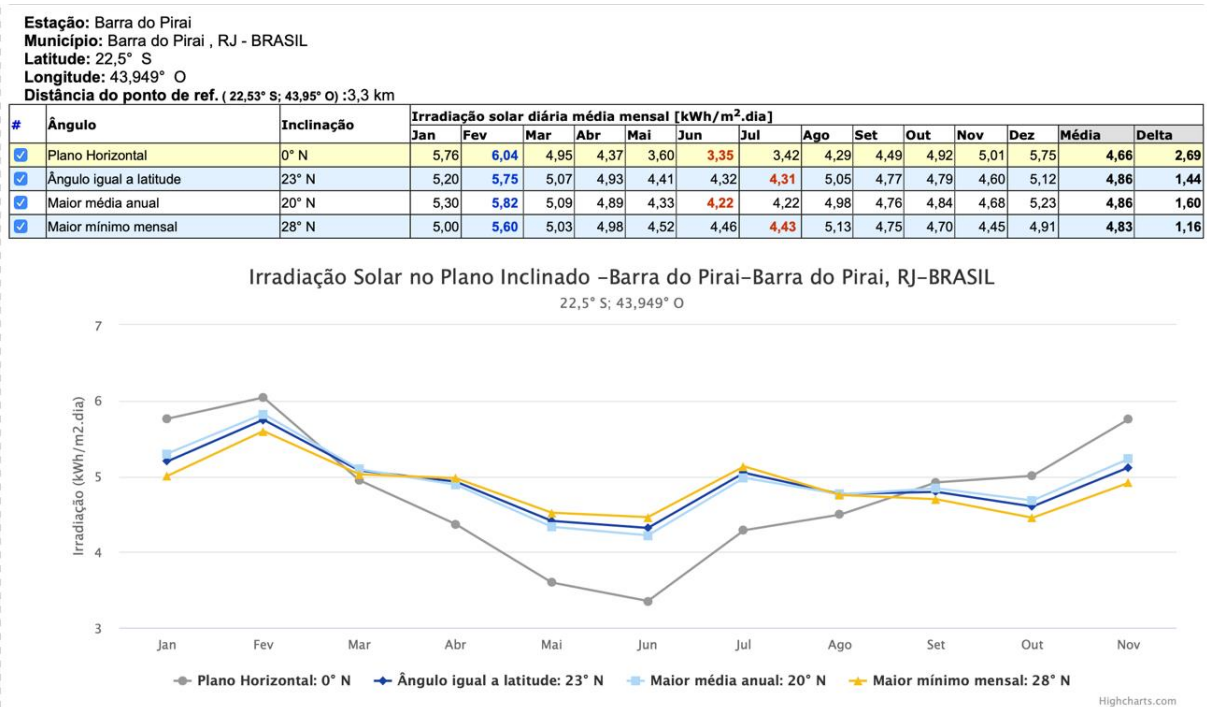
$$E_{Rede} = FR \times \text{Média do Consumo [kWh/ano]} = 238.968 \text{ kWh/ano} \quad (3.1)$$

3.1.3 Avaliação do Potencial Solarimétrico Local

Para o cálculo preliminar da potência e a quantidade de módulos necessários para atender ao consumo desejado, foi utilizado o método CRESESB de Horas de Sol Pleno (HSP).

Consultando-se o Potencial Energético Solar no site do CRESESB através do uso das coordenadas da propriedade, concluiu-se que a estação mais próxima é a de Barra do Piraí, localizada a 3.3 km da propriedade objeto deste estudo, sendo esta a estação adotada para a coleta dos dados solarimétricos. Os dados obtidos mostram que a região recebe uma irradiação solar diária média anual de 4,86 horas de sol pleno (HSP/dia), sob uma inclinação de 20° (maior média anual), conforme mostra a Figura 3.5.

Figura 3.5 - Dados de Irradiação Mensal para o Local de Instalação



Fonte: CRESESB, 2014

3.2 Dimensionamento da Quantidade de Módulos e da Área Utilizada

3.2.1 Dimensionamento da Quantidade de Módulos Necessária

O módulo fotovoltaico adotado para este estudo foi o modelo CS3U-380MS da Canadian Solar, com 380 W_P de potência nominal em *Standard Test Conditions* (STC). Este módulo está em produção e é disponível no mercado brasileiro.

A potência do módulo, entretanto, é afetada pelas temperaturas médias máxima e mínima registradas no local de instalação. Assim, foi necessário estabelecer sua potência de operação levando em consideração estes dados, bem como suas especificações técnicas.

A Tabela 3.2 contém os dados climatológicos referentes ao município de Pinheiral, segundo informações disponíveis no INMET (s.d.).

Tabela 3.2 - Dados climatológicos para o município de Pinheiral

Mês de Referência	Temperatura Máxima [°C]	Temperatura Mínima [°C]
Janeiro	30,9	19,8
Fevereiro	30,7	19,8
Março	30,8	19,5
Abril	28,3	18,0
Maio	26,5	15,0
Junho	25,8	13,1
Julho	25,5	12,5
Agosto	27,1	13,3
Setembro	28,3	15,1
Outubro	27,6	16,5
Novembro	28,9	17,9
Dezembro	29,4	19,4
Média Anual	28,3	16,6

Fonte: INMET, s.d.

Como temperaturas ambiente mais elevadas reduzem o rendimento das células fotovoltaicas, utilizando-se a temperatura máxima média registradas na localidade, pode-se estimar a temperatura em que a célula operará (T_C) através da expressão da Equação 3.2 (ZILLES *et al.*, 2012).

$$T_C = T_{aMAX} + 0,9G_T \frac{T_{NOC} - 20}{800} = 53,05 \text{ } ^\circ C \quad (3.2)$$

Onde:

T_C é a temperatura máxima de operação da célula fotovoltaica;

T_{aMAX} é a média anual máxima de temperatura ambiente registrada para a localidade, igual a 28,3 °C;

G_T é a radiação solar considerando o método de Horas de Sol Pleno, igual a 1000 W/m²;

T_{NOC} é a temperatura de operação nominal do módulo, igual a 42 °C, segundo às

características de temperatura do módulo escolhido (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 – Características de temperatura do módulo escolhido

Especificação	Símbolo	Valor
Coeficiente de temperatura para potência	γ_{MP}	-0,37 %/°C
Coeficiente de temperatura para tensão	γ_{oc}	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura para corrente	γ_{sc}	0,05 %/°C
Temperatura de Operação Nominal do Módulo	T_{NOC}	42 ± 2 °C

Fonte: Canadian Solar, 2018.

De posse desses dados, considerando a temperatura de referência nas condições STC $T^o_C = 25^oC$ e sabendo que a potência nominal do painel fotovoltaico é $P^o_{MP} = 380$ W de acordo com informação do catálogo elétrico do módulo CS3U-380MS Canadian Solar (ANEXO B), foi estimada a potência de pico (P_{MP}) do painel aplicando a Equação 3.3 (PINHO; GALDINO, 2014)

$$P_{MP} = P^o_{MP} \frac{G_T}{1000} [1 + (\gamma_{MP}(T_C - T^o_C))] = 340,56 W_P \quad (3.3)$$

Logo, para o cálculo da quantidade de painéis (N) que irão compor o gerador fotovoltaico, partiu-se das seguintes premissas dispostas na Tabela 3.4.

Utilizando a Energia Desejável (E_{REDE}) e o rendimento do inversor adotado em 95%, pode-se determinar a quantidade de energia que o sistema deverá gerar (E_{GFV}) através da Equação 3.4, considerando a eficiência do inversor.

$$E_{REDE} = E_{GFV} \eta_{INV} \Rightarrow E_{GFV} = E_{REDE} / \eta_{INV} = 689 kWh/dia \quad (3.4)$$

Assim, a energia média anual a ser entregue pelo gerador fotovoltaico ao inversor E_{GFV} deve ser igual a 689 kWh/dia.

Considerando a temperatura do painel, o rendimento do inversor e do SPMP (Seguidor do ponto de máxima potência, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) e aplicando a Equação 3.5, corrige-se a taxa de desempenho $TD=0,75$ global do gerador fotovoltaico para estes aspectos explicitados, a saber – rendimentos do inversor e SPMP e temperatura de operação da célula- obtendo-se o valor (TD') de 0,889.

$$T'_D = T_D \frac{1}{\eta_{SPMP}} \frac{1}{\eta_{INV}} \frac{P_{MP}^o}{P_{MP}} = 0,889 \quad (3.5)$$

Assim, supõe-se que as demais perdas, referentes a cabeamento, sujidade, envelhecimento e outras, sejam da ordem de 11%. Tal valor será verificado durante a etapa de ante projeto.

Tabela 3.4 – Premissas adotadas para o cálculo da quantidade de painéis do gerados fotovoltaico.

Premissa	Símbolo	Valor
Potência nominal do painel fotovoltaico CS3U-380MS	P_{MP}^o	380 W
Energia Anual Desejável a ser Injetada na Rede	E_{REDE}	238,97 MWh/ano
Média Diária Anual de Energia Solar Incidente no Plano do Coletor ($\beta = 20^\circ$ N)		4,86 kWh/m ² dia
Número de Horas de Sol Pleno Média Diária Anual	HSP	4,86 h
Potência máxima do painel fotovoltaico para $T_C = 53,05^\circ\text{C}$; $T_{a,m\acute{a}x} = 28,3^\circ\text{C}$ e $G_T = 1000 \text{ W/m}^2$:	P_{MP}	340,56 W
Eficiência do Inversor	η_{INV}	95%
Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência	η_{SPMP}	99%
Taxa de Desempenho recomendada no Brasil (entre 0,7 e 0,8), desconsiderando-se a temperatura do painel, o rendimento do inversor e do SPMP (ou MPPT)	TD	0,75

Estima-se, por fim, a quantidade necessária de painéis fotovoltaicos, N , através da Equação 3.6 (PINHO; GALDINO, 2014)

$$N = \frac{E_{GFV}}{\eta_{SPMP} \times P_{MP} \times HSP \times TD} = 474 \text{ painéis} \quad (3.6)$$

Optou-se arredondar pelo uso de 480 painéis (N') devido a maior facilidade de configuração das *strings* e adicionando uma pequena margem de segurança à potência gerada. Assim, calculou-se a potência nominal da usina (P_{GFV}^o) através da Equação 3.7, como sendo 182,4 kW_P.

$$P_{GFV}^o = P_{MP}^o \times N' = 182,4 \text{ kW}_P \quad (3.7)$$

3.2.2 Cálculo da Área Utilizada pela Usina

Para o cálculo das áreas A_{Proj} dos PV sobre o solo e A_{Util} ocupada pelo gerador com seus corredores técnicos de manutenção, partiu-se das premissas apresentadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Premissas adotadas para determinar as áreas A_{Proj} e A_{Util} .

Premissa	Símbolo	Valor
Comprimento do painel fotovoltaico CS3U-380MS ¹	C	2,00 m
Largura do painel fotovoltaico CS3U-380MS ¹	L	0,092 m
Fator de ocupação dos painéis na área utilizada (A_{Util})	FO	0,75
Angulação do plano de incidência do coletor	β	20°

¹ Dados obtidos no catálogo do painel CS3U-380MS Canadian Solar (ANEXO C)

Utilizando as Equações 3.8 e 3.9, conclui-se que a área projetada de cada painel (A_{Proj}) corresponde a, aproximadamente, 1,9 m². Portanto, considerando o uso de 480 painéis e do fator de ocupação (FO) de cada um deles, a área utilizada corresponde a 1.193,6 m² (aproximadamente, 0,12 há).

$$A_{Proj} = C \times L \times \cos\beta = 1,865 \text{ m}^2 \quad (3.8)$$

$$A_{Util} = \frac{N \times A_{Proj}}{FO} = 1.193,6 \text{ m}^2 \quad (3.9)$$

3.3 Dimensionamento do Inversor

3.3.1 Características do Inversor Adotado

O inversor escolhido foi o modelo SG80KTL da empresa Sungrow, devido a sua boa relação de custo-benefício e por ter eficiência igual ou superior a 98,5%. Além disso, neste modelo cada *string* é conectada a uma entrada do inversor, fazendo com que o mesmo não necessite de conexões em paralelo por entrada. Dessa forma, a escolha por um inversor do tipo “*string inverter*” se deu também devido à facilidade de conexão que este oferece.

As especificações elétricas do inversor adotado podem ser conferidas no catálogo do

fabricante no ANEXO D.

O Fator de Dimensionamento de Inversor (*FDI*) é calculado, então, de modo que este se encontre dentro da faixa recomendada por Zilles *et al.* (2012), entre 0,6 a 0,9. Deste modo, tendo sido a potência nominal da usina fotovoltaica (P_{GFV}^o) determinada na seção 3.2.1, igual a 182,4 kWp, e a potência nominal dos inversores (P_{INV}^o) SG80KTL igual a 80 kW (ANEXO D), estima-se que dois inversores devam ser utilizados. Assim, o *FDI* é determinado a partir da Equação 3.10 (PINHO; GALDINO, 2014) como sendo 0,877.

$$FDI = \frac{2 \times P_{INV}^o}{P_{GFV}^o} = 0,877 \quad (3.10)$$

Pode-se concluir, portanto, que o *FDI* de 0,877 está dentro do intervalo recomendado. A partir dos dados elétricos do inversor presente no catálogo Sungrow (ANEXO D) foram calculadas algumas variáveis para definir a quantidade mínima de *strings* a serem conectados a cada inversor, bem como a quantidade de painéis em cada *string*.

3.3.2 Variáveis

As variáveis determinadas nesta seção foram: máxima e mínima tensão de circuito aberto ($V_{OC,máx}$ e $V_{OC,mín}$, respectivamente), a tensão de máxima potência do painel fotovoltaico (V_{MP})

Inicialmente, se determinam as temperaturas mínima e máxima (T_{CMIN} e T_{CMAX} , respectivamente) da célula no decorrer do ano, aplicando a Equação 3.11 (ZILLES *et al.*, 2012).

$$T_C = T_a + 0,9G_T \frac{T_{NOC} - 20}{800} \quad (3.11)$$

Onde:

T_C é a temperatura da célula a ser determinada;

T_a é a temperatura ambiente nos períodos mais frios ou mais quentes.

De acordo com a Tabela 3.1, a temperatura mínima de operação da célula fotovoltaica se dará no mês de Julho, com $T_a = 12,5$ °C. Para determinar a mínima temperatura

da célula no período diurno, considerou-se radiação $G_T = 1000 \text{ W/m}^2$; por outro lado, no período noturno não há radiação solar e, portanto $G_T = 0 \text{ W/m}^2$. Inserindo estes dados na Equação 3.11, foi possível prever que a temperatura mínima da célula será $37,25 \text{ }^\circ\text{C}$ no período diurno ($T_{C \text{ MIN DIA}}$) e $12,5 \text{ }^\circ\text{C}$ no período noturno ($T_{C \text{ MIN NOITE}}$).

Para determinar a temperatura máxima da célula ($T_{C \text{ MAX}}$), considerou-se que a temperatura máxima de operação da célula deverá ocorrer no mês de Janeiro, com $T_a = 30,9 \text{ }^\circ\text{C}$ e $G_T = 1000 \text{ W/m}^2$. Sendo, esta, portanto, igual a $55,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

Em seguida, a partir das características elétricas do módulo escolhido, presentes no ANEXO B e dispostas aqui na Tabela 3.6, das temperaturas de célula máxima e mínima e da Equação 3.12 (PINHO; GALDINO, 2014) foi possível calcular as tensões de mínima e máxima potência do painel fotovoltaico (V_{MP}) nas condições de operação de mínima e máxima temperaturas, dispostas anteriormente.

Tabela 3.6 - Parâmetros Elétricos do Módulo CS3U-380MS em STC.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Tensão nominal do painel fotovoltaico	V_{MP}^o	40 V
Coeficiente de temperatura para tensão de circuito em aberto	γ_{OC}	-0,29%/°C
Temperatura de célula em STC	T_C^o	25 °C,
Tensão nominal do circuito em aberto	V_{OC}	47,8 V

Fonte: Canadian Solar, 2018

$$V_{MP} = V_{MP}^o [1 + \gamma_{OC}(T_C - T_C^o)] \quad (3.12)$$

A tensão elétrica do painel fotovoltaico diminui com aumento da T_C . Assim, a tensão mínima do painel fotovoltaico se dá na condição de maior temperatura da célula, portanto, $55,6 \text{ }^\circ\text{C}$ e corresponde a $V_{MP \text{ MIN}} = 36,45 \text{ V}$. Ao contrário, para determinar a tensão máxima do painel fotovoltaico, é preciso analisá-lo na condição de mínima temperatura, ou seja, $37,25 \text{ }^\circ\text{C}$, o que resulta em uma tensão máxima de $V_{MP \text{ MAX}} = 38,58 \text{ V}$.

Calculou-se, ainda, a tensão de curto circuito $V_{OC,M}$ utilizando os dados exposto na Tabela 3.6 e a Equação 3.13 (PINHO; GALDINO, 2014). Seguindo a mesma lógica anterior, quando a temperatura da célula for igual a $55,6 \text{ }^\circ\text{C}$ se dará a tensão mínima

de curto circuito, correspondente a $V_{OC\ MIN} = 43,5\ V$ e a máxima $V_{OC\ MAX} = 49,5\ V$ para temperatura de célula de $12,5^{\circ}C$.

$$V_{OC,m} = V_{OC}[1 + \gamma_{OC}(T_C - T_C^o)] \quad (3.13)$$

As variáveis calculadas nesta sessão foram compiladas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Resultados das calculadas nesta sessão.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Temperatura de célula mínima	$T_{C\ MIN}$ <i>DIA</i>	37,25 °C
Temperatura de célula máxima	$T_{C\ MAX}$	55,6 °C
Tensão de mínima potência do painel fotovoltaico	$V_{MP\ MIN}$	36,45 V
Tensão de máxima potência do painel fotovoltaico	$V_{MP\ MAX}$	38,58 V
Tensão mínima de curto circuito	$V_{OC\ MIN}$	43,5 V
Tensão máxima de curto circuito	$V_{OC\ MAX}$	49,5 V

3.4 Definição das Strings

3.4.1 Número de Módulos ($N_{SÉRIE}$)

Para determinar o número de painéis em cada *string*, os parâmetros de entrada do inversor, presentes no ANEXO D e expostos na Tabela 3.8, foram considerados.

Foi calculado o número de painéis em série ($N_{SÉRIE}$) de acordo com a Faixa de Utilização do Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP), sendo $V_{INV\ MIN} = 570\ V$ e $V_{INV\ MAX} = 850\ V$, como pode-se observar na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Dados elétricos selecionados do inversor SG80KTL.

Parâmetros de entrada do inversor (CC)	Símbolo	Valor
--	---------	-------

Máximo número de <i>strings</i> por MPPT	-	18
Máxima corrente de entrada (fotovoltaica)	I_{MAX} <i>STRING</i>	144 A
Máxima corrente em cada conector de entrada	I_{SC}^o	12 A
Voltagem MMP mínima para potência nominal	$V_{INV MIN}$	570 V
Voltagem MMP máxima para potência nominal	$V_{INV MAX}$	850 V
Voltagem de entrada (fotovoltaica) máxima (CC)	$V_{CC MÁX}$	1000 V

Fonte: Sungrow Power Supply Co, 2016.

Dessa forma, aplicando as Equações 3.14 e 3.15, foi possível determinar as quantidades máxima e mínima possíveis de painéis a serem conectados em série para formar uma *string*.

$$V_{INV MIN} < N_{SÉRIE} \times V_{MP MIN} \quad (3.14)$$

$$V_{INV MAX} > N_{SÉRIE} \times V_{MP MAX} \quad (3.15)$$

Assim, de posse dos valores das Tabelas 3.7 e 3.8, determinou-se que o número de painéis em série em cada *string* deve ser igual ou superior a 16 e igual ou inferior a 22, como expressa a Equação 3.16.

$$16 \text{ painéis} \leq N_{SÉRIE} \leq 22 \text{ painéis} \quad (3.16)$$

3.4.2 Corrente Suportada pelo Inversor

A partir das especificações técnicas fornecidas pelo fabricante Canadian Solar, para coeficiente de temperatura para corrente de curto circuito ($\gamma_{SC} = +0,05\%/^{\circ}\text{C}$) e para corrente nominal de curto circuito ($I_{SC}^o = 10,01 \text{ A}$) - presentes nos anexos A e B, respectivamente -, e tendo-se a temperatura máxima da célula ($T_c = 55,6^{\circ}\text{C}$) e a temperatura nominal em STC ($T_c^o = 25^{\circ}\text{C}$), é possível definir qual a corrente máxima ($I_{SC MAX}$) que passará por cada *string* e que, portanto, será transmitida a cada conector do inversor, de acordo com a Equação 3.17 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I_{SC MAX} = I_{SC}^o [1 + \gamma_{SC} (T_c - T_c^o)] = 10,16 \text{ A} \quad (3.17)$$

Portanto, a máxima corrente possível (curto-circuito) transmitida pelos módulos ao inversor é 10,16 A. Como, segundo as especificações do fabricante (Tabela 3.8), a máxima corrente suportada por cada conector ($I_{MP\ Con}$) é 12 A – valor superior à corrente de cada *string*, como demonstra a relação da (Equação 3.18) –, a conexão entre ambos é segura deste ponto de vista.

$$I_{SC\ MAX} < I_{MP,Con} \therefore 10,16\ A < 12\ A \quad (3.18)$$

Para garantir que a corrente máxima que passa pelo inversor seja inferior à máxima indicada pelo fabricante ($I_{MAX\ STRING} = 144\ A$), utilizou-se o valor de corrente de operação ótima do módulo ($I_{MP} = 9,5\ A$) disponibilizada no catálogo da Canadian Solar (ANEXO B) e estimou-se que serão conectadas 12 *strings* em cada inversor. Aplicou-se a Equação 3.19 para determinar a corrente máxima transmitida pelas *strings* ($I_{MP\ Total}$) a cada inversor.

$$I_{MP\ Total} = I_{MP} \times N_{String} = 114\ A \quad (3.19)$$

Para o sistema ser eletricamente viável em relação à corrente, é necessário que a corrente total que é transmitida pelas 12 *strings* ($I_{MP\ Total}$) seja inferior ao valor recomendado pelo fabricante do inversor ($I_{Máx\ String}$), como demonstrado na relação da Equação 3.20. Como se pode confirmar na mesma Equação, isto é verdadeiro no caso projetado.

$$I_{MP\ Total} < I_{Máx\ String} \therefore 114\ A < 144\ A \quad (3.20)$$

Tendo-se concluído que $16 \leq N_{SÉRIE} \leq 22$, ou seja, o número de painéis a serem conectados em série deve estar entre 16 e 22, decidiu-se, então, utilizar doze entradas de cada um dos inversores (restando seis entradas livres em cada um), uma para cada uma das *strings*, cada uma destas composta por vinte painéis conectados em série, totalizando 240 painéis por inversor.

3.4.3 Configuração das Strings

Foi decidido utilizar 12 entradas de cada um dos inversores (restando 6 entradas livres em cada um), uma para cada uma das *strings*, conectadas em paralelo entre si e cada uma composta por 20 painéis conectados em série, totalizando 240 painéis por inversor. Além disso, a partir das informações contidas no Anexo D, verifica-se que a faixa de operação do SPMP de potência nominal do inversor adotado é de 570 V a 850 V. Assim, foi possível verificar que as tensões máxima e mínima de máxima potência ($V_{MP\ MÁX\ STRING}$ e $V_{MP\ MIN\ STRING}$, respectivamente), para cada *string* dadas pelas Equações 3.21 e 3.22, respectivamente, estão de acordo com a faixa de utilização mencionada. Tais verificações foram feitas a partir das seguintes Equações 3.23 e 3.24. Os dados de tensões mínima e máxima para cada painel foram calculados na seção 3.3.2 e dispostos na Tabela 3.7 e são, respectivamente, $V_{MP\ MIN} = 36,45\text{ V}$ e $V_{MP\ MAX} = 38,58\text{ V}$.

$$V_{MP\ MIN\ STRING} = N_{SÉRIE} \times V_{MP\ MIN} = 729\text{ V} \quad (3.21)$$

$$V_{MP\ MÁX\ STRING} = N_{SÉRIE} \times V_{MP\ MÁX} = 771,6\text{ V} \quad (3.22)$$

$$V_{MP\ MIN\ STRING} > V_{INV\ MIN} \therefore 729\text{ V} > 570\text{ V} \quad (3.23)$$

$$V_{MP\ MÁX\ STRING} < V_{INV\ MÁX} \therefore 771,6\text{ V} < 850\text{ V} \quad (3.24)$$

Ademais, foi possível verificar que a máxima tensão de circuito aberto ($V_{OC\ MÁX}$) total da *string* é inferior à tensão máxima suportada pelo inversor ($V_{CC\ MÁX} = 1000\text{ V}$) fornecida pelo fabricante e disposta na Tabela 3.8, através da Equação 3.25. A variável de tensão máxima de curto circuito foi calculada na seção 3.3.2 e disposta na Tabela 3.7 e seu valor corresponde a $V_{OC\ MÁX} = 49,5\text{ V}$.

$$N_{SÉRIE} \times V_{OC\ MÁX} < V_{CC\ MÁX} \therefore 990\text{ V} < 1000\text{ V} \quad (3.25)$$

Como todos os parâmetros de tensão gerados pelos painéis se encontram dentro da faixa de utilização recomendada pelo fabricante do inversor, pode-se concluir que o projeto é válido. A Tabela 3.9 resume os dados de operação do sistema projetado na faixa de utilização SPMP.

Tabela 3.9 – Parâmetros de tensão gerada pelas *strings* no SPMP.

Parâmetros de geração das <i>strings</i> (CC)	Símbolo	Valor
---	---------	-------

Voltagem mínima das <i>strings</i>	$V_{MPMIN\ STRING}$	729 V
Voltagem MMP máxima para potência nominal	$V_{MPMÁX\ STRING}$	771,6 V
Voltagem de entrada (fotovoltaica) máxima (CC)	$N_{SÉRIE} \times V_{OCMÁX}$	990 V

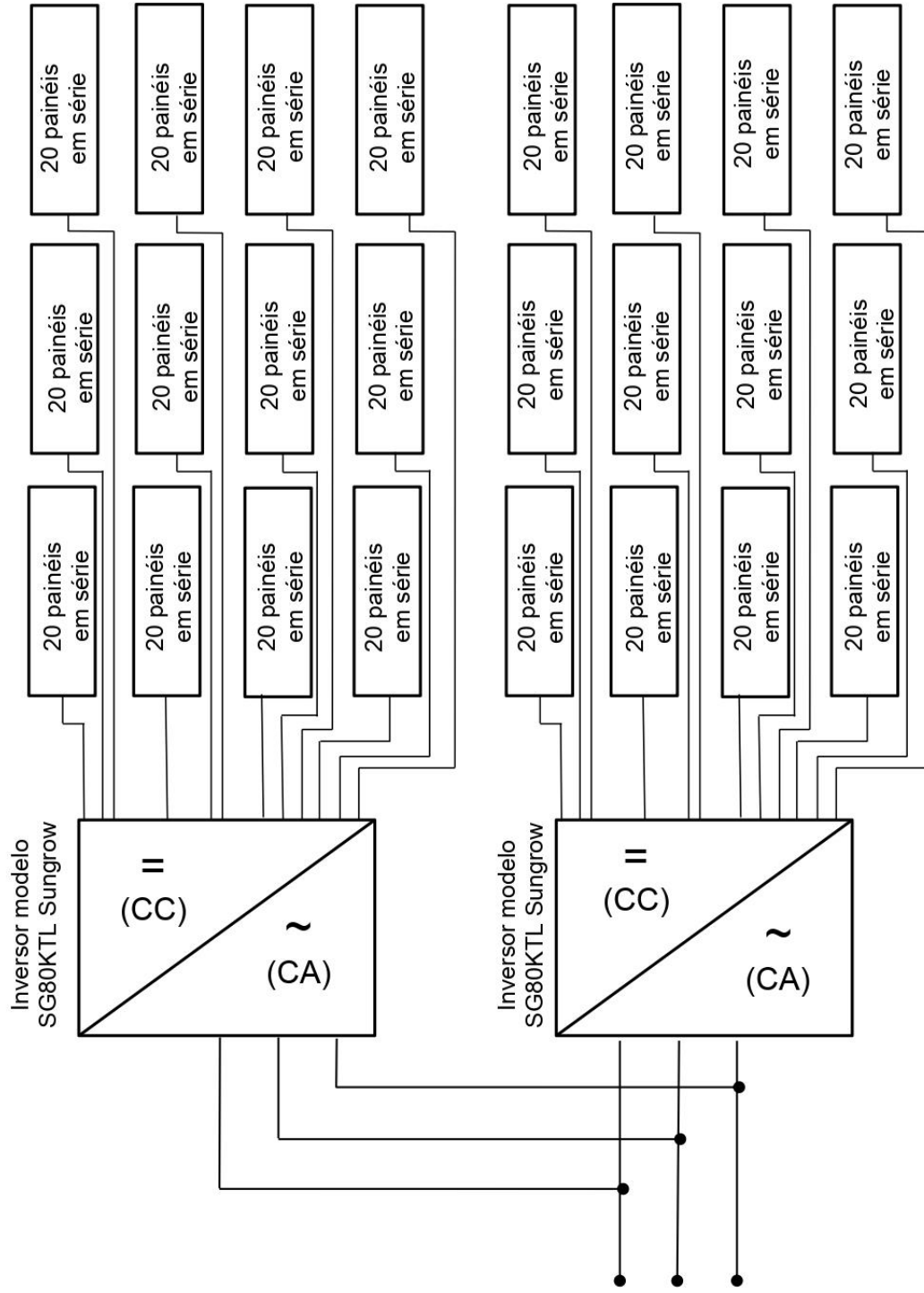
3.5 Projeto fotovoltaico

Como todos os parâmetros de corrente e tensão da configuração de strings projetada se encontram dentro das faixas de utilização do inversor selecionado, pode-se concluir que o projeto é válido.

A figura 3.6 representa o esquema fotovoltaico, contendo dois inversores do tipo “String Inverter”, modelo SG80KTL da fabricante Sungrow, estando conectadas a cada um destes, doze strings, ligadas individualmente a cada conector do inversor, compostas por vinte painéis de modelo CS3U-380MS da fabricante Canadian Solar, ligados em série entre si.

Figura 3.6 - Esquema de conexão fotovoltaico

12 strings com 20 painéis modelo CS3U-380MS Canadian Solar



12 strings com 20 painéis modelo CS3U-380MS Canadian Solar

4 Estudo de Viabilidade Econômica

4.1 Avaliação dos custos do sistema

Para a avaliação dos custos do sistema, foram levados em consideração os custos unitários e quantidades necessárias de seus componentes principais (painéis e inversores CC-CA), além de valores aproximados para os componentes acessórios: cabos, conectores e estrutura de suporte para os módulos. Podem-se verificar estes parâmetros na Tabela 4.1. O valor do painel foi consultado no Mercado Livre Brasil (MERCADO LIVRE BRASIL, 2020). Quanto aos demais componentes, os preços foram fornecidos pela empresa SolarCorp em orçamento privado.

Tabela 4.1 - Orçamento Preliminar para Implantação do Sistema.

Componente	Custo Unitário (R\$)	Quantidade	Total (R\$)
Painel CS3U-380MS	850,00	480	408.000,00
Inversor SG80KTL	60.000,00	2	120.000,00
Cabos	7.000,00	1	7.000,00
Conectores	1.500,00	1	1.500,00
Estrutura	115.000,00	1	115.000,00
Instalação	70.000,00	1	70.000,00
Total Parcial	-	-	721.500,00

Com a geração da usina e seus custos de implantação definidos, iniciou-se o estudo da viabilidade econômica do projeto considerando premissas para: (i) Tarifa de Energia (R\$/kWh) para o ano 0 de operação da usina; (ii) Reajuste Tarifário anual do setor de energia, de modo a projetar as tarifas que serão praticadas durante os anos de operação da usina; (iii) Depreciação Operacional anual do sistema; (iv) Custo Total com a Operação & Manutenção (O&M) do sistema, sendo esta representada por um percentual do *capex* inicial; (v) Crescimento o Anual dos Custos com O&M; (vi) Quantidade anual de Horas de Sol Pleno adotada; (vii) Custo de Implantação do sistema (*capex* inicial); e (viii) Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto.

4.2 Premissas Adotadas

Para o estudo da viabilidade financeira do empreendimento em questão, foram adotadas as premissas citadas no parágrafo acima, sendo algumas consideradas como elementos constantes e outras como variáveis (Tabela 4.2), visando compreender a natureza e seus níveis de correlação com a Taxa Interna de Retorno do empreendimento.

Tabela 4.2 – Consideração de valores adotados para o Estudo de Viabilidade Econômica.

Parâmetros constantes	Valor	Fonte
Tarifa de Energia Elétrica (ano 0)	1,08 (R\$/kWh)	Vide item 4.2.3
Depreciação Operacional	4,00% a.a.	Dados do Fabricante
Crescimento Anual de Custos com O&M	3,25 %	IPCA
Quantidade de Horas de Sol Pleno (HSP/ano)	1773,90	CRESESB, 2014
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	10%	Fonte própria do autor
IPCA	3,25%	BCB, 2020
Parâmetros variáveis		
Reajuste Tarifário	8%	-
Custo Inicial O&M	0,5% Capex inicial	-

4.2.1 Reajuste Tarifário Anual

Com base na análise histórica e na perspectiva de crescimento da demanda por energia elétrica, decidiu-se adotar a inflação anual dos preços praticados no mercado cativo como sendo 8%. É válido acrescentar que neste modelo considera-se o crescimento nominal da tarifa de energia elétrica.

4.2.2 IPCA

Para a projeção do crescimento anual dos custos com Operação e Manutenção, foi adotada uma taxa de 3,25%, atrelando-o ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor

Ampla (IPCA) segundo a projeção do Banco Central (BACEN) para 2023 (BCB, 2020).

4.2.3 Tarifa Contratada

Para se calcular a tarifa de Dezembro de 2021, foi utilizada a tarifa média de consumo do investidor, partindo do preço base médio de 0,95 R\$/kWh, praticado no mês de Maio de 2020, e projetando-o a valor futuro por meio do reajuste tarifário de 8% a.a. Dessa forma, partiu-se da premissa de que a tarifa de energia elétrica praticada pela concessionária será em torno de 1,08 R\$/kWh no primeiro ano de operação da usina (2021), sendo acrescida em 8% ao ano. Ressalta-se que as alíquotas de ICMS, PIS, COFINS já estão inclusas na tarifa contratada.

4.2.4 Depreciação Operacional

Para o cálculo de depreciação dos principais equipamentos do empreendimento (painéis fotovoltaicos e inversores de corrente), foi utilizado o Método de Depreciação Linear, por meio da Equação 4.1.

$$Da = \frac{VN - VR}{VU} \quad (4.1)$$

Onde:

Da é a Depreciação Anual;

VN é o Valor do Produto Novo [R\$];

VR é o Valor Residual [R\$];

VU é a vida útil do equipamento [anos].

Segundo seus fabricantes, o painel fotovoltaico adotado estará operando a 90% de sua capacidade nos 10 primeiros anos de operação, e reduzindo para 80% até o 25º ano de funcionamento. Enquanto que o inversor de corrente adotado para este estudo possui vida útil de 10 anos, devendo ser substituído duas vezes ao longo do período analisado.

Assim, como se pode notar na Tabela 4.3, foi realizada uma média ponderada, chegando-se a uma depreciação operacional de 4,0% ao ano.

Tabela 4.3 – Componentes de projeção de depreciação ao longo do tempo.

Componente	Custo Unitário (R\$)	Quantidade	Total (R\$)	Projeção da Depreciação
Painel (2021 – 2030)	850,00	480	408.000,00	40.800,00
Painel (2031 – 2045)	850,00	480	408.000,00	40.800,00
Inversor (2021 – 2030)	60.000,00	2	120.000,00	120.000,00
Inversor (2031 – 2040)	60.000,00	2	120.000,00	120.000,00
Inversor (2041 – 2045)	60.000,00	2	120.000,00	60.000,00
Total Depreciado [R\$]	-	-	-	381.600,00
Total Depreciado [R\$/ano]	-	-	-	15.264,00
Depreciação Anual	-	-	-	4,00%

4.2.5 Custo Total com Operação & Manutenção (final 2021)

Para o cenário base, considera-se que os custos totais com O&M ao fim do primeiro ano de operação da usina serão da ordem de 0,5% do *capex* inicial.

4.2.6 Crescimento Anual dos Custos com O&M

Considera-se que os custos com O&M cresçam de acordo com o IPCA projetado pelo Banco Central (BC, 2020) para o ano de 2023.

4.2.7 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Apesar de ser comum o uso da taxa básica de juros da economia (Tesouro Selic) para a determinação do custo de oportunidade do investidor neste tipo de estudo, levando em consideração que a taxa Selic se encontra em seus níveis históricos mais baixos, optou-se por realizar uma análise mais conservadora e condizente com o nível de risco do projeto. Dessa forma, para o custo de oportunidade do investidor, foi considerada uma TMA de 10%.

4.3 Análise de Viabilidade Econômica

Nesta seção, os fluxos de caixa estimados para o empreendimento em questão foram projetados para um período de 25 anos (2021 a 2045). A análise apresentada exhibe os resultados dos primeiros 10 anos e a última coluna contém os resultados esperados para o último ano de operação da usina (2045), conforme mostra a Tabela 4.4.

Para realizar uma análise de viabilidade econômica completa, deve-se considerar os indicadores VPL, TIR e *Payback*. O raciocínio para chegar a estes resultados foi o seguinte.

A multiplicação entre a quantidade de painéis fotovoltaicos e sua respectiva potência nominal resulta na Potência Nominal da usina, da qual, descontando-se as perdas totais do sistema ($FDI \times TD' = 21,95\%$), obtém-se sua Potência Efetiva. A multiplicação desta pelo potencial de geração estimado (1.773,9 HSP/ano) resulta numa Geração Bruta de 252.538,08 kWh no primeiro ano de operação da usina. Esta última, multiplicada pela Tarifa Contratada (descrita no item 4.2.3) para este mesmo ano, obtém-se o primeiro valor relevante para a análise em questão: R\$ 271.807,41 no primeiro ano do projeto (Receita Bruta).

Em seguida, acrescentando-se à Receita Bruta os custos relativos à Operação & Manutenção (R\$ 3.607,50 no primeiro ano de operação), chega-se ao Lucro Operacional Bruto (EBIT), segundo valor relevante para a análise. A partir destes valores, acrescentando-se a depreciação operacional e qualquer investimento no projeto (*capex* e capital de giro), obtém-se o Fluxo de Caixa Operacional (FCO), valor base para os indicadores utilizados neste estudo.

Trazendo os valores de FCO a Valor Presente e considerando-se a TMA do projeto, obtém-se VPL = R\$ 2.564.085,64. Também dos fluxos de caixa, pode-se obter a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto de 64,85%, que se mostrou ser consideravelmente superior à TMA do projeto. A última análise que deve ser feita é em quantos anos o investimento se paga (*Payback*), ou seja, em que momento da análise o FCO Acumulado do projeto fica positivo. E, neste caso, é possível identificar que os fluxos de caixa acumulados (FCO Acumulado) se tornam positivos em pouco mais de dois anos e meio.

Tabela 4.4 - Projeções de VLP, TIR e *Payback* nos dez primeiros anos de empreendimento e passados 25 anos.

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência Nominal [kW]	182,40	182,40	182,40	182,40	182,40	182,40
Potência Efetiva [kW]	142,36	136,67	131,20	125,95	120,91	116,08
Geração Bruta Total [kWh]	252.538,08	242.436,56	232.739,09	223.429,53	214.492,35	205.912,66
Tarifa Contratada [R\$]	1,08	1,16	1,26	1,36	1,46	1,58
Receita Bruta [R\$]	271.807,41	281.809,92	292.180,53	302.932,77	314.080,70	325.638,87
Custos Totais O&M [R\$]	-3.607,50	-3.751,80	-3.901,87	-4.057,95	-4.220,26	-4.389,08
Lucro Operacional Bruto (EBITDA) [R\$]	268.199,91	278.085,18	288.334,73	298.961,98	309.980,86	321.405,78
Depreciação Operacional [R\$]	15.264,00	15.264,00	15.264,00	15.264,00	15.264,00	15.264,00
CAPEX [R\$]	-721.500,00					
FCO [R\$]	-453.300,09	278.085,18	288.334,73	298.961,98	309.980,86	321.405,78
FCO Acumulado [R\$]	-453.300,09	-175.214,91	113.119,82	412.081,80	722.062,66	1.043.468,45

Tabela 4.4 (continuação) - Projeções de VLP, TIR e *Payback* nos dez primeiros anos de empreendimento e passados 25 anos.

Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2045
Potência Nominal [kW]	182,40	182,40	182,40	182,40	182,40	182,40
Potência Efetiva [kW]	111,43	106,98	102,70	98,59	94,65	53,44
Geração BrutaTotal [R\$]	197.676,15	189.769,10	182.178,34	174.891,21	167.895,56	94.806,14
Tarifa Contratada [R\$]	1,71	1,84	1,99	2,15	2,32	6,83
Receita Bruta [R\$]	337.622,38	350.046,88	362.928,61	376.284,38	390.131,64	647.054,73
Custos Totais O&M [R\$]	-4.564,64	-4.747,22	-4.937,11	-5.134,60	-5.339,98	-9.247,12
Lucro Operacional Bruto (EBITDA) [R\$]	333.251,72	345.534,18	358.269,24	371.473,58	385.164,50	639.282,10
Depreciação Operacional [R\$]	15.264,00	15.264,00	15.264,00	15.264,00	15.264,00	15.264,00
CAPEX [R\$]				-120.000,00		
FCO [R\$]	333.251,72	345.534,18	358.269,24	251.473,58	385.164,50	699.282,10 ¹
FCO Acumulado [R\$]	1.376.720,17	1.722.254,34	2.080.523,58	2.331.997,17	2.717.161,66	9.806.562,42
VPL [R\$]	2.564.085,64					
TIR [%]	64,85					
Payback [anos]	2,62					

¹ Considera-se valor residual de R\$ 60.000,00 dos últimos dois inversores utilizados no projeto.

4.4 Análise de Sensibilidade

Com o objetivo de verificar a influência das principais premissas do projeto em seus resultados econômicos (VPL e TIR), foi realizada uma análise de sensibilidade a partir da variação das seguintes: Custo Inicial com O&M e Reajuste Tarifário Anual de Energia Elétrica. Considerou-se que estas premissas são as mais relevantes para a geração de valor econômico do projeto.

4.4.1 Reajuste Tarifário de Energia Elétrica

Para esta análise, considera-se que todas as premissas (descritas em 4.2.1) estão constantes, com exceção da variável descrita acima. Pode-se notar, pelos cenários simulados na Tabela 4.5, que a variação entre a inflação e o VPL do projeto são positivamente correlacionados. Além disso, é possível concluir que sua variação possui impacto significativo nos resultados econômicos do projeto, uma vez que uma redução de 50% desta variável causou uma redução superior a 30% no Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, enquanto que uma elevação de 50% causou um aumento de 59% no VPL.

Tabela 4.5 – Reajuste tarifário anual de energia elétrica

	4%	6%	8%	10%	12%
VPL [R\$]	1.752.667,46	2.142.341,60	2.564.085,64	3.265.736,66	4.076.996,49
Variação do reajuste tarifário [%] ¹	-31,65	-16,45	-	27,36	59,00
Variação do VPL[%] ¹	-50	-25	-	25	50

¹ Variação em comparação ao cenário base de 8% a.a. de reajuste da tarifa de energia elétrica.

4.4.2 Custo Inicial com O&M

Para esta análise, considera-se que todas as premissas (descritas em 4.2.1) estão constantes, com exceção da variável descrita acima. Observando-se os resultados descritos na Tabela 4.6, é possível concluir que os custos com manutenção são negativamente correlacionados com os resultados econômicos do projeto e que não

geram impacto relevante nos mesmos.

Tabela 4.6 – Custo inicial com O&M variando em 0,5% e 1,0% do Capex inicial.

	0,5 % do Capex inicial	1,0% do Capex inicial
VPL [R\$]	2.564.085,64	2.559.924,51
Variação O&M inicial [%] ¹	-	100%
Variação do VPL [%] ¹	-	-0,16%

¹ Variação em comparação ao cenário base de 0,5% de O&M inicial.

Em contrapartida, essa variável foi escolhida por ter o efeito inverso da inflação. Instintivamente, quando se tenta otimizar a viabilidade econômica de projetos, o primeiro passo é redução de custos. O que foi observado com a variação do Custo Inicial com O&M foi que um aumento de 100% dos custos operacionais reduziu o VPL do projeto em apenas 0,16%, mostrando assim ser uma economia pouco eficiente e, quando se torna fator de decisão (qualidade x custo), não muito relevante.

4.4.3 Definição dos Cenários

Considerando que foi observado que o reajuste tarifário da energia elétrica é uma variável relevante para a formação do VPL, os três cenários (Conservador, Base e Arrojado) foram definidos com base em três valores distintos de inflação. No cenário conservador fixou-se a inflação de energia elétrica como sendo igual ao IPCA projetado. No cenário Arrojado a inflação de energia elétrica foi fixada em 10% a.a., levando-se em consideração uma probabilidade de crescimento mais agressivo dos preços ao longo do período analisado. Por fim, o cenário base considera a inflação de energia elétrica como sendo 8% a.a., conforme descrito no estudo das premissas. Considera-se que o cenário base tenha a maior probabilidade de ocorrência frente à expectativa de: (i) crescimento da demanda agregada de energia no Brasil (industrial e residencial); (ii) variação da capacidade instalada total no país ao longo do período analisado.

Tabela 4.7 - Cenários analisados

	Conservador	Base	Arrojado
Inflação energia [%]	4	8	10
VPL [R\$]	1.752.667,46	2.564.085,64	3.265.736,66

4.5 Resultados do Estudo de Viabilidade Econômica

Dessa forma, partindo-se da taxa de desconto (TMA) adotada de 10% e da Taxa Interna de Retorno de 64,85% obtida com a projeção do cenário Base adotado, é possível concluir que o projeto em questão agregará valor econômico ao investidor, que deverá obter um *Payback* Simples do valor investido em aproximadamente dois anos e meio.

5 Conclusões

Este trabalho demonstrou que o uso da energia fotovoltaica em propriedade rural é interessante do ponto de vista técnico-econômico e da sustentabilidade. Isso se dá pelo fato de ter sido evidenciado que este tipo de empreendimento, quando viável tecnicamente, tende a oferecer a oportunidade de reduzir consideravelmente tanto as despesas com consumo de energia elétrica do proprietário/investidor do projeto quanto o impacto ambiental associado ao mesmo. Desta forma, leva a um modo de uso do solo com um retorno econômico bastante expressivo.

O presente estudo teve a intenção de avaliar técnica e economicamente a implantação de Geração Distribuída (GD) em propriedade rural, por meio da modalidade de Autoconsumo Remoto, possibilitando extensão dos benefícios econômicos à gestão financeira do apartamento localizado na cidade do Rio de Janeiro, sem a necessidade, contudo, de disponibilização de espaço em área urbana para a instalação do empreendimento proposto neste estudo. Interessante ressaltar que a área ocupada pela usina dimensionada neste estudo é consideravelmente diminuta, quando comparada com a área total da propriedade objeto de estudo.

Este trabalho pré-dimensionou um gerador fotovoltaico composto por dois inversores do tipo “String Inverter”, modelo SG80KTL da fabricante Sungrow, estando conectadas a cada um destes, doze *strings*, ligadas individualmente a cada conector do inversor, compostas por vinte painéis de modelo CS3U-380MS da fabricante Canadian Solar, ligados em série entre si.

A avaliação dos custos do sistema considerou, então, que o sistema fotovoltaico seria composto por 480 painéis fotovoltaicos e dois inversores de corrente, sendo que estes últimos seriam substituídos de dez em dez anos, e mostrou que o *capex* inicial do projeto totalizou R\$ 721.500,00. Somando as duas trocas de inversores, o investimento total do projeto foi da ordem de R\$ 961.500,00.

Assim, partindo-se da taxa de desconto (TMA) adotada de 10% e da Taxa Interna de Retorno (TIR) de 64,85% obtida com a projeção do cenário base adotado, é possível concluir que o projeto em questão agregará valor econômico ao investidor, que deverá obter um *Payback* Simples do valor investido em aproximadamente dois anos e meio. Em relação aos benefícios ambientais, foi realizado um cálculo simples da estimativa de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por meio do uso da Geração

Distribuída, considerando o consumo médio da propriedade e a matriz energética brasileira. Foi utilizado um fator de emissão de CO₂ equivalente (CO₂eq), resultando em uma redução de emissões totais de GEE à atmosfera de, aproximadamente, 505 toneladas de CO₂eq ao fim do tempo de operação (4.038.104,63 kWh gerados x 0,125gCO₂eq/kWh gerado).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **Solar Inverters – ABB string inverters – TRIO – 20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW**. Catálogo. 2019. 3p.

ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica), 2020. Infográfico ABSOLAR no 22. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Acesso em: 19 de ago. 2020.

AMADEU, L.H. **Estudo Técnico e Econômico de Viabilidade para Instalação e Locação de um Sistema Fotovoltaico em Condomínio Residencial na Cidade de Guarema – SP**. 2019. Monografia de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a. Geração Distribuída: Micro e Minigeração Distribuídas. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 5 abr. 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015b. Geração Distribuída: Micro e Minigeração Distribuídas. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fmetodologia-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4>. Acesso em: 5 abr. 2020.

BCB (Banco Central do Brasil), 2020. Focus – Relatório de Mercado. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: 20 ago. 2020

CANADIAN SOLAR. **PV Module Product Datasheet V5.582_EN**. Catálogo. Ontario, 2018. 2p.

CEPEL, 2018a. Quem Somos. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/o-cepel/quem-somos/>. Acesso em: 6. abr. 2020.

CEPEL 2, 2018b. Centros de Referência. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/laboratorios-e-centros/laboratorios.htm> Acesso em: 6. abr. 2020. CRESESB, 2014. Potencial Solar SunData v 3.0. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 02 fev. 2020.

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4^a Ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013. 910p.

DUSOL, 2019. Energia solar: qual é o melhor inversor solar do mercado?. Disponível em: <<https://www.dusolengenharia.com.br/post/energia-solar-qual-e-o-melhor-inversor-solar-do-mercado/>>. Acesso em: 19 de ago. 2020.

Embyá Paisagens e Ecossistemas. Referência utilizada com autorização do proprietário.

FRONIUS. **Inversor Fronius Potência 12 kW Symo Brasil 12.03M Trifásico 220V**. Catálogo. s.d. 2p

IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), 2020. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=o-que-eDepreciação Operacional>>. Acesso em: 24 ago. 2020.

INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), s.d. Disponível em: <<https://tempo.inmet.gov.br>> Acesso em: 02.fev.2020,

INVESTOPEDIA, s.d. Disponível em <<https://www.investopedia.com>>. Acesso em: 24 ago. 2020.

JINKO SOLAR. **Cheetah HC 72 M 390-410 Watt** . Catálogo. s.d. 2p.

KAUSHIKA, N.D.; MISHRA, A.; RAI, A.K. **Solar Photovoltaics: Technology, System**

Design, Reliability and Viability. New York: Springer, 2018. 167p.

MCEVOY, A.; MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications**. 2^a Ed. Waltham: Elsevier Ltd, 2012. 1244 p.

MERCADO LIVRE BRASIL, 2020. Disponível em: <<https://www.mercadolivre.com.br>>. Acesso em 24. ago. 2020.

MIRANDA, M.M. **Fator de Emissão de Gases de Efeito Estufa da Geração de Energia Elétrica no Brasil: Implicações da Aplicação da Avaliação de Ciclo de Vida**. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Ambiental) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, ProGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, 2015. Ações de Estímulo à Geração Distribuída com base em Fontes Renováveis, Brasília, DF, Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15,12,2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1,0>>, Acesso em: 25 fev. 2020.

NARUTO, D.T. **Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2017. Monografia de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; COSTA, R.S.; DE LIMA, F.J.L.; RÜTHER, R.; DE ABREU, S.L.; TIEPOLO, G.M.; PEREIRA, S.V.; DE SOUZA, J.G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88p.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. Projeto de Sistemas Fotovoltaicos. In: **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014. p. 298 - 355

PORTAL ENERGIA, 2020. Os melhores painéis fotovoltaicos 2020. Disponível em: <
<https://www.portal-energia.com/paineis-fotovoltaicos-2020/>> Acesso em: 19 de
 ago. 2020

SEBRAE, 2018. A importância da Geração Distribuída para o País. Disponível em:
 <<https://sebraers.com.br/energia/a-importancia-da-geracao-distribuida-para-o-pais/>>, Acesso em 8 abr.2020.

SILVA, J.L.S.; CAVALCANTE, M.M.; MACHADO, R.; DA SILVA, M.R.; DELGADO, D.B.M. (Departamento de Engenharia Elétrica do Instituto Federal da Bahia (IFBA)). **Análise do Avanço da Geração Distribuída no Brasil**. [Apresentado no VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, VII, Gramado, 2018].

SIMÕES-MOREIRA, J.R. (org.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. Rio de Janeiro: LTC, 2019. 412p.

SMETS, A.H.; JÄGER, K.; ISABELLA, O.; VAN SWAAIJ, R.; ZEMAN, M. **Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems**. Cambridge: UIT Cambridge Ltd., 2016. 534p.

SUNGROW, **SG20KTL-M Inversor String com Multi-MPPT para Sistema 1000 Vcc**. Catálogo. 2018. 2p.

SUNGROW, **SG80KTL New String Inverter**. Catálogo, 2016. 2p.

TRINA SOLAR. **The Tallmax Framed 72-cell module (1500 V)**. Catálogo. Versão número: TSM_EN_2018, 2017. 2p.

VILLALVA, M.G.; GAZOLLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. São Paulo: Ética, 2012. 224p.

ZILLES, R.; MACEDO, W.N.; GALHARDO, M.A.B.; OLIVEIRA, S.H.F.O. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª Ed. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2012

ANEXO A – CARACTERÍSTICA DE TEMPERATURA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO CS3U-380M CANADIAN SOLAR.

TEMPREATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 2°C

Fonte: Canadian Solar, 2018

ANEXO B – DADOS ELÉTRICOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO CS3U-380M CANADIAN SOLAR.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	365 W	370 W	375 W	380 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.4 V	39.6 V	39.8 V	40.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.27 A	9.35 A	9.43 A	9.50 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.77 A	9.85 A	9.93 A	10.01 A
Module Efficiency	18.40%	18.65%	18.90%	19.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Fonte: Canadian Solar, 2018

ANEXO C – DADOS MECÂNICOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO CS3U-380M CANADIAN SOLAR.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 156.75 X 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 40 mm (78.7 X 39.1 X 1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length	1250 mm (49.2 in), 1670 mm (65.7 in) is optional for single tracking system with leap-frog connection
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

Fonte: Canadian Solar, 2018

ANEXO D – DADOS ELÉTRICOS DO INVERSOR SG80KTL SUNGROW

Input [DC]

Max. PV input voltage	1000 V
Startup voltage	620 V
MPP voltage range	570 - 950 V
MPP voltage range for nominal power	570 - 850 V
No. of MPPTs	1
Max. number of PV strings per MPPT	18
Max. PV input current	144 A
Max. current for input connector	12 A

Output [AC]

Nominal AC output power	80000 W
Max AC output power (PF=1)	80000 W
Max. AC output apparent power	80000 VA
Max. AC output current	116 A
Nominal AC voltage	3P + PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 - 480 V
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor	> 0.99@default value at nominal power, (adj. 0.8 leading - 0.8 lagging)

Protections & Functions

Anti-islanding protection	Yes
LVRT	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
DC switch	Yes
DC fuse	Yes
PV string current monitoring	Yes
DC overvoltage protection	DC Type II SPD (40 kA)
AC overvoltage protection	AC Type II SPD (40 kA)

Fonte: Sungrow Power Supply Co, 2016.