

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM PROPRIEDADE NO DISTRITO FEDERAL

Autor: Arthur Carvalho Lucas
Orientador: Prof. Dr. Marco Aurélio G. de Oliveira
Co-orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, 3 de dezembro de 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

Departamento de Engenharia Elétrica

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM PROPRIEDADE NO DISTRITO FEDERAL

Arthur Carvalho Lucas

Relatório submetido ao curso de graduação em (Departamento de Engenharia Elétrica) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em (Departamento de Engenharia Elétrica)

Banca Examinadora

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, UnB/ ENE (Co-orientador)

Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita, Professor Convidado UnB/ Campus Gama

Prof. Mestre Ronaldo Sérgio Chacon Camargos, Professor Convidado IFB

Dedico este trabalho a minha família, em especial ao meu pai, que acredita nesse projeto. Obrigado por sempre me apoiarem em tudo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que sempre esteve comigo em todos os momentos e me fez chegar até aqui. Tenho convicção de que sem Ele, não teria conseguido completar toda essa jornada.

Agradeço também à minha família: meu pai, David, minha mãe, Eliete, e minha irmã, Fernanda. Os pilares da minha vida que sempre acreditaram em mim, mesmo quando eu não conseguia acreditar, e me incentivaram a buscar meus sonhos. Meu porto seguro que eu sempre pude recorrer independentemente da situação. Obrigado, pai, por ser um grande entusiasta dos projetos realizados durante o curso, e esse trabalho em especial. Obrigado, mãe, por estar sempre preocupada em como eu estava e buscar o meu melhor. Obrigado, irmã, por sempre estar aberta a me ouvir e me entender melhor do que ninguém.

Não posso deixar de agradecer meus amigos. Esses podem ser divididos em dois grupos: de dentro do curso e de fora dele. Obrigado aos meus amigos e companheiros de curso por dividirem os melhores, e os piores, momentos dessa graduação. Vocês foram uma grande fonte de forças ao longo desses anos que dividimos histórias inesquecíveis e devo a vitória nessa jornada a vocês que me trouxeram até aqui, muitas vezes carregando nos ombros. Sempre estive apoiado nos ombros de gigantes, e assim pude ver mais longe. E aos amigos de fora do curso, que vieram antes da graduação e vão perdurar para o resto da vida, que também compartilharam e foram compreensíveis com os diversos momentos desses anos.

É válido destacar outro grupo de amigos que são especiais. Os que eu fiz durante o intercâmbio na Irlanda em 2015. Encontrei vocês de forma inesperada, e vocês foram a minha família durante aquele ano longe de casa. Mas, devido aos momentos que vivemos, vocês continuam sendo minha família mesmo com toda a distância nos separando.

Gostaria de agradecer também ao Movimento Empresa Júnior. Movimento esse que eu ingressei em 2014 e saí em 2018. Foi graças às diversas experiências que vivi, e as pessoas que conheci dentro do MEJ, que eu descobri o meu propósito e me encontrei. Obrigado a todos que me inspiraram das mais diversas formas, foi graças a vocês e ao movimento que eu consegui completar essa árdua jornada dentro da faculdade. Dentro dele eu desenvolvi ótimas habilidades e descobri outras que nem sabia que tinha, me capacitei e ganhei uma nova visão de mundo.

Agradeço ao professor Marco Aurélio, que foi um grande mestre no começo do trabalho, me orientando e lapidando ideias, que infelizmente teve que se ausentar por motivos de saúde. Torço profundamente para que você melhore o quanto antes para que volte a formar novos cidadãos e engenheiros éticos.

Agradeço também ao professor Rafael Shayani que prontamente se apresentou como um co-orientador me dando dicas valiosas e sendo um norte no momento em que eu não sabia como evoluir com o trabalho.

Sou grato por ter a oportunidade de estagiar na Split energia, onde aprendi coisas valiosas para a minha formação de engenheiro e para esse trabalho. Agradeço principalmente por ter um mentor como o senhor Ronaldo do Monte Rosa, por me mostrar os caminhos do empreendedorismo e da engenharia com paciência e zelo.

Agradeço também a Universidade de Brasília, onde eu tive grandes vivências nesses últimos anos. Foi uma relação de amor e ódio que vai deixar saudade quando eu me formar. Agradeço, pois, a universidade abriu a minha cabeça para diversas outras visões de mundo e ampliou o meu olhar crítico, me formando uma pessoa melhor para a sociedade.

*“Seja a mudança que você quer ver no mundo.”
– Mahatma Gandhi*

RESUMO

Este trabalho realiza um estudo abordando aspectos técnicos de projetos de engenharia elétrica fotovoltaica e econômicos sobre a instalação de uma usina fotovoltaica em propriedade privada conectada à rede elétrica da distribuidora do DF (CEB-D), com o objetivo de se ter lucros com o aluguel dessa mesma usina. O proprietário do terreno estabeleceu alguns critérios iniciais como a potência a ser instalada devido ao seu orçamento disponível, manutenção baixa e pouco especializada devido aos custos ao longo dos anos, dentre outras particularidades que estão descritas ao longo do trabalho. A potência instalada da usina é de 1MW, utilizando 2820 painéis de 355Wp, divididos em 188 strings de 15 painéis cada, fixados em estrutura de solo. Foi utilizado inversor central de 825kW e a usina produz 1.558.377 kWh ao ano. Fazendo um estudo de mercado em 2018, obteve-se um custo de investimento inicial necessário para a implementação da usina de R\$4.303.411,05, e operação e manutenção de R\$51.845,11 ao longo de cada ano. Analisando esses valores, se obtém o VPL após a vida útil da usina de 25 anos de R\$7.334.968,07, TIR de 14,49% e tempo de retorno do investimento de 6 anos. Para finalizar a análise econômica, se avaliou a sensibilidade do sistema variando os parâmetros de custo inicial do projeto, tarifa de energia e taxa mínima de atratividade.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Análise Econômica, Análise de sensibilidade.

ABSTRACT

This work is a study about technical aspects of a photovoltaic electrical engineering project and economical aspects about the installation of a photovoltaic power plant in a private property connected to the electric grid of the local distributor of DF (CEB-D), with the objective of having profit with the rent of this power plant. The property's owner established some initial criteria such as nominal power to be installed due to available budget, low maintenance due to its costs along the years, among others particularities described along this work. The installed power of the power plant is 1MW, using 2820 panels of 355Wp, divided in 188 strings of 15 panels each, fixed in ground structure. A central inverter of 825KW was used, and the power plant produces 1.558.377 kWh per year. According to a market study in 2018, the necessary cost of an initial investment to the implementation of the power plant is R\$4.303.411,05, and operation and maintenance would be R\$51.845,11 along each year. Analyzing these values, the VPL is obtained after the lifespan of the power plant (25 years) and it is R\$7.334.968,07, the TIR is 14,49% and the payback time is 6 years. To finish this economic analyzes, the sensibility of the system was evaluated varying the parameters of initial cost of the project, energy fees and the minimum rate of attractiveness.

Key Words: Photovoltaic Energy System, Economic Analysis, Sensibility Analysis

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
2.1 Energia no Mundo	3
2.2 Fontes Renováveis e limpas	5
2.3 Fotovoltaica.....	6
2.3.1 Conceitos	6
2.3.2 Tipos de sistemas	9
2.3.3 Painel Fotovoltaico.....	10
2.3.4. Inversor.....	14
2.3.6 Strings Boxes (Caixas de Junção)	15
2.3.7 Subestações	15
2.4 Leis, políticas de incentivo relacionadas.....	16
2.4.1 ProGD.....	17
2.4.2 Brasília Solar	18
2.5 Mercado Fotovoltaico	18
3 MATERIAIS E MÉTODOS	21
3.1 Método Utilizado.....	21
3.2 Metodologia de análise de viabilidade técnica.....	22
3.2.1 Recurso solar	22
3.2.2 Escolha dos painéis	22
3.2.3 Escolha do layout	23
3.2.4 Dimensionamento do sistema.....	24
3.2.5 Projeto Elétrico.....	25
3.2.6 SPDA.....	27
3.2.6.1 Subsistema aterramento.....	27
3.2.6.2 Subsistema de Captação	28
3.2.7 Injeção na Rede	28
3.3 Análise econômica	28
3.2.1Custo Inicial	29
3.2.2 Fluxo de Caixa	30
3.2.3 Demanda.....	30
3.2.4 Valor Presente	31
3.2.5 Valor Presente líquido (VPL).....	31
3.2.6 Tempo de retorno (Payback)	32
3.3 Estudo de sensibilidade	32
3.4 Emissões de Poluentes	33
3.5 Comercialização	33
3.6 Materiais utilizados	34
3.6.1Solergo	34
3.6.2 AutoCAD	35
3.6.3 Excel.....	35
4 RESULTADOS	36
4.1 Resultados de análise técnica	36
4.2 Coleta de dados da chácara	36
4.3 Definição da potência da usina.....	39
4.4 Avaliação do recurso solar	39
4.5 Escolha dos módulos fotovoltaicos	40
4.6 Inversor.....	42

4.7 Dimensionamento.....	44
4.7.1 Dimensionamento Tracker	47
4.8 Projeto elétrico	48
4.8.1 Estrutura dos painéis	52
4.9 SPDA.....	52
4.10 Resultado da análise financeira	54
4.10.1 Custo inicial.....	54
4.10.2 Fluxo de caixa	56
4.10.3 VPL	57
4.10.4 Tempo de retorno (Payback)	57
4.10.5 TIR	58
4.10.6 Riscos	58
4.11 Análise de sensibilidade	59
4.11.1 Variação do custo inicial do projeto.....	59
4.11.2 Variação da taxa mínima de atratividade	61
4.11.3 Variação tarifa de energia	62
4.12 Emissões de Poluentes	63
5. CONCLUSÕES.....	65
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
APÊNDICES	70
APÊNDICE A	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Previsão de consumo de energia elétrica no mundo até 2030	3
Figura 2: Matriz Energética Mundial	4
Figura 3: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável	4
Figura 4: Crescimento da potência instalada fotovoltaica no Brasil	5
Figura 5: Componentes de uma célula fotovoltaica	6
Figura 6: Mapa de irradiação do Brasil	7
Figura 7: Mostra a irradiação solar diária média ao longo dos meses de 2017. Cada curva representa uma estação solarimétrica.	8
Figura 8: Ilustra os ângulos zenital, azimutal do sol e da superfície, altura solar, superfície de captação e incidência.	9
Figura 9: Gráfico de ponto de máxima potência	10
Figura 10: Tipo de ligação de módulos em série	11
Figura 11: Tipo de ligação em paralelo.....	11
Figura 12: Datasheet de um módulo fotovoltaico	12
Figura 13: Configurações dos 3 tipos de inversores.	15
Figura 14: Exemplo de subestação em usina fotovoltaica	16
Figura 15: Esquemático de um sistema fotovoltaico	16
Figura 16: Tempo de atuação das empresas no setor de energia fotovoltaica.	18
Figura 17: Porcentagem das empresas por região do Brasil.	19
Figura 18: Preços de sistemas FV por faixa de potência informados pelas empresas instaladoras.....	19
Figura 19: Composição do custo total da instalação de um sistema FV	20
Figura 20: Razões para as modalidades de geração compartilhada e de condomínios ainda não serem adotadas	20
Figura 21: Fluxograma do método utilizado	21
Figura 22: Distância mínima entre dois painéis.	23
Figura 23: Método de dimensionamento do sistema.....	24
Figura 24: Exemplo de um diagrama de sombreamento do Solergo.	26
Figura 25: Ilustração da corrente de uma descarga sendo dissipada pelo sistema de aterramento.	28
Figura 26: Fluxograma de análise econômica.....	29
Figura 27: Composição do custo total da instalação de um sistema FV	30
Figura 28: Mostra os valores mais recentes de tarifação da CEB	31
Figura 29: Exemplo do layout do software utilizado	35
Figura 30: foto da entrada do terreno	36
Figura 31: Imagem aérea do terreno com suas medidas de área total: 21000m ² e perímetro:650m	37
Figura 32: Área disponível para a usina.....	38
Figura 33: Linhas de distribuição que passam em frente à propriedade.	38
Figura 34: Foto do interior da chácara. Região plana onde será feita a usina.....	39
Figura 35: Média da irradiação solar diária na superfície dos módulos por mês.....	40
Figura 36: Datasheet com as informações do módulo escolhido.	41
Figura 37: Mostra a disposição dos componentes dentro de um inversor da WEG.....	44
Figura 38: Vista superior da usina.....	45
Figura 39: Gráfico da produção mensal de energia ao longo de um ano.	45
Figura 40: Diagrama de sombreamento da usina	46
Figura 41: Vista superior da usina com tracker.....	47
Figura 42: Mostra os cabos que precisarão ser dimensionados.	48

Figura 43: Diagrama Unifilar do Projeto	50
Figura 44: Detalhamento do diagrama unifilar- antes do inversor.....	51
Figura 45: Detalhamento do diagrama unifilar- depois do inversor	51
Figura 46: Estrutura de fixação em solo de alumínio.....	52
Figura 47: Detalhe da fixação do painel.....	52
Figura 48: Valores máximos dos raios de proteção	53
Figura 49: Ângulo de proteção correspondente à classe de SPDA segundo o método do ângulo de proteção	53
Figura 50: Desenho do SPDA da usina.....	54
Figura 51: Mostra o quanto a TIR varia com o investimento inicial	60
Figura 52: Sensibilidade do VPL em relação ao investimento inicial	60
Figura 53: Sensibilidade do Payback em relação ao investimento inicial	60
Figura 54: Sensibilidade do VPL em relação à taxa mínima de atratividade	61
Figura 55: Sensibilidade do Payback em relação à taxa mínima de atratividade	61
Figura 56: Sensibilidade da TIR em relação à taxa mínima de atratividade.....	62
Figura 57: Sensibilidade do VPL à medida que a tarifa de energia aumenta.....	62
Figura 58: Sensibilidade do Payback à medida que a tarifa energética varia	63
Figura 59: Sensibilidade da TIR à medida que a tarifa energética varia.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparativo de tecnologias fotovoltaicas	13
Tabela 2: Presença das tecnologias no mercado mundial	14
Tabela 3: Comparativo de 2 tipos de módulos fotovoltaicos quanto ao preço de cada um.	23
Tabela 4: Comparativo entre inversor central e por strings	42
Tabela 5: Comparativo entre inversor Indoor e Outdoor	42
Tabela 6: Características do inversor.	43
Tabela 7: Descrição das Perdas do Sistema	46
Tabela 8: Resumo das especificações do dimensionamento do projeto.....	46
Tabela 9: Comparativo de geração entre as usinas com e sem o rastreador	47
Tabela 10: Vantagens e desvantagens de se ter um sistema com tracker	47
Tabela 11: Condutores entre as strings e as stringboxes.....	48
Tabela 12: Condutores entre as string boxes e o inversor.....	49
Tabela 13: Condutores entre o inversor e o quadro de medição	49
Tabela 14: Detalhamento dos custos da usina.....	54
Tabela 15: Parâmetros utilizados para o cálculo de Fluxo de Caixa.....	56
Tabela 16: Fluxo de Caixa	57
Tabela 17: Tabela de Riscos.....	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DF	Distrito Federal
FV	Fotovoltaico
I	Corrente
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NR	Norma regulamentadora
O&M	Operação e Manutenção
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
SFV	Sistema fotovoltaico
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros a Longo Prazo
UnB	Universidade de Brasília
V	Volt
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico

1. INTRODUÇÃO

A tecnologia de geração elétrica fotovoltaica não é um conceito que surgiu há poucos anos. Um físico francês chamado Alexandre Edmond descobriu a energia solar em 1839 em meio aos seus experimentos e inventou, em 1884, a primeira célula fotovoltaica feita de selênio, com uma eficiência de apenas 1%. Porém, somente nos últimos anos essa tecnologia vem evoluindo e sendo mais utilizada e estudada no mundo. Isso se deve à alguns fatores como o de que apenas recentemente a energia solar fotovoltaica ter se tornado competitiva quando comparada com outras fontes de energia, a eficiência máxima das células vem crescendo a cada ano, e nas últimas décadas o mundo começou a se preocupar mais com questões ambientais, por perceber a relevância do assunto, e a geração elétrica fotovoltaica é considerada limpa e renovável.

A demanda energética mundial tende a crescer cada vez mais e é inevitável que para se ter progresso, é preciso de energia. Por isso, é essencial que a energia fotovoltaica seja estudada e difundida entre as pessoas para que cada vez mais se utilize dessa energia sustentável que ajuda a preservar o planeta e ainda é um bom investimento econômico. Um exemplo de como essa energia vem sendo fomentada, ela faz parte dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentáveis da ONU, em uma agenda de ações a serem alcançadas até 2030 (ONU, 2015), que é uma das motivações para a realização desse trabalho.

Entrando no panorama nacional, o Brasil possui um grande potencial solar devido à sua localização geográfica e seu extenso território, mas ainda está muito atrasado nesse quesito quando comparado a outros países e a própria geração hidrelétrica brasileira. Ainda se tem muito espaço para que a energia fotovoltaica cresça, visto que apenas 1% da geração no país tem origem solar. (ANEEL, 2017)

Para mudar essa realidade, vários programas foram criados com o objetivo de facilitar o acesso à esse tipo de energia, fomentar discussões e investimentos no setor. Podemos citar alguns exemplos como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, o ProGD, e o Programa Brasília Solar, do Governo do Distrito Federal.

Foi escolhida a opção de se fazer uma usina em propriedade privada, pois o pai do autor deste trabalho possui uma propriedade no DF e o interesse em fazer o empreendimento para alugar as placas solares, tendo uma fonte de renda vinda desse tipo de energia. Porém a motivação para se fazer uma usina comercial de energia solar vai além disso. Como o investimento inicial para que se tenha seu próprio sistema solar é muito elevado, a maioria esmagadora da população não tem condições de instalar um sistema como esse seja em suas residências ou comércios. Ao se instalar uma usina e assim alugar as placas para que o que for produzido possa ser repassado para os clientes, faz com que a energia solar seja democratizada e uma pessoa que jamais teria a possibilidade de gerar energia limpa e renovável, consegue fazer parte disso e ter descontos em seu consumo energético.

Portanto, o objetivo desse trabalho é o de se fazer um projeto de geração fotovoltaica com estudo técnico e econômico, para que ele possa ser implementado em uma propriedade privada do Distrito Federal, segundo as normas da ANEEL e CEB, para que essa energia possa ser usada por diversas pessoas que terão uma redução nos gastos com conta de luz e contribuirão para um mundo mais sustentável.

Propõe-se uma metodologia de projeto técnico e análise econômica do sistema, além de uma análise que aponta a sensibilidade do empreendimento em relação a alguns parâmetros específicos. Para compreender as especificidades únicas do sistema, estudou-se o local da instalação dos painéis, analisando possíveis sombreamentos e orientação necessária para otimizar a produção de energia, tipos de ligações a serem feitas e quais equipamentos utilizar, mapas e dados solarimétricos do local, para se ter uma configuração de toda a instalação.

Foram feitas simulações para determinar a geração de energia da usina usando o software SOLergo, e após definidas as questões técnicas, foi feita uma análise econômica coletando orçamentos de empresas e fornecedores do mercado para a análise econômica. O estudo de sensibilidade foi feito sob 3 parâmetros chave: o custo inicial, o tempo de retorno (payback), e a tarifa de energia. Esses

cenários foram comparados e estudadas a relevância de cada parâmetro para a viabilidade do empreendimento.

O texto foi organizado em 5 capítulos e anexos da simulação ao final do trabalho, para facilitar o entendimento do leitor. O primeiro é o capítulo da introdução, com uma visão geral do trabalho, contextualização e motivações. O capítulo 2 traz as referências bibliográficas utilizadas para a realização do trabalho, contextualizando e trazendo entendimentos necessários para a compreensão do texto. O capítulo 3 trata da metodologia utilizada para a realização deste trabalho bem como os materiais utilizados, como softwares. O capítulo 4 mostra os resultados encontrados utilizando os métodos do capítulo 3, bem como a discussão desses resultados e análises de sensibilidade econômica. É o capítulo mais relevante de todo o texto por trazer as entregas do trabalho. Por fim, tem-se o capítulo 5 que revela as conclusões e comentários finais do autor.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energia no Mundo

A humanidade vem crescendo num ritmo cada vez mais acelerado. Se antes era preciso esperar séculos entre uma grande invenção e outra, hoje temos várias grandes invenções em um mesmo período. E esse crescimento acelerado resulta em um aumento do consumo de energia em todo o globo, e a previsão é que o uso de energia só aumente, como podemos ver no gráfico:

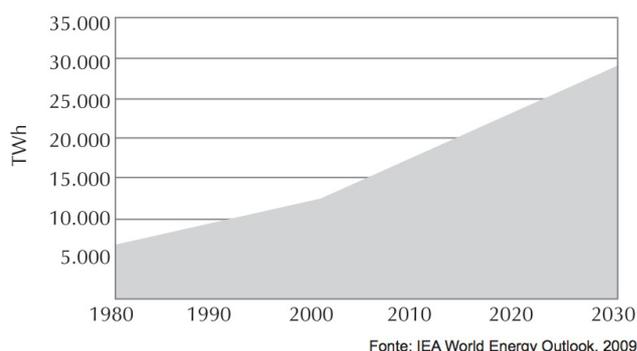


Figura 1: Previsão de consumo de energia elétrica no mundo até 2030

Em 1980, todo o planeta consumia aproximadamente 7000 TWh, e com todo o avanço tecnológico e socioeconômico da humanidade, estima-se que a população mundial consumirá cerca de 30.000 TWh em 2030.

Para que se tenha progresso e desenvolvimento nas sociedades atuais, é normal que seja necessário um maior uso da energia elétrica, que é devido ao aumento da população, maior capacidade industrial e de produção, novas tecnologias, dentre outros fatores. Por isso o aumento do consumo elétrico não é algo ruim, mas é preciso que se tenha cuidado com a fonte dessa energia.

Atualmente a maioria das fontes de energia (matriz energética) do mundo não são renováveis, sendo dominada pelos combustíveis de petróleo e carvão mineral. O uso dessas fontes não renováveis gera problemas como poluição da atmosfera, destruição do planeta, e o uso de um recurso limitado não renovável que, se continuar assim, irá acabar.

Por isso precisamos mudar a matriz energética mundial de fontes não renováveis para fontes renováveis e limpas.

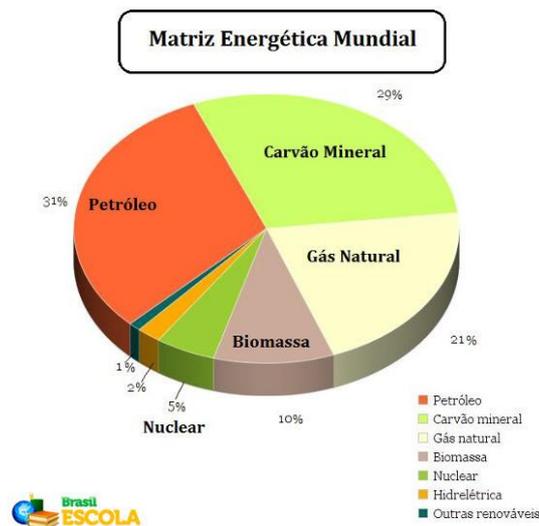


Figura 2: Matriz Energética Mundial

A preocupação mundial com a matriz energética mundial é refletida na “Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável” da Organização das Nações Unidas (ONU). Essa agenda é um programa com 17 objetivos macros que são destrinchados em 169 metas para que se tenha melhorias nas mais diversas áreas da humanidade e do planeta, como: saúde, igualdade, paz, direitos básicos, desenvolvimento, meio ambiente.

Dentre todos os objetivos, cada um com a sua importância única, é válido destacar o 7, 11 e 13 pois estão diretamente relacionados com o tema deste trabalho. São esses:

- Objetivo 7: **Energias limpa e acessível.** Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos
- Objetivo 11: **Cidades e comunidades sustentáveis.** Tornar as cidades e os assentamentos humanos inclusivos, seguros, resilientes e sustentáveis
- Objetivo 13: **Ação contra a mudança Global do clima.** Tomar medidas urgentes para combater a mudança climática e seus impactos



Figura 3: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

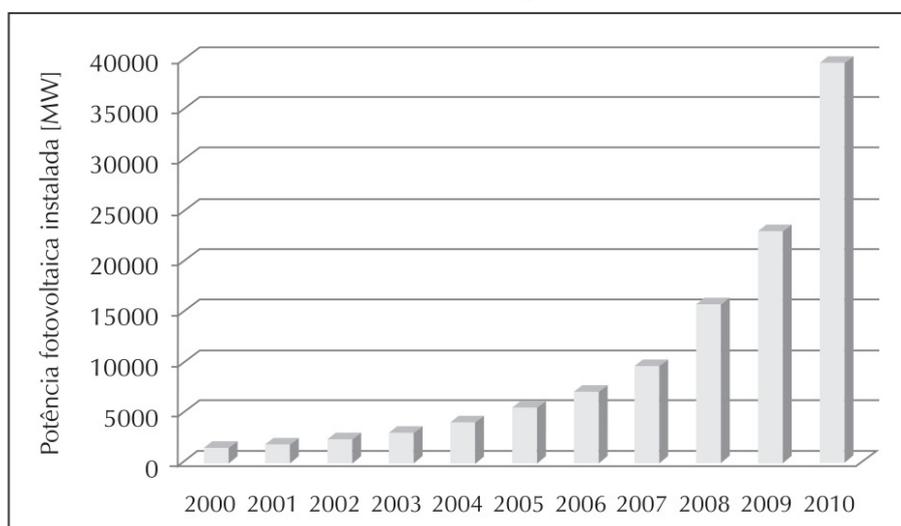
2.2 Fontes Renováveis e limpas

Apesar de se estimar que o sol vai deixar de existir em cerca de 8 bilhões de anos, ou seja, sua energia não é inesgotável, a energia solar pode ser considerada como renovável. Fontes renováveis são definidas como as fontes de energia que se renovam mais rápido do que a capacidade do homem de consumi-la, e por isso, podem ser ditas como inesgotáveis. Elas podem ser utilizadas continuamente e não irão acabar pois se renovam mais rápido do que conseguimos usar. Alguns exemplos de fonte de energia elétrica renováveis são: hidrelétrica, eólica, nuclear e solar.

As fontes de energia não renováveis utilizam de recursos que se esgotam mais rapidamente com o uso, como: petróleo e carvão. Sabe-se que, por mais que as reservas dessas fontes de energias sejam grandes, elas não poderão ser usadas indefinidamente sem que haja um impacto ou até um esgotamento desses materiais. Por isso a importante preocupação que se migre de uma matriz de energia baseada em fontes não renováveis, para fontes renováveis e limpas.

Energia limpa é um conceito de uma fonte que tenha mínimos impactos no ecossistema. Fontes renováveis normalmente estão associadas a fontes limpas, mas é importante ressaltar que todas as matrizes de energia conhecidas geram algum tipo de impacto, por menor que seja, no planeta. No caso da energia solar, seus módulos são fabricados com materiais tóxicos e há um impacto na produção de componentes. Mesmo assim, o uso desse tipo de energia, é uma alternativa que apresenta grandes melhorias em relação as fontes não renováveis, prejudicando bem menos a natureza e reduzindo emissões de gases poluentes. (Villalva, capítulo 1)

Neste trabalho, focaremos em um tipo específico de fonte de energia limpa e renovável: a energia solar fotovoltaica.



Fonte: Market Outlook For Photovoltaics Until 2015, EPIA.

Figura 4: Crescimento da potência instalada fotovoltaica no Brasil

O gráfico mostra como a energia fotovoltaica tem crescido aceleradamente. No ano 2000, a energia instalada era bem menor do que 5GW. Em 2010, cresceu para 40GW e, de acordo com dados de 2016 divulgados pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (Pnuma), o mundo todo possuía uma capacidade de geração solar instalada de aproximadamente 302,7 GW (2016).

2.3 Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico consiste em converter a energia vinda do sol em energia elétrica e é uma ótima opção para ser utilizada pois o sol emite energia suficiente para suprir a demanda energética da humanidade milhares de vezes e apenas uma parte mínima dessa energia é aproveitada.

As células fotovoltaicas, compostas de materiais semicondutores, são capazes de realizar essa conversão da energia solar. O silício é o material semicondutor mais utilizado para a fabricação das células devido a sua abundância no planeta e sua capacidade de realizar o efeito fotovoltaico.

Tal efeito consiste na incidência de luz em um semicondutor dopado tipo N fazendo com que os elétrons ganhem energia e saltem para um nível quântico superior, gerando uma tensão entre outro semicondutor tipo P. Liga-se grades metálicas nesses materiais para se facilitar o caminho dos elétrons entre um e outro, funcionando como terminais elétricos. Em suma, um semicondutor terá mais elétrons e outro terá a falta deles, fazendo com que ocorra uma corrente elétrica do tipo N para o tipo P, por difusão.

A figura abaixo ilustra os componentes de uma célula fotovoltaica.

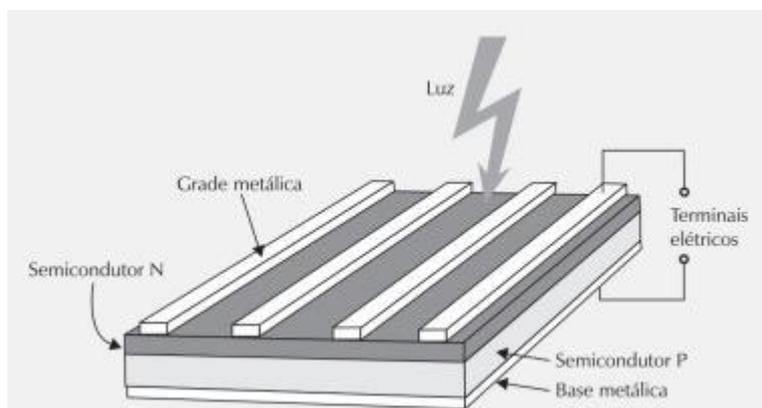


Figura 5: Componentes de uma célula fotovoltaica

2.3.1 Conceitos

A conversão de energia vai depender da energia que chega do sol na forma de radiação solar (ondas eletromagnéticas). A radiação pode ser de três tipos: direta, difusa ou Albedo. Direta é quando a radiação chega sem nenhuma reflexão ou espalhamento, em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do Sol. (VILLALVA, 2017). Radiação Difusa é quando há espalhamento na atmosfera da terra, os raios chegam indiretamente difratando na atmosfera, refletindo nas nuvens e o albedo é quando reflete em alguma superfície sólida. A radiação global é a soma dos 3 tipos de radiação.

Para medir a radiação solar, é usada uma grandeza chamada irradiância que é a densidade de potência solar em alguma área determinada (W/m^2). Usa-se bastante o valor de irradiância para avaliar a eficiência dos componentes do sistema fotovoltaico. A irradiância padrão utilizada para especificações e testes de células fotovoltaicas é de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Também se fala em insolação ou irradiação, que é a irradiância atingindo 1m^2 durante 1 hora. É a densidade de energia expressa em Wh/m^2 . A insolação é usada para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Estações solarimétricas usam sensores de radiação solar para fazer levantamento de insolação ao redor do mundo, e são esses dados usados ao se realizar um projeto fotovoltaico.

No Brasil, a média anual de irradiação diária varia de $4,5\text{kWh}/\text{m}^2$ a $6,1\text{kWh}/\text{m}^2$. Sendo essas ótimas condições para um sistema fotovoltaico se comparado com diversos outros lugares ao redor do globo.

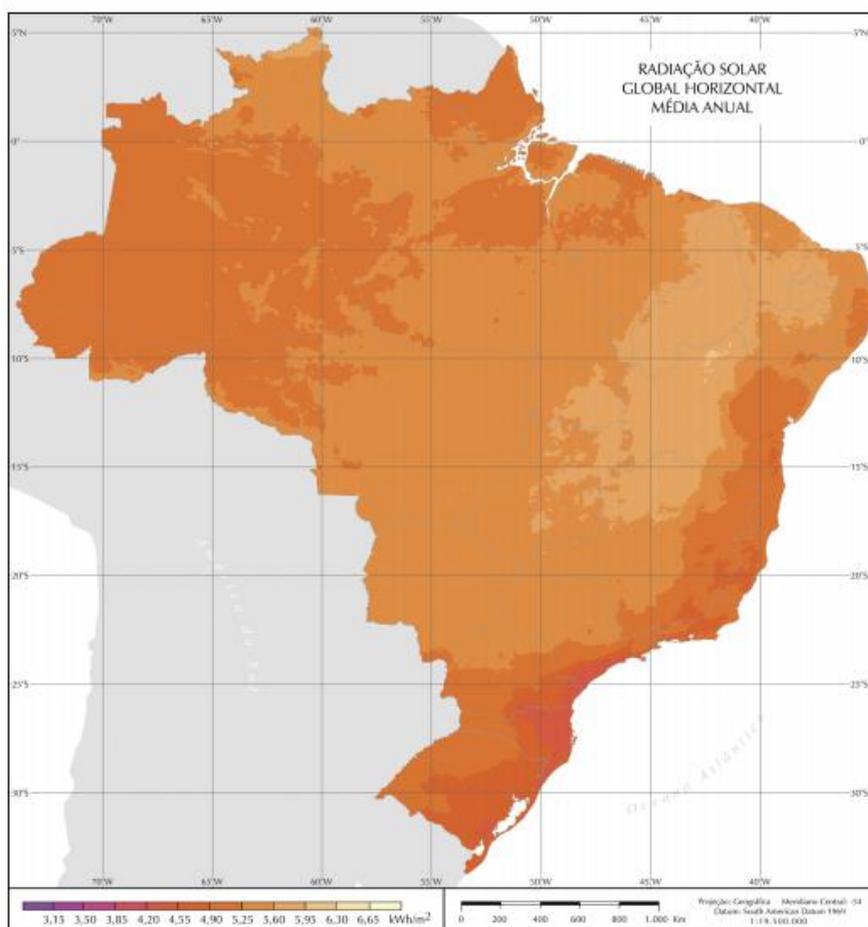


Figura 6: Mapa de irradiação do Brasil

Fonte: INPE- http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf

No DF, segundo os dados coletados pelo CRESESB, a irradiação solar no Plano horizontal média por dia no ano de 2017 foi de 5,24 kWh/m², com o seu pior mês sendo junho com 4,68kWh/m² e o melhor agosto com 5,85 kWh/m². Esses valores mostram que é uma região muito boa para a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Latitude: 15,828806° S
 Longitude: 48,05° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]													Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez	
☑	Brasília	Brasília	DF	BRASIL	15,801° S	48,049° O		3,1	5,28	5,58	4,98	4,91	4,78	4,68	4,99	5,87	5,67	5,49	5,00	5,32	5,21	1,19
☑	Brasília	Brasília	DF	BRASIL	15,9° S	48,049° O		7,9	5,35	5,66	5,05	4,99	4,78	4,67	4,93	5,82	5,68	5,52	5,05	5,37	5,24	1,15
☑	Brasília	Brasília	DF	BRASIL	15,801° S	48,149° O		11,0	5,33	5,57	5,01	4,98	4,84	4,71	4,90	5,85	5,68	5,53	5,10	5,41	5,24	1,14

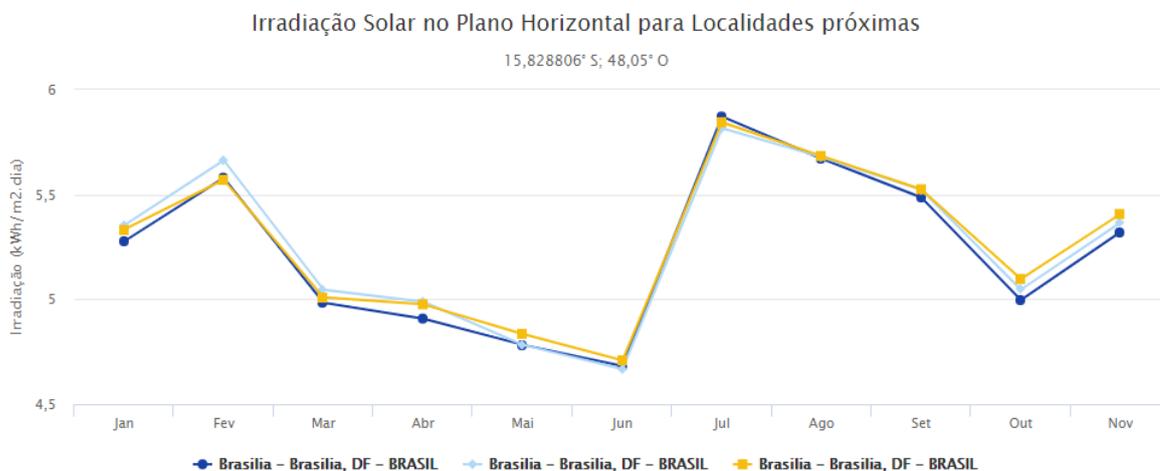


Figura 7: Mostra a irradiação solar diária média ao longo dos meses de 2017. Cada curva representa uma estação solarimétrica.

Fonte: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>

Partindo do sol até chegar no solo, os raios solares encontram um longo caminho com diversos obstáculos. A radiação é refratada e refletida diversas vezes, por isso depende da atmosfera, partículas no ar, o quanto de atmosfera ela atravessa (espessura da camada de ar). Essa espessura depende da inclinação da terra em relação ao sol, tendo como referência a linha do Zênite, que é uma linha perpendicular ao solo. Ou seja, quando o sol está exatamente acima do observador, o ângulo zenital (θ_z) é zero. A espessura de ar depende desse ângulo e é dada por:

$$AM(\text{air mass}) = 1/\cos\theta_z$$

E a irradiância solar varia de acordo com AM. Fabricantes usam a referência de AM 1,5 que é o valor correspondente a média da radiação solar nos Estados Unidos, e como lá foi desenvolvida a tecnologia fotovoltaica, ainda é usado como base até hoje.

Além do ângulo zenital (θ_z), que se dá entre a vertical do local e os raios do sol, existem outros ângulos relevantes. São eles:

- Ângulo azimutal do Sol (γ_s) ou azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios do sol no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O Norte é o início do deslocamento angular (0°) com o sentido positivo para o Leste e negativo indo para o Oeste. Esse ângulo varia de -180° até $+180^\circ$.

- Ângulo azimutal da superfície (γ) ângulo entre a projeção da normal à superfície e a direção Norte-Sul, e segue as mesmas convenções do azimute solar.

- Altura ou Elevação Solar (α): ângulo entre os raios do sol e a projeção destes sobre o plano horizontal. A altura solar é complementar ao ângulo zenital. ($\alpha + \theta_z = 90^\circ$)

- Ângulo da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície onde os módulos fotovoltaicos estarão captando a luz solar e o plano horizontal.

- Ângulo de incidência (θ) ângulo entre os raios do sol e a normal da superfície de captação.

A seguir, as imagens explicativas de cada ângulo:

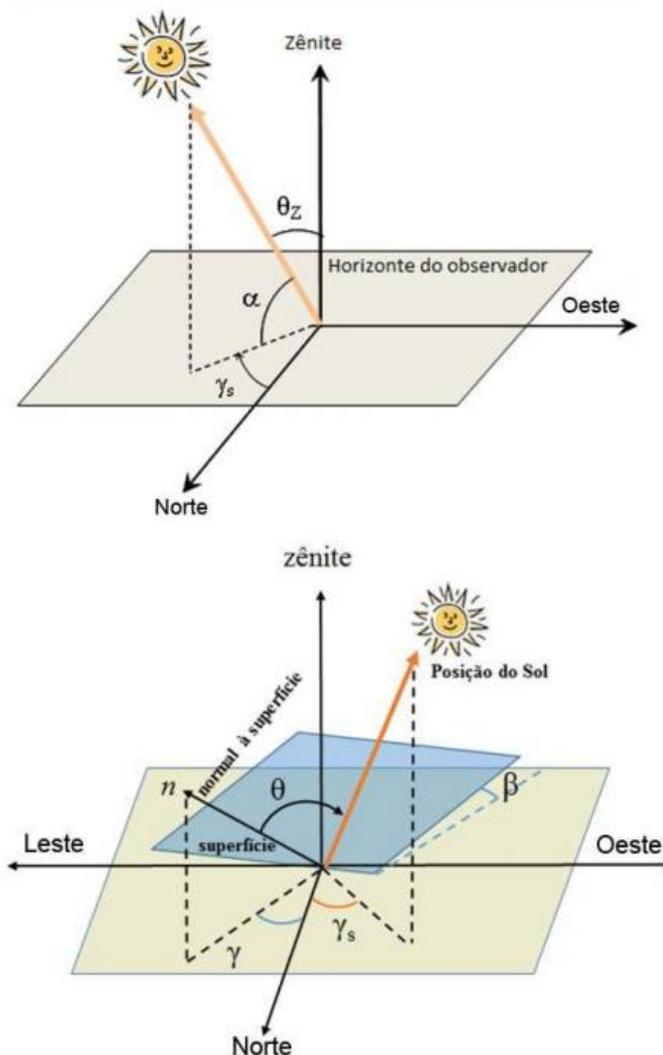


Figura 8: Ilustra os ângulos zenital, azimutal do sol e da superfície, altura solar, superfície de captação e incidência.

Para um melhor aproveitamento da incidência de energia solar, os módulos devem estar orientados para a linha do equador. Portanto no hemisfério norte, os módulos devem ser orientados para o sul, e no hemisfério sul, orientados para o norte na medida do possível.

2.3.2 Tipos de sistemas

O tipo de sistema fotovoltaico a ser empregado pode depender de alguns fatores como a carga a ser alimentada, área disponível, possibilidade de conexão com a rede, entre outros.

Os sistemas podem ser off-grid e on-grid. Sistemas off-grid são autônomos e não são conectados a rede. Eles precisam fazer o uso de baterias para que a carga continue sendo alimentada à noite. O maior problema desse tipo de sistema é a viabilidade financeira, pois as baterias ainda não possuem uma vida útil tão longa quanto a dos módulos (25~30 anos) ou mesmo a do inversor (10~15 anos) e acabam elevando bastante o preço final para a instalação. Como alternativa a esse exemplo, existem os sistemas on-grid que são ligados à rede elétrica. Quando há alguma falha na rede, esse tipo de sistema fotovoltaico também não irá funcionar por medidas de segurança. Mas ao se utilizar a própria rede elétrica, não se faz necessário o

uso de baterias para armazenar a energia, barateando o empreendimento. Sistemas conectados precisam estar com a mesma frequência e tensão da rede.

2.3.3 Painel Fotovoltaico

Os painéis solares (também chamados de painéis ou módulos), são os que possuem a tecnologia para converter energia solar em elétrica. Módulo é o conjunto de células fotovoltaicas agrupadas e conectadas. Os módulos possuem vedação e uma cobertura de vidro antirreflexo para aumentar a absorção de energia.

Cada módulo possui sua curva característica de corrente por tensão e também de potência por tensão. A carga conectada vai definir onde nessa curva, o módulo irá operar. A corrente depende da intensidade da radiação incidente, podendo alterar a magnitude da curva. A temperatura é outro fator importante, atuando de forma inversamente proporcional na tensão. Quanto maior for a temperatura, menor será a tensão de operação.

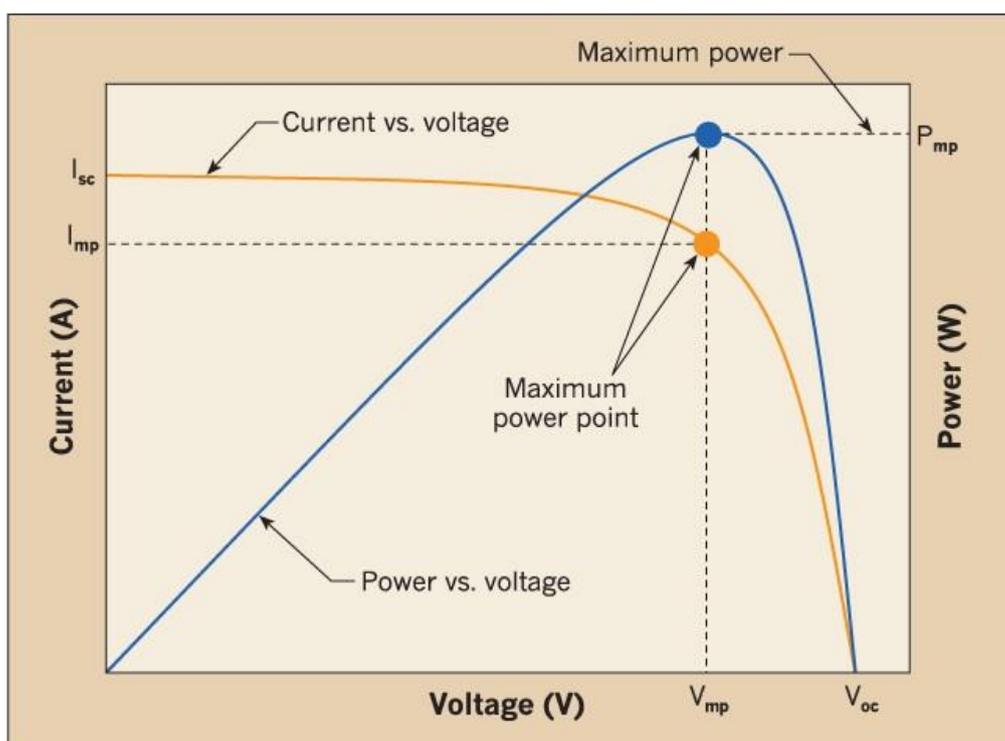


Figura 9: Gráfico de ponto de máxima potência

A imagem acima mostra as curvas de corrente por tensão (em laranja) e de potência por tensão (azul). Percebe-se que existe um ponto onde a potência é máxima que corresponde a valores específicos de corrente e tensão de acordo com a irradiância.

Também é possível fazer associação dos painéis analogamente a associação de fontes. Ligando os módulos em paralelo, a tensão do conjunto permanece a mesma da tensão de um único módulo, porém a corrente de cada um é somada, gerando uma corrente de saída bem maior. Ao se ligar em série, a corrente será igual a de um único módulo, mas a tensão de cada um é somada.

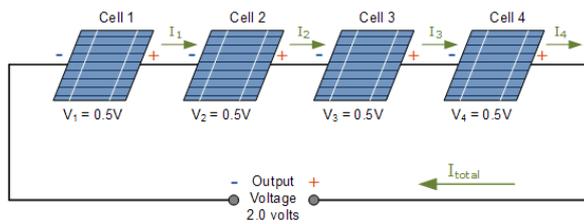


Figura 10: Tipo de ligação de módulos em série

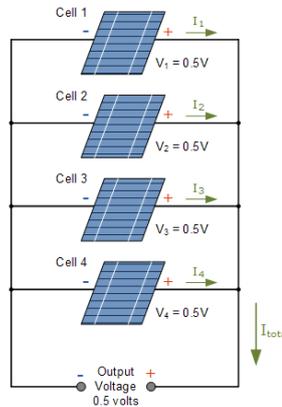


Figura 11: Tipo de ligação em paralelo

Existem algumas características intrínsecas em cada módulo que podem ser encontradas nos seus datasheets. As mais relevantes são:

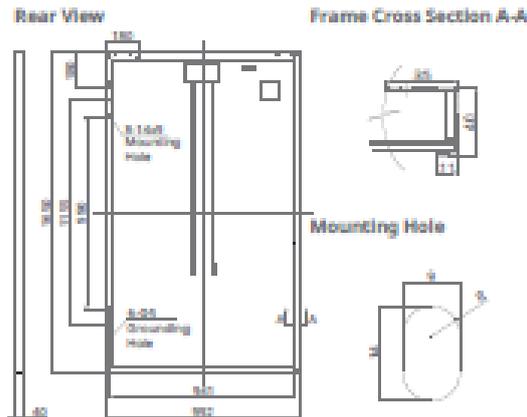
- Corrente de curto circuito (I_{sc}): corrente que o módulo gera com os terminais em curto-circuito. É a maior corrente possível que o módulo pode chegar.
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): tensão que o módulo gera com seus terminais desconectados. Também é a maior tensão que o módulo pode chegar.
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): É o valor da tensão quando o módulo opera em potência máxima em condições STC (standard test conditions, ou condições de teste padrão)
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): Corrente gerada quando o módulo opera em máxima potência na STC.
- Potência máxima ($P_{máx}$): o maior valor de potência que o módulo é capaz de gerar na STC.
- Eficiência do módulo (η): é o rendimento na conversão da energia solar em energia elétrica. É calculada por:

$$\eta = \frac{P_{máx}}{A_p * 1000}$$

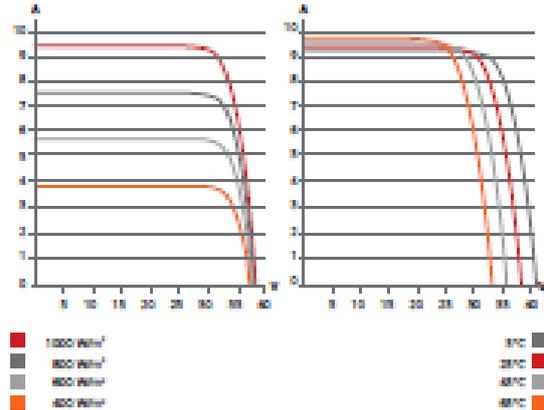
A_p é a área do módulo, em m^2 . Normalmente, essa área é aproximadamente $2m^2$, em instalações de geração distribuída padrão.

Segue abaixo um exemplo de um datasheet padrão de um módulo fotovoltaico. No datasheet se pode encontrar as curvas de tensão e corrente de acordo com alguns níveis de irradiação, as características elétricas do módulo como tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, e a tensão e corrente de máxima potência, e características físicas como dimensões, peso, e coeficientes de temperatura.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6K-280M / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (P _{max})	275 W	280 W	285 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	31.3 V	31.5 V	31.7 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.80 A	8.89 A	8.98 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	38.3 V	38.5 V	38.6 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.31 A	9.43 A	9.51 A
Module Efficiency	16.80 %	17.11 %	17.41 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1650 × 992 × 40 mm (65.0 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4-1000V or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1 146.4 lbs)
Per container (40' HQ)	728 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (P _{max})	199 W	202 W	206 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	28.5 V	28.7 V	28.9 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	6.95 A	7.04 A	7.12 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	35.1 V	35.3 V	35.4 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.54 A	7.63 A	7.70 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2 °C

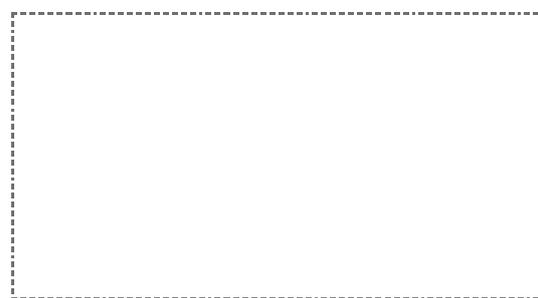
PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR INC. August 2016. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.52_EN

Figura 12: Datasheet de um módulo fotovoltaico

As características dos módulos são dadas na STC (Standard Test Conditions) e na NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Ambas determinam condições de teste para determinar as características elétricas.

Na STC, temos:

Irradiação de 1000W/m;
 Temperatura do módulo de 25°C;
 AM de 1,5.

Esses valores são de testes em laboratórios e não vão corresponder ao funcionamento de um módulo em condições normais. Em funcionamento com o sol a pino, os módulos operam cerca de 15° a 30°C acima da temperatura ambiente. Ou seja, raramente será possível que o módulo opere em uma temperatura de 25°C, principalmente no Brasil. E com o aumento dessa temperatura, se terá uma redução na tensão de saída e, conseqüentemente, na potência.

Já no NOCT os valores usados são de:

Irradiação 800W/m²;
 Temperatura ambiente 20°C;
 AM 1,5;
 Velocidade do vento de 1m/s.

Essas condições chegam bem mais perto da realidade encontrada nas instalações fotovoltaicas, por isso se o projetista quiser encontrar valores de energia gerada que chegam mais perto da realidade, deve fazer o cálculo na condição NOCT.

As tecnologias que são mais difundidas e utilizadas no mundo são as de silício cristalino (mono e poli) e filme fino.

O silício monocristalino é feito com silício de alto nível de pureza que é organizado em uma estrutura cristalina homogênea, que então é cortada em camadas bem finas. Essa tecnologia é a que possui maior eficiência entre as três, mas como é um processo difícil de ser realizado, é também a mais cara. É mais utilizado quando existe uma limitação por área.

O silício policristalino é formado por pequenos cristais de tamanhos diferentes, o que dá uma aparência não homogênea e diminui um pouco a eficiência, mas também possui um processo de fabricação mais barato. Essa tecnologia está entre as mais empregadas nos projetos por possuir um custo-benefício bastante competitivo.

A tecnologia de filme fino é a mais recente das 3 e possui um processo de fabricação diferente dos demais, onde envolve cristais e cortes em camadas. O filme fino é feito com a deposição de camadas finas (como o próprio nome diz) sobre uma base, que pode ser flexível. Possui uma eficiência um pouco abaixo dos outros tipos, mas ganha aplicabilidade em condições mais adversas devido a possibilidade de maleabilidade do material.

A tecnologia de silício cristalino foi criada a mais tempo e tem dominância no mercado atualmente, além de possuírem uma eficiência melhor do que a tecnologia de filme fino. A tabela abaixo resume características dos 3 tipos de tecnologia, apresentando a eficiência de cada um, tempo de vida, e tempo de retorno de energia que é em quantos anos a geração do módulo consegue compensar a energia que foi necessária para sua produção.

Tabela 1: Comparativo de tecnologias fotovoltaicas

Tecnologias FV	Mono c-Si	Multi c-Si	Filme Fino
Eficiência de módulo comercial %	15-19	11-15	7-14
Vida útil (anos)	25-30	25-30	25

Tempo de retorno de energia (anos)	<2	1-1,5	0,6-1,5
------------------------------------	----	-------	---------

A parcela de cada tecnologia presente no mercado está expressa na tabela abaixo:

Tabela 2: Presença das tecnologias no mercado mundial

Tecnologia	Produção FV (2013)
Multi c-Si	54,9%
Mono c-Si	36%
Filme Fino	9,1%

2.3.4. Inversor

O inversor é o componente mais complexo, e mais multifuncional, de todo o sistema. Existem 4 funções principais que fazem parte de todos os inversores ligados à rede elétrica:

-Inversão: converte a potência de corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos em potência de corrente alternada. Usa-se técnicas com conjuntos de chaves MOSFETs ou IGBTs ou Modulação de Largura de Pulso para obter uma onda mais senoidal

-Rastreamento de ponto de máxima potência: existe um ponto de máxima potência na curva de Tensão por corrente dos módulos em que se tem a potência máxima possível. A potência gerada vai depender de em qual ponto ele estará operando em cima da curva V-I.

Com a intenção de se ter sempre a potência máxima produzida, existe dentro do inversor o rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT), que vai fazendo várias iterações seguidas para achar o ponto máximo.

-Desconexão da Rede: Caso haja um isolamento da rede (rede sem energia) ou se a tensão da linha CA ou frequência estiver fora dos padrões estabelecidos, o inversor para o seu funcionamento. Essa medida é para a segurança de trabalhadores caso haja manutenções na rede, o inversor não irá colocar tensão na linha.

-Integração e acondicionamento: o acondicionamento agrupa todos os componentes do inversor dentro de uma única unidade. Essa caixa protege mecanicamente o inversor e evita danos externos.

Em usinas, pode-se ter inversores da seguinte maneira: um único inversor central para toda a geração, um inversor por string, e um inversor para várias strings.

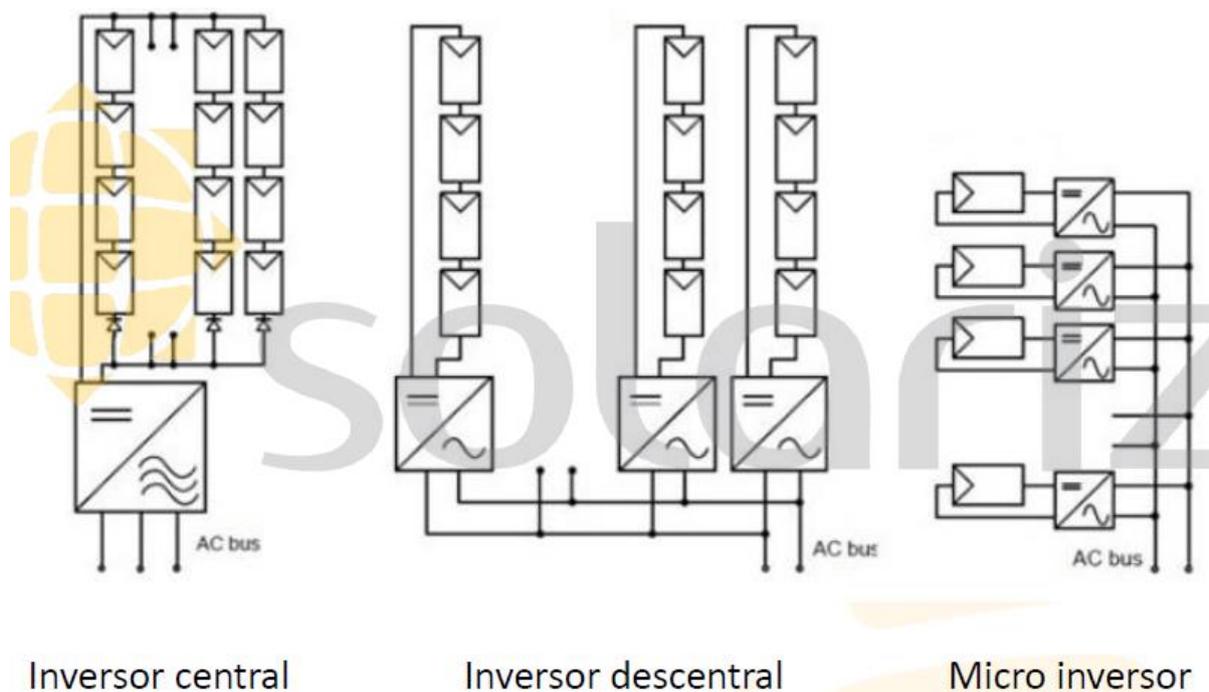


Figura 13: Configurações dos 3 tipos de inversores.

Usina com inversor único: A configuração com um inversor único é normalmente adotada com módulos do mesmo tipo tendo a mesma inclinação e exposição (JAÍBA, 2017). Apresenta vantagens por ter um investimento inicial menor, já que utilizará apenas um único inversor e menor custo de manutenção. A principal desvantagem é que caso o inversor falhe, a interrupção é total na produção da usina, e se tiver sombreamentos diferentes também prejudica a produção total de maneira mais significativa.

Usina com um inversor para cada string: cada string opera com seu próprio MPPT. Com essa configuração o inversor consegue fornecer melhores proteções contra sobrecorrentes no lado CC. Pode-se usar também módulos diferentes nas strings.

Usina de múltiplos inversores: Nessa forma, toda a instalação é dividida em subcampos e cada subcampo é composto por um certo número de strings que são conectadas em paralelo a um inversor. Assim se tem um número menor de inversores do que com um em cada string, mantendo as vantagens de diversidade e caso um falhe não causa a interrupção de toda a usina.

2.3.6 Strings Boxes (Caixas de Junção)

As String Boxes são usadas para unir as strings dos módulos em paralelo para facilitar ou permitir a conexão nos inversores. Essas caixas podem conter sensores para medição e monitoramento além de alguns outros recursos como dispositivos de proteção contra sobrecorrente como interruptores de circuito.

2.3.7 Subestações

Existem 2 tipos principais de subestações. As do tipo transformador/inversor, localizadas dentro da usina em uma posição que otimize o layout, evite perdas, do sistema de distribuição. E as subestações de distribuição para que a conexão com a rede seja feita.

As subestações de transformador/inversor normalmente são fechadas para proteção contra intempéries naturais (sol, vento, chuva). Também é importante que se atente ao sistema

de ventilação da subestação para garantir o bom funcionamento dos componentes e manter a temperatura ambiente.



Figura 14: Exemplo de subestação em usina fotovoltaica

2.4 Leis, políticas de incentivo relacionadas

É inegável que a energia solar irá crescer nos próximos anos e para que isso aconteça o quanto antes, é necessário que se tenha investimentos, bonificações e incentivos no setor. Diversos países pelo mundo possuem, em suas próprias legislações e de maneiras variáveis, políticas que impulsionam a indústria da energia solar fotovoltaica promovendo uma melhora sócio ambiental.

Alinhado com essa tendência, o Brasil já vem oferecendo e trabalhando em políticas de incentivo e regulamentação nesse setor. A Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL é um exemplo desse trabalho pois a norma estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica (ANEEL- 482/2012). Essa norma estabeleceu no país o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, onde qualquer pessoa física ou jurídica pode ter um sistema de geração fotovoltaico própria para que exista um abatimento no consumo.

Em resumo, a energia ativa gerada pelo sistema fotovoltaico nas unidades consumidoras é injetada na rede para ser compensada no consumo de energia posteriormente. A compensação ocorre medindo a diferença entre a energia gerada e a consumida. Se o consumo for maior do que a geração, haverá um abatimento parcial na conta de energia. Se a geração for maior que o consumo, a unidade consumidora adquire créditos de energia que podem ser usados nos meses subsequentes por um período de até 60 meses (tempo definido após a REN nº687/2015).

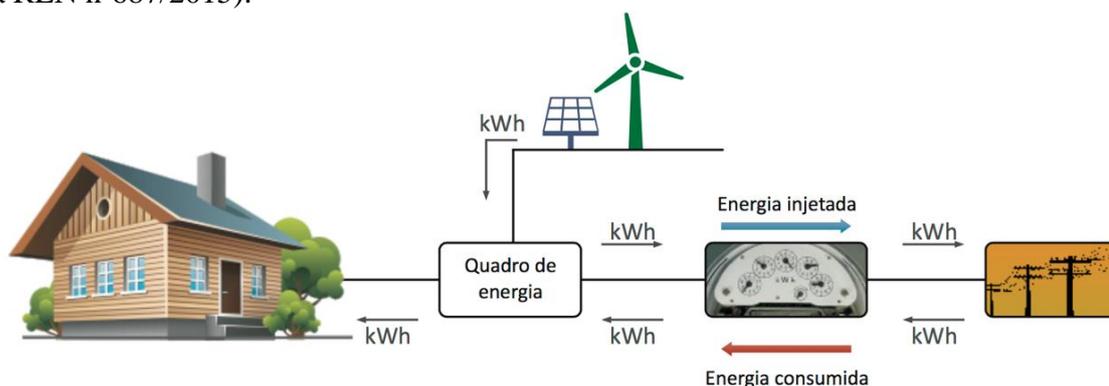


Figura 15: Esquemático de um sistema fotovoltaico

Fonte. Caderno temático de micro e minigeração distribuída da ANEEL

Porém, apesar da economia ser bastante significativa, a conta de energia dos consumidores nunca chega a zerar completamente. Consumidores do grupo B precisam continuar pagando o custo de disponibilidade de energia, que é de 30kWh para sistema monofásico, 50kWh para bifásico ou 100kWh para sistemas trifásicos, multiplicados pela tarifa energética vigente. Consumidores do grupo A pagam a parcela referente à demanda.

Em complemento com a resolução 482, foi deliberada a resolução normativa 687, de 24 de novembro de 2015, fazendo algumas alterações na resolução anterior, como: diminuição do período de aprovação da concessionária de 82 para 34 dias, mudança no limite de microgeração para 75kW (sendo anteriormente 100kW), regularização de cooperativas ou consórcios solares, onde consumidores diferentes poderiam compartilhar a energia gerada por um mesmo empreendimento fotovoltaico, compartilhando os créditos entre si.

Com essas duas resoluções normativas em vigência, o país pôde ver um crescimento vertiginoso do uso desse tipo de energia. Somente em 2016, a energia solar cresceu 407%. Todo esse crescimento não se deve apenas a essas duas resoluções normativas, mas também a financiamentos mais favoráveis, isenções de impostos, conscientização da população, dentre outras políticas.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é um exemplo desses incentivos que vem acontecendo no país. O BNDES realizou mudanças no Programa Fundo Clima, em junho de 2018, permitindo que pessoas físicas tenham acesso ao financiamento para instalação fotovoltaica. O financiamento pode chegar até 30 milhões de reais a cada 12 meses por beneficiário que tenha renda anual de até 90 milhões, com juros de 4,03% ao ano (Portal do BNDES, 5 de junho de 2018).

Outro exemplo, é a isenção de IPI, ICMS e redução de impostos de importação de equipamentos relacionados à energia fotovoltaica, deliberados pelo Ministério de Minas e Energia no ano de 2016.

2.4.1 ProGD

O ProGD, programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica, foi lançado pelo Ministério de Minas e Energia com o objetivo de estimular a geração de energia com fontes renováveis, com foco especial na energia fotovoltaica devido às suas características.

O esperado é que o programa movimente 100 bilhões de reais em investimentos relacionados a área até 2030. Espera-se aumentar o número de unidades consumidoras gerando energia de forma distribuída para 2,7 milhões, resultando em 23,5 MW de potência instalada no país. Alguns dos principais objetivos do programa são:

- Criação e expansão de linhas de crédito e financiamento para a instalação de sistemas de GD;
- Atração de investimentos, nacionais e internacionais, e favorecer a nacionalização de tecnologias competitivas para energias renováveis; (a marca Canadian é um exemplo de fabricante que foi nacionalizada)
- Incentivar o estabelecimento de indústrias fabricantes dos componentes do sistema fotovoltaico, e também o estabelecimento de empresas do mercado que prestam serviços na área de GD a partir de fontes renováveis;
- Fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar em todos os elos da cadeia produtiva das energias renováveis. (MME, 2015)

2.4.2 Brasília Solar

O programa Brasília Solar é uma iniciativa do Governo do Distrito Federal para aumentar a geração de energia solar no DF, por meio do incentivo ao uso de placas fotovoltaicas. Através do decreto Nº 37.717 de 19 de outubro de 2016 esse programa foi criado e reúne diversos setores da sociedade, órgãos do governo, escolas, empresas privadas, dentre outros com o objetivo comum de aumentar o uso da energia fotovoltaica.

Os principais objetivos do programa são:

“- Tornar o DF imune ao aumento das tarifas de energia elétrica;

- Contribuir para a geração de renda e criação de uma nova categoria profissional voltada à cadeia produtiva de instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos;

- Aumentar a resiliência energética e o acesso à energia solar no DF através do aumento da geração distribuída e melhoria na gestão da demanda de energia elétrica.”

Para alcançar esses objetivos, iniciativas como incentivar a criação e estabelecimento de fábricas de módulos solares, promover a utilização em edifícios públicos e atrair o investimento nacional e internacional, estão sendo feitas.

O Brasília Solar tem meta de instalar 59,5MW e gerar 5.000 empregos com investimento da iniciativa privada de 212 milhões de reais ao final dos 3 anos que o programa deve durar. Se esse objetivo for alcançado, mais pessoas terão acesso a energia solar, mais empregos serão criados e teremos menos danos ao meio ambiente.

2.5 Mercado Fotovoltaico

O Brasil ainda tem um longo caminho a percorrer para aproveitar melhor seus recursos solares e está bem atrasado se comparado a alguns outros países. Porém vem sendo feita uma evolução clara no setor fotovoltaico. Em todos os estados brasileiros já se tem isenção do ICMS para a geração solar, o que fomenta a geração distribuída.

Com base no estudo feito pelo Instituto IDEAL(Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina) em 2018, estima-se que existam hoje mais de duas mil empresas no setor no Brasil. Segundo a ANEEL, em abril de 2018, 78% das 24.247 instalações fotovoltaicas são em residências e 16% das instalações são comerciais.

Esse mercado ainda é composto, por sua maioria, de empresas muito jovens com menos de 2 anos de existência, o que evidencia o quanto é um mercado pouco explorado pelo Brasil, que começa a mudar essa realidade.

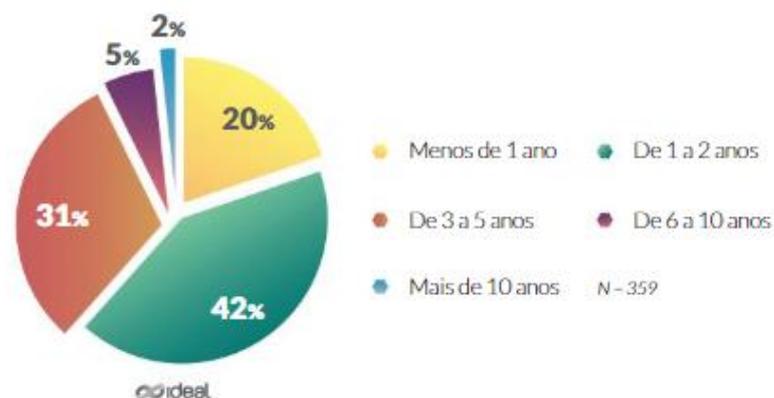


Figura 16: Tempo de atuação das empresas no setor de energia fotovoltaica.

Quanto a localização dessas empresas, as regiões do Brasil com o maior número de instalações são as que possuem o maior número de empresas: A Sudeste possui 46% das empresas e 12.448 instalações FV, e a região sul possui 22% das empresas com 6.700 instalações. A região Centro-Oeste, onde se tem um nível de irradiância melhor do que a região sul e sudeste, possui apenas 9% das empresas.

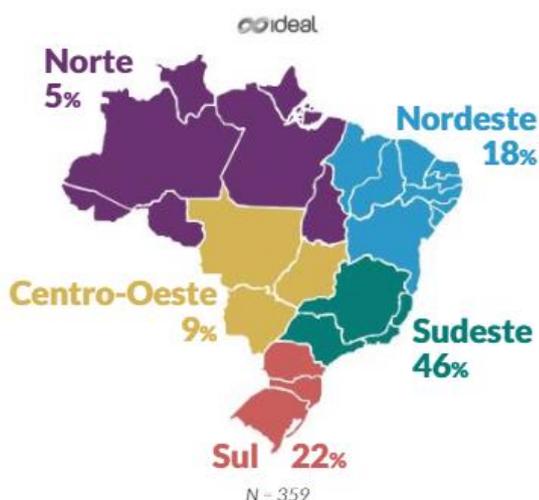


Figura 17: Porcentagem das empresas por região do Brasil.

Com o avanço e democratização da tecnologia, os preços tendem a diminuir cada vez mais. Além disso, a potência instalada no sistema também interfere no preço por Wp. Quanto maior o sistema, é possível diminuir os custos por Wp instalado. O gráfico abaixo mostra o quanto o preço vem caindo ao longo dos anos nas diferentes curvas e como a potência também interfere nesse valor.

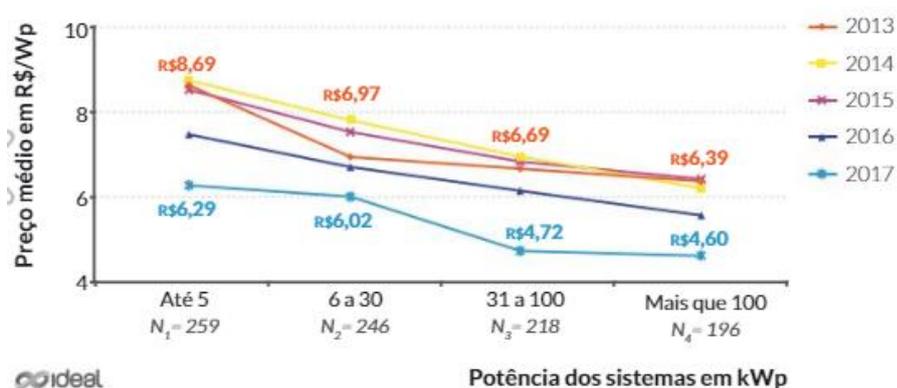


Figura 18: Preços de sistemas FV por faixa de potência informados pelas empresas instaladoras

Tratando dos custos de instalação, os módulos fotovoltaicos representam a maior parcela desses custos (38% do total), em média. Os outros componentes estão evidenciados no gráfico abaixo. E essa distribuição da composição dos custos se manteve estável ao longo dos anos em que o instituto esteve conduzindo a pesquisa.

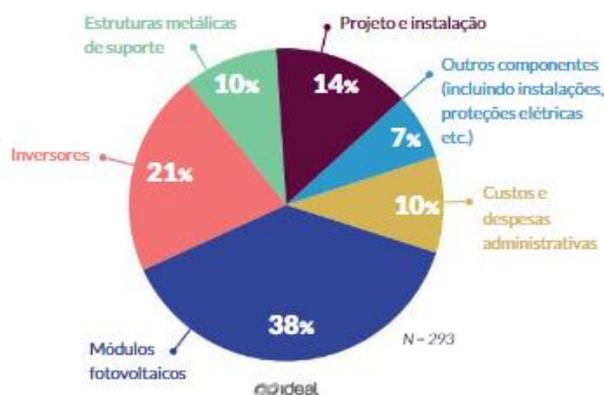


Figura 19: Composição do custo total da instalação de um sistema FV

Muitas empresas ainda têm dificuldade em aderir seus clientes à nova modalidade da resolução 687/2015 da ANEEL: geração compartilhada. 92% das empresas ainda não realizaram projetos seguindo essa nova modalidade, apesar de praticamente todas (98%) acreditarem no potencial de crescimento da geração compartilhada. O principal motivo de ainda não se ter adotado esse modelo, segundo as próprias empresas é a falta de conhecimento de seus clientes.



Figura 20: Razões para as modalidades de geração compartilhada e de condomínios ainda não serem adotadas

De 2017 para 2018 o número de instalações on grid cresceu 145%, e o mercado fotovoltaico conta cada vez mais com empresas mais experientes e com um número maior de empresas, aumentando a concorrência desse mercado em ascensão.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo visa descrever a metodologia técnica e econômica utilizadas no decorrer deste trabalho, e os materiais utilizados para a análise e projeto da usina de 1MW em uma chácara privada.

Após colher informações detalhadas do local e objetivo do projeto, o próximo passo é fazer uma análise de viabilidade econômica do projeto de tal maneira que se tenha o maior lucro possível pois o cliente pretende vender a energia da usina através de geração distribuída. Para isso, será necessária uma análise dos módulos, inversores, estruturas, todos os aspectos da instalação para que se atinja o objetivo desejado.

3.1 Método Utilizado

O método é dividido em duas etapas. A primeira é de análise de viabilidade técnica do projeto, dimensionamento e justificativa das escolhas feitas, e a segunda é a análise de viabilidade econômica, com análises de retorno de investimento, tempo de retorno do investimento (payback), para se descobrir se o empreendimento é viável economicamente ou não.

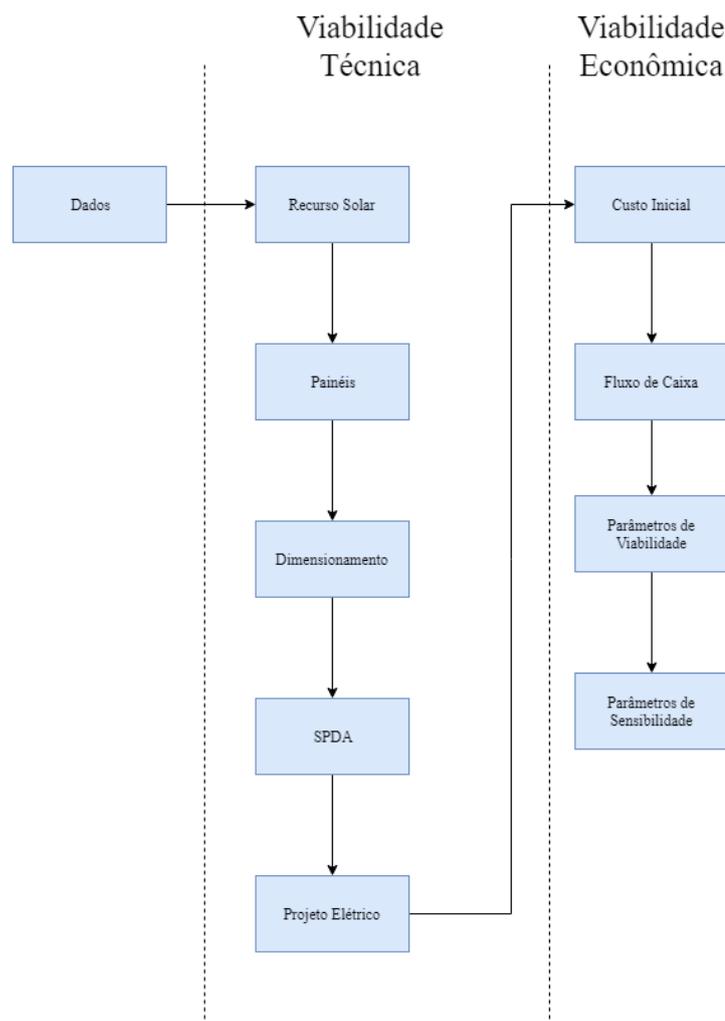


Figura 21: Fluxograma do método utilizado

3.2 Metodologia de análise de viabilidade técnica

O local foi escolhido por ser uma propriedade privada que já pertence ao cliente que deseja construir a usina, por ser plano e ter área suficiente para os módulos fotovoltaicos. A potência da usina foi escolhida por ser o máximo que se poderá aproximar respeitando as exigências e limites financeiros do cliente para se fazer o investimento inicial. O objetivo não será de abater o consumo na conta de luz pelo regime de compensação, mas sim vender essa energia por meio de consórcios solares de acordo com a resolução da ANEEL 687/2015.

3.2.1 Recurso solar

É de extrema importância que seja conhecida a irradiação solar no local de uma instalação fotovoltaica pois ela irá mostrar quanto de energia se tem disponível por área, permitindo que se calcule a energia que poderá ser produzida no local.

Para se analisar o recurso solar e dados meteorológicos, foi usado o software Solergo, descrito na seção de materiais. Com base de dados SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) emitido pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) os dados de irradiação das mais importantes localidades do território brasileiro são disponibilizados, separando os dados de radiação solar direta e difusa.

O cenário ideal incluiria uma análise de uma estação meteorológica no local da instalação para colher medidas mais precisas por um ano. Porém pela falta de tempo e de recursos, foi utilizado o método de coleta desses dados pelos satélites e bancos disponíveis.

3.2.2 Escolha dos painéis

Para se escolher os painéis adequados a um SFV, algumas considerações devem ser feitas. Se a área for um fator limitante, painéis com uma potência maior seriam mais aconselhados pois ocupariam assim uma área menor. Além disso, é importante que seja levado em consideração o custo benefício da escolha de cada módulo, seu preço, eficiência, e disponibilidade no mercado.

Foram feitas pesquisas no mercado para se comparar módulos, pensando em quantos seriam necessários para atender a potência da usina e seu preço final. Foi determinado também que fosse escolhido painéis onde se tenham fábricas no Brasil, para caso tenha qualquer tipo de problema na entrega ou de funcionamento, se tenha uma facilidade maior no contato com a empresa responsável, além de movimentar ainda mais a economia dentro do país. A Tabela abaixo mostra um comparativo entre 2 tipos de painéis:

Tabela 3: Comparativo de 2 tipos de módulos fotovoltaicos quanto ao preço de cada um.

Descrição	Preço Unitário	Qtde	Total
MODULO FV CANADIAN 144 CELLS 355W POLY 1500V F16	R\$587,34	2820	R\$1.644.552,00
MODULO CANADIAN SOLAR 120 CELLS 295W POLY-SI - 1500V - Ku	R\$557,31	3388	R\$1.888.166,28

3.2.3 Escolha do layout

Como será uma usina de solo, não precisando escolher por um determinado telhado, a localização das placas será voltada para o norte geográfico, em um local plano e sem sombreamento.

A área da chácara possui espaço suficiente e com as características desejadas. É importante que seja levado em consideração também a proximidade com as linhas de transmissão que passam na entrada do terreno.

É preciso se atentar a uma distância mínima entre as fileiras de placas, pois um painel pode causar sombreamento no outro, por excesso de proximidade. O Solergo calcula as perdas por sombreamento que uma placa faz na outra, e é preciso se atentar a distância mínima entre elas.

É preciso saber a inclinação dos raios solares no solstício de inverno, o dia mais curto do ano, que é dia 21 de junho, no limite da janela de horário de livre sombreamento. Por exemplo, deseja-se que a partir das 9h no solstício não se tenha mais sombra entre as fileiras. Então se coletará o azimute do dia 21 de junho às 9h da manhã.

Com essa informação, basta usar relações trigonométricas para determinar a distância mínima desejada. Primeiro se encontra a altura real dos módulos multiplicando seu comprimento pelo seno do ângulo da sua inclinação. Essa altura dividida pela tangente do azimute encontrado será o equivalente da distância mínima para que não se tenha sombreamento.

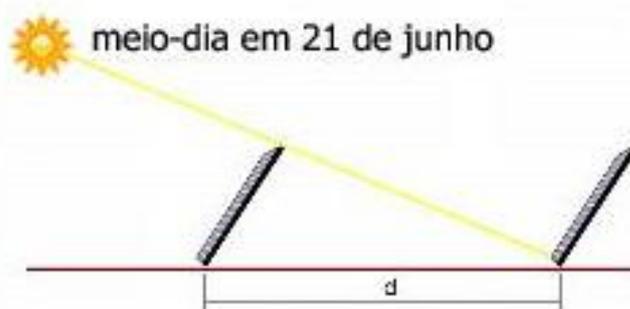


Figura 22: Distância mínima entre dois painéis sem sombreamento ao meio dia do solstício.

É importante ressaltar que essa expressão do cálculo de distância mínima só funciona para estruturas em solos planos, sem inclinação, e com o azimute de 0° , que é o caso da usina estudada.

3.2.4 Dimensionamento do sistema

O sistema foi dimensionado de acordo com as exigências necessárias, com o auxílio do software Solergo, seguindo as etapas abaixo:

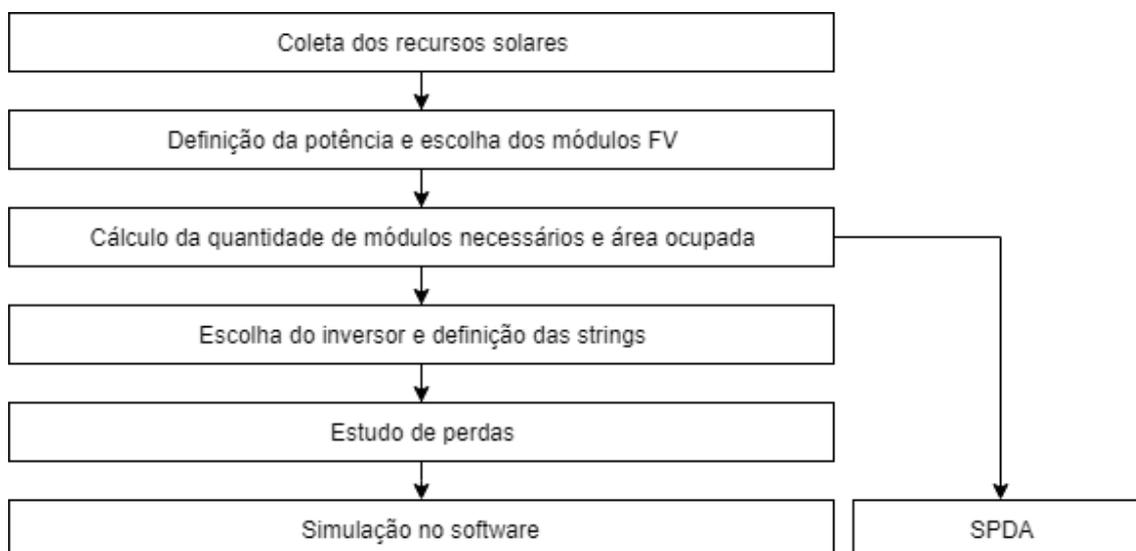


Figura 23: Método de dimensionamento do sistema

Para o cálculo da quantidade de módulos por string, e corrente do inversor é preciso levar em conta a variação de temperatura nos piores casos, para isso os valores de I_{sc} , V_{oc} e V_{mpp} são multiplicados pelos seguintes fatores:

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(STC) * [1 + (\Delta T * T_k)]$$
$$V_{oc}(T) = V_{oc}(STC) * [1 + (\Delta T * T_k)]$$
$$V_{mpp}(T) = V_{mpp}(STC) * [1 + (\Delta T * T_k)]$$

Onde:

$I_{sc}(T)$, $V_{oc}(T)$, $V_{mpp}(T)$ são os valores corrigidos pela temperatura

$I_{sc}(STC)$, $V_{oc}(STC)$, $V_{mpp}(STC)$ são os valores nas condições padrão de teste

ΔT é a variação da temperatura. Temperatura do módulo subtraído da temperatura STC (25°C)

T_k são os coeficientes de temperatura encontrados no datasheet do módulo dados em %/°C

Com esses valores calculados, para se achar o valor máximo de módulos por string deve-se usar a temperatura mais fria, e para achar o número mínimo a temperatura mais quente, pois assim se terá o pior caso em ambos:

- Número máximo de módulos/string = $V_{dcmax} / V_{oc}(\text{mais frio})$
- Número mínimo de módulos/string = $V_{mppmin} / V_{mpp}(\text{mais quente})$
- E a corrente máxima que o inversor aguenta deve ser superior a $I_{sc}(\text{mais quente})$.

Como o módulo opera cerca de 30°C acima da temperatura ambiente, os limites de temperatura escolhidos foram de -10°C e 70°C, com uma margem de segurança para a operação.

3.2.5 Projeto Elétrico

O projeto a ser feito deve suprir todas as demandas do cliente e atender critérios de viabilidade técnica e de segurança para ser implementado. É importante que se leve em consideração algumas perdas do sistema ao se fazer o projeto propriamente dito. São essas:

-Perdas térmicas: ocorrem com o aumento da temperatura nas células fotovoltaicas. a potência de uma célula fotovoltaica varia com a temperatura do ambiente. A produção será máxima quando a temperatura do módulo for mínima (por ex. -10°C) e será mínima quando a temperatura do módulo for máxima (por ex. 70°C).

Foi avaliada a temperatura média da célula e o coeficiente de potência do módulo, que pode ser encontrado no datasheet, para determinar as perdas térmicas. Para encontrar a temperatura média da célula foi utilizada a seguinte fórmula (EVANS):

$$T_c = T_a + (219 + 832Kt) \frac{NOCT - 20}{800}$$

Em que:

T_c representa a temperatura média alcançada pela célula;

T_a é a temperatura média mensal, presentes nas condições climáticas da localidade de análise;

Kt representa o índice de sol real, ou a relação entre a radiação solar global medido ao nível do chão sobre uma superfície horizontal e o valor correspondente ao limite da atmosfera.

$NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature) é a temperatura atingida pelo módulo nas condições de uma temperatura ambiente de 20° e uma irradiação solar de 800 W/m^2 .

-Perdas de desacoplamento (Mismatching): ocorrem quando não há uniformidade no desempenho elétrico dos módulos de cada string do SFV, e por consequência, a não uniformidade entre as strings. Esse fator depende bastante da qualidade e confiabilidade do produto escolhido para a instalação e como o projetista vai acoplar os módulos de maneira eficiente. Essas perdas resultam da arquitetura elétrica do gerador fotovoltaico e possui valores aproximados de:

1% para pequenas potências (Wp)

3-4% para médias potências (kWp)

5-6% para grandes potências (MWp)

-Perdas devido ao sombreamento: ao se sombrear qualquer parte de um módulo fotovoltaico, se está reduzindo a radiação solar naquele local, por isso se tem as perdas. Essas perdas foram calculadas através de um diagrama de sombreamento simulado no software utilizado.

O diagrama solar indica o ângulo de elevação do sol acima do horizonte durante as horas do dia em seu percurso de leste a oeste, no solstício de inverno e verão e nos equinócios. Ao se colocar obstáculos no diagrama solar, se tem o diagrama de sombreamento, estabelecendo o quanto aquele determinado obstáculo sombreia o sistema.

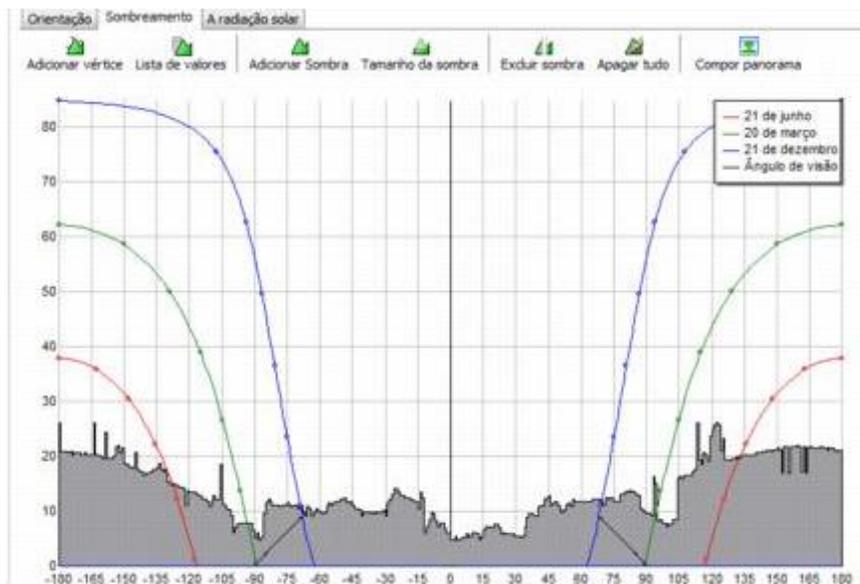


Figura 24: Exemplo de um diagrama de sombreamento do Solergo.

-Perdas em corrente contínua: elas são devidas à resistência dos cabos e dos dispositivos de proteção, e também são perdas intrínsecas do sistema mas que podem ser reduzidas com os equipamentos adequados ou escolhas baseadas em critérios técnicos e econômicos das seções dos cabos. Será considerado o padrão desse tipo de perda que é de 1-2% da potência instalada.

-Perdas de conversão (inversor): são devido à eficiência do inversor como uma função da potência de saída, que dependem bastante do tipo de conversor utilizado. Valores de perda de energia teórica pela conversão variam de 2 a 10%.

-Outras Perdas (sujeira, tolerâncias,...): dependem do local de instalação e suas condições. Normalmente áreas com baixa pluviosidade possuem esse tipo de perdas levemente maiores, esses dados podem ser estimados em cerca de 1%.

Após se ter as perdas do sistema, os modelos dos painéis e inversores bem como suas quantidades e arranjos, é necessário também que se especifique os outros componentes do sistema como cabos, sistemas de proteção e stringboxes, e definir também suas quantidades e arranjos na usina.

Para tal cálculo, será utilizada a norma ABNT NBR5410:2004 para definir as seções dos condutores. Existem dois principais métodos nessa norma que são: queda de tensão e capacidade de corrente.

O método da queda de tensão estipula um valor limite que a tensão no condutor pode ser abaixo da nominal, ao percorrer o comprimento do cabo. Com esse limite definido, se calcula a seção a partir da expressão:

$$S = \rho \frac{d \cdot I}{\Delta V}$$

Onde:

S(mm²): seção transversal do cabo

ρ (Ω mm²/m): resistividade do material condutor (cobre ou alumínio)

d(m): distância que o circuito percorre. Comprimento do cabo

I(A): corrente nominal

ΔV : queda de tensão permitida (é uma porcentagem da tensão nominal)

Assim como o dimensionamento das seções, para dimensionar as proteções como disjuntores, chaves seccionadoras, fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos, será usada a NBR5410, especificados para os valores do projeto fotovoltaico em questão.

3.2.6 SPDA

Em usinas de médio e grande porte, é importante que se tenha um sistema de proteção contra descargas atmosféricas para a proteção dos componentes e também um sistema de aterramento eficiente de todas as partes metálicas.

Podemos dividir o SPDA em três partes: subsistema de captação, de descida, e de aterramento.

3.2.6.1 Subsistema aterramento

Um sistema de aterramento desempenha as funções básicas a seguir:

- Na ocorrência de curtos-circuitos fase-terra, provê um caminho de retorno para a corrente de curto-circuito para minimizar danos e riscos as pessoas;
- Garante a segurança pessoal contra choques elétricos;
- Mantém uma referência de tensão para o neutro aterrado de um sistema elétrico, evitando sobretensões durante uma descarga elétrica, por exemplo;
- Sendo parte do SPDA, provê um caminho seguro a correntes oriundas de descargas atmosféricas que venham a atingir a instalação, garantindo a segurança. (JAÍBA SOLAR, 2017)

O aterramento é composto por uma rede de eletrodos metálicos enterrados conectados aos equipamentos e estruturas elétricas, transformadores e nos sistemas de captação do SPDA.

Como uma usina do porte da desse trabalho ocupa uma área muito grande, implementar uma malha convencional resultaria em grandes custos de material e mão de obra. Porém há uma alternativa, com o objetivo de se atingir a viabilidade econômica, seguindo as normas da ABNT, normas internacionais do IEEE e estudos prévios descritos no estudo Usina Fotovoltaica Jaíba Solar.

A própria estrutura de sustentação dos painéis é um conjunto metálico de perfis com estacas fincadas na terra. Pode-se afirmar que essa estrutura está apta a fazer parte do sistema de aterramento, como um condutor. Basta se conectar uma malha nas extremidades das estruturas para que as próprias hastes da estrutura funcionem como hastes de aterramento, e os perfis na horizontal funcionam como condutores de ligação.

Caso haja uma descarga elétrica, todo o potencial da estrutura será elevado juntamente com toda a malha e assim, passarão a injetar corrente na terra. Cada haste dissipa uma parte da corrente total que é dividida entre todas as ramificações.

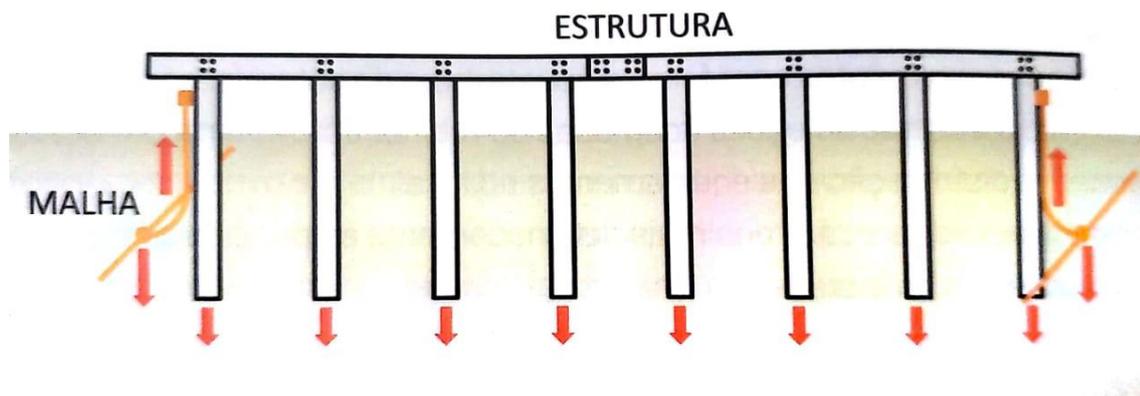


Figura 25: Ilustração da corrente de uma descarga sendo dissipada pelo sistema de aterramento.

Além das estruturas, os outros componentes, como inversores, transformadores, e qualquer objeto com carcaça metálica também deve estar conectado nessa malha de aterramento da usina, para que sempre estejam no mesmo potencial.

3.2.6.2 Subsistema de Captação

Subsistemas de captação tem o objetivo de impedir que a corrente da descarga atmosférica penetre na estrutura. O sistema de captação desse projeto foi escolhido segundo a seção 5.2 da norma NBR-5419.

Os componentes do subsistema de captação devem ser instalados na estrutura nos cantos salientes, pontas expostas e nas beiradas de acordo com um ou mais dos seguintes métodos:

- Método do ângulo de proteção;
- Método da esfera rolante;
- Método das malhas. (NBR5419,2015)

O método escolhido nesse projeto foi o da esfera rolante por ser adequado a todos os casos e por atender as necessidades do local.

3.2.7 Injeção na Rede

Para que a usina cumpra seus objetivos, ela deve ser conectada à rede da maneira correta. Para tal, é necessário que antes de se iniciar o projeto e a execução, deve-se realizar uma consulta de acesso à concessionária local, a CEB-D, com a potência instalada, o tipo de medição, local e alguns outros dados para que a CEB mostre onde será possível fazer a conexão, a subestação mais próxima, se será necessário algum tipo de reforço.

Essa consulta de acesso, e posteriormente a solicitação de acesso à rede, são feitas via formulários que devem ser entregues presencialmente na distribuidora. Alguns outros estados já permitem que esse processo seja feito via internet, mas não é o caso do Distrito Federal.

3.3 Análise econômica

Como o objetivo do empreendimento é se ter lucro, essa parte é essencial para o estudo de viabilidade do projeto, e ditará se é possível ou não que os objetivos financeiros sejam alcançados com a construção da usina.

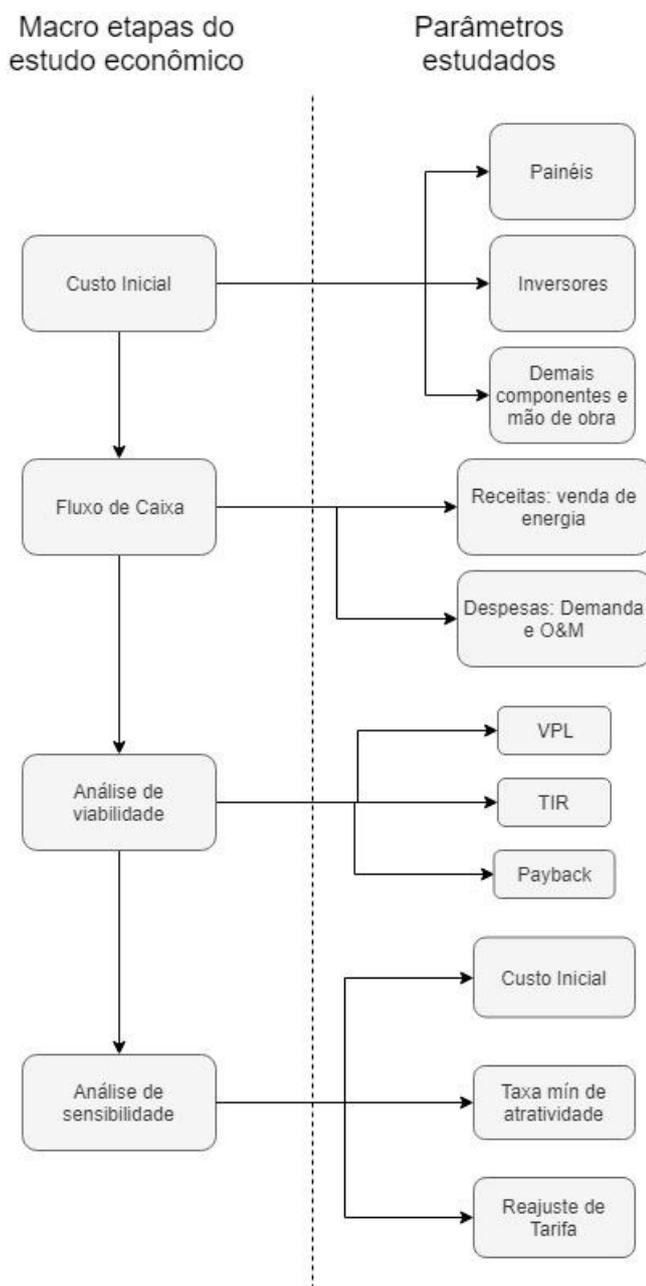


Figura 26: Fluxograma de análise econômica

3.2.1 Custo Inicial

Os custos iniciais para a instalação de uma usina fotovoltaica são: módulos e inversores (maior parcela dos custos), projeto, instalação, sistemas de proteção, estrutura e preparação do terreno. Quanto maior a potência do sistema, mais placas e diversos outros materiais serão necessários então, maior será seu custo inicial.

Para determinar os custos de inversores e painéis, que representam 59% do curso total normalmente, foi feita uma pesquisa de mercado com o maior fornecedor do Brasil, a plataforma SICES. Os custos de stringbox, materiais de fixação e cabos foram coletados de

empresas que trabalham no setor em Brasília, pegando como base principal a Split Energia. Os custos de mão de obra, projeto, homologação na CEB, e outros componentes foram retirados conforme o levantamento de 2018 do instituto ideal, apresentado abaixo:

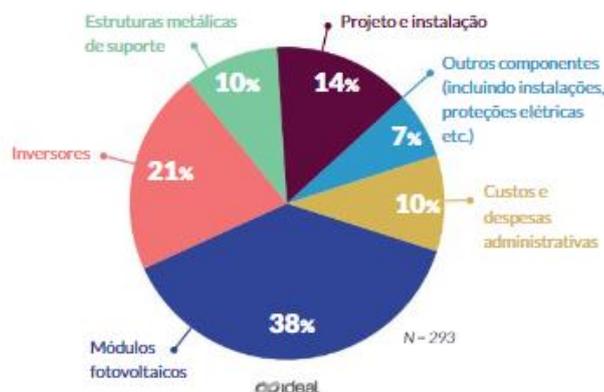


Figura 27: Composição do custo total da instalação de um sistema FV

3.2.2 Fluxo de Caixa

As somas de todas as entradas subtraídas de todas as saídas ao longo do tempo de vida útil de um projeto definem o fluxo de caixa. As saídas de um sistema fotovoltaico são os investimentos iniciais para instalação da usina, demanda contratada pela distribuidora, manutenção e troca de equipamentos. As entradas são as receitas que virão da geração de energia solar.

Para realizar esses cálculos, leva-se em consideração a taxa de inflação, aumentos de tarifa de energia elétrica e taxa de juros. Além da limpeza dos painéis, uma despesa relevante no sistema é a troca do inversor que possui vida útil menor, de 10 a 15 anos, do que a vida útil dos módulos, cerca de 25 anos. É importante que, ao se analisar a receita, seja levado em consideração a degradação de 0,8% ao ano dos módulos fotovoltaicos fazendo que, ao final dos 25 anos, se tenha uma redução de 20% na geração de energia.

3.2.3 Demanda

Como a usina projetada nesse trabalho precisará ser alimentada em média tensão devido a sua potência instalada ser elevada (NBR5410), se faz necessário um contrato de demanda, em kW, que a concessionária irá disponibilizar para o local.

Existem alguns modelos para esse contrato de demanda. Os disponíveis para o empreendimento são a hora-sazonal azul e a hora-sazonal verde. Na HS Azul, existe um valor para demanda no horário de ponta e um para o horário fora de ponta, e é mais recomendada para locais onde o uso é recorrente no horário de ponta. Já na HS Verde, possui apenas uma demanda contratada independente do horário.

A figura abaixo traz os valores mais recentes dessas tarifas de energia de acordo com seus respectivos grupos de tarifação:

Tarifa Horó-Sazonal Azul
BANDEIRA VERMELHA PATAMAR 2

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Resid. > de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kW				Consumo - R\$/kWh			
		Ponta	Fora de Ponta	Ultrapas. na ponta	Ultrapas. f. de ponta	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A2 - Comercial/Industrial	21%	11,3289457	6,3000393	22,6538915	12,6000787	0,7387977	0,7387977	0,4966268	0,4966268
A2 - Poder Público	25%	11,9546643	6,6491203	23,9091288	13,2982407	0,7797340	0,7797340	0,5241446	0,5241446
A2 - Saneamento (redução de 15%)	18%	9,2631645	5,1621666	18,5263290	10,3043313	0,6041880	0,6041880	0,4061409	0,4061409
A3a - Saneamento (redução de 15%)	18%	23,2169466	8,7372142	46,4338931	17,4744285	0,6254836	0,6254836	0,4274365	0,4274365
A3a - Comercial/Industrial	21%	28,3895524	10,8838167	56,7791048	21,3676335	0,7648379	0,7648379	0,5226670	0,5226670
A4 - Comercial/Industrial	21%	28,3895524	10,8838167	56,7791048	21,3676335	0,7648379	0,7648379	0,5226670	0,5226670
A4 - Poder Público	25%	29,9625988	11,2757999	59,9251973	22,5515999	0,8072170	0,8072170	0,5516276	0,5516276
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18%	23,2169466	8,7372142	46,4338931	17,4744285	0,6254836	0,6254836	0,4274365	0,4274365
A4 - Serviço Público Tração Elétrica	18%	27,3140548	10,2790756	54,6281096	20,5581512	0,7358631	0,7358631	0,5028665	0,5028665
A4 - Rural (redução de 10%)	18%	24,5826493	9,2511680	49,1652988	18,5023361	0,6622768	0,6622768	0,4525798	0,4525798
A4 - Madrugada (redução de 80%)	18%	-	-	-	-	0,1471726	0,1471726	0,1005733	0,1005733
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	18%	13,6570274	5,1395378	27,3140548	10,2790756	0,3679315	0,3679315	0,2514332	0,2514332
A4 - Residencial	25%	29,9625988	11,2757999	59,9251973	22,5515999	0,8072170	0,8072170	0,5516276	0,5516276
AS - Comercial/Industrial	21%	54,7315920	14,8444677	109,4631841	29,6889355	0,7977556	0,7977556	0,5555847	0,5555847
AS - Poder Público	25%	57,7642332	15,6669898	115,5284665	31,3339797	0,8419587	0,8419587	0,5863693	0,5863693

Tarifa Horó-Sazonal Verde

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Residencial acima de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kW		Consumo - R\$/kWh			
		Normal	Ultrapas.	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A3a - (30 a 44 kV)	21%	10,8838167	21,3676335	1,4491534	1,4491534	0,5226670	0,5226670
A4 - Comercial/Industrial	21%	10,8838167	21,3676335	1,4491534	1,4491534	0,5226670	0,5226670
A4 - Poder Público	25%	11,2757999	22,5515999	1,5294500	1,5294500	0,5516276	0,5516276
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18%	8,7372142	17,4744285	1,1851161	1,1851161	0,4274365	0,4274365
A4 - Rural (redução de 10%)	18%	9,2511680	18,5023361	1,2548288	1,2548288	0,4525798	0,4525798
A4 - Madrugada (redução de 80% no consumo)	18%	-	-	-	-	0,1005733	0,1005733
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	18%	5,1395378	10,2790756	0,6971271	0,6971271	0,2514332	0,2514332
A4 - Residencial	25%	11,2757999	22,5515999	1,5294500	1,5294500	0,5516276	0,5516276
A4 - Serviço Público Tração Elétrica	18%	10,2790756	20,5581512	1,3942543	1,3942543	0,5028665	0,5028665
AS - Comercial/Industrial	21%	14,8444677	29,6889355	2,1175351	2,1175351	0,5555847	0,5555847
AS - Poder Público	25%	15,6669898	31,3339797	2,2348663	2,2348663	0,5863693	0,5863693

Figura 28: Mostra os valores mais recentes de tarifação da CEB

3.2.4 Valor Presente

O poder de compra do dinheiro muda de acordo com o tempo, portanto para se fazer um estudo econômico comparativo é preciso trazer todos os valores para um mesmo período temporal: o presente. Para realizar essa conversão do valor de dinheiros futuros no presente, usa-se a expressão:

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^t}$$

Onde:

VP: Valor Presente

VF: Valor Futuro

i: taxa de juros

t: período

3.2.5 Valor Presente líquido (VPL)

Já o VPL é a soma de todas as entradas e saídas do empreendimento, sendo que as saídas possuem sinal negativo, devem ser subtraídas. O VPL é calculado da seguinte maneira:

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j}$$

Onde:

FC_j: Fluxo de caixa do ano j

i: taxa de juros

n: vida útil da usina

Para saber se o empreendimento é viável ou não, se compara o valor do VPL:

- Se $VPL > 0$ o empreendimento é economicamente viável
- Se $VPL = 0$ é o limiar da viabilidade, não existem excedentes
- Se $VPL < 0$ o projeto não é viável economicamente.

Quanto maior o valor do VPL, melhor para o empreendimento.

3.2.6 Tempo de retorno (Payback)

O Payback é o tempo de retorno de um investimento. Ele indica quanto tempo vai levar até que todo o investimento inicial feito no projeto será pago pelas entradas ao longo dos meses. Por exemplo, se uma pessoa investir 100 reais em um projeto qualquer e ganhar 50 reais por mês após esse investimento inicial, em 2 meses ela terá ganhado 100 reais que é o valor do investimento inicial. Portanto o tempo de retorno nesse caso é de 2 meses.

Projetos com tempos de retorno muito elevados implicam um risco maior e é interessante que o tempo de retorno seja o menor possível. Existem dois tipos desse indicador: o tempo de retorno simples e o descontado. O simples não leva em consideração a correção monetária no tempo, desconsiderando juros, o que o torna uma análise menos confiável e realista do que o tempo de retorno descontado, que leva em consideração essas correções monetárias.

O tempo de retorno descontado sempre será maior que o simples, e é preciso tomar cuidado com essa diferenciação pois algumas empresas no mercado apresentam o tempo de retorno do investimento sem considerar as correções, apenas para vender com maior facilidade. Como o tempo de retorno descontado é o mais próximo do real, ele será utilizado na análise.

3.2.7 Taxa interna de retorno

A TIR é um outro indicador sobre a viabilidade econômica e é encontrada através de métodos iterativos, sem uma fórmula algébrica. Foi usado o auxílio do software Solergo para se fazer essas iterações e encontrar o valor da TIR.

A TIR iguala o valor presente do investimento inicial ao fluxo de caixa trazendo ao presente, zerando assim o VPL sem lucros ou prejuízos. Se a TIR for menor que i , o investimento tem um retorno menor do que a taxa de juros usada para a análise, o que não o torna um bom investimento. Quanto maior a TIR, melhor é o investimento.

$TIR > i$: projeto viável economicamente

$TIR < i$: projeto não viável economicamente

Onde i é a taxa de juros considerada.

3.3 Estudo de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi feita para a determinação do quanto um parâmetro, ao ser alterado, impacta na medição do valor total do projeto. Foram escolhidos 3 parâmetros para serem analisados e discutidos:

- Custo inicial do projeto
- Taxa mínima de atratividade (i_{min})
- Taxa de reajuste da tarifa elétrica anual

Com essa análise, pode-se determinar o limite de variação desses parâmetros para que o projeto seja economicamente viável.

3.4 Emissões de Poluentes

Também foi calculado a quantidade de emissões nocivas que o sistema economiza ao ser comparado com a fonte termoeétrica para produzir o mesmo montante de energia. Os poluentes comparados foram: Dióxido de enxofre (SO₂), Óxidos de nitrogênio (NO_x), Poeira e Dióxido de carbono (CO₂).

A quantidade de um poluente é calculada da seguinte maneira:

$$I = E * K * P\%$$

Onde,

I é o peso do produto poluente;

E: energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico;

K: multiplicador específico para cada poluente, determinado pelo software SOLergo

P%: percentual de energia gerada através da produção termoeétrica.

O software SOLergo prevê o cálculo dessas emissões poluentes. É importante ressaltar que esse cálculo equivale apenas após o funcionamento da usina, pois a produção de painéis solares também emite poluentes que não são contabilizados nesse cálculo.

3.5 Comercialização

Segundo as resoluções normativas da ANEEL 482/2012 e 687/2015, é permitido um gerador utilizar os créditos em outras unidades consumidoras, e que consórcios sejam formados para consumir remotamente a energia gerada por uma usina. Porém não se pode vender a energia, oferecendo kWh por dinheiro.

Dessa forma, a comercialização da usina se dará pelo aluguel do potencial instalado do sistema. O inquilino paga um valor fixo mensal para usufruir dos equipamentos e gerar sua própria energia. Portanto, o aluguel é feito na forma de R\$/kWp e não R\$/kWh.

Conforme o Ofício nº 0275/2016 e Ofício nº 0284/2016, ambos da ANEEL, em relação ao aluguel de equipamentos para geração distribuída e autoprodução de energia, diz:

- “Um consórcio pode **arrendar** uma central geradora e compensar a energia nas unidades consumidores integrantes do consórcio, desde que estejam dentro da mesma área de concessão da distribuidora e que a potência da usina não ultrapasse 3 MW para a fonte hídrica ou 5 MW para as demais fontes renováveis e cogeração qualificada. ”
- “Não há restrição normativa para que os consumidores cativos exerçam a atividade de autoprodução de energia elétrica (..), podendo os mesmos exercerem a posse do terreno e dos equipamentos de geração por meio de **contratos de aluguel e de arrendamento** cuja contrapartida não seja, fundamentalmente, o pagamento pela energia produzida. ”

Portanto, de acordo com as normas da ANEEL, o modelo utilizado será o de aluguel dos equipamentos para auto geração remota compartilhada.

3.6 Materiais utilizados

Alguns materiais e ferramentas computacionais foram utilizados durante toda a elaboração do trabalho. Foram de extrema importância na questão de análise financeira e simulação dos resultados, produção de energia da usina, sem os quais não seria possível determinar com tamanha precisão e confiabilidade.

3.6.1 Solergo

Foi o principal software utilizado para o dimensionamento e simulações feitas para o projeto da usina fotovoltaica. É um software de origem italiana com versão em português que permite o projeto completo de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição (grid connected) ou isolados e desenvolve a documentação necessária para a instalação da rede elétrica.

O programa conta com uma extensa base de dados de inversores, painéis solares, dispositivos de proteção, que é atualizada regularmente, e ainda possui base de dados meteorológicos e normas brasileiras para dimensionamento, como a ABNT NBR-5410.

Na utilização do software, primeiramente deve-se definir o local da instalação para que os dados solarimétricos sejam coletados. Depois se define a orientação e o tipo do sistema, seguidos da definição dos componentes e simulação do layout da instalação no devido local.

Colocando todos os inputs necessários, o software gera relatórios de geração de energia, análises econômicas, emissões de gases poluentes que serão economizados, estudos de sombreamento, dentre outras informações que vão desde diagramas elétrico até informações do cliente para geração de documentos oficiais.

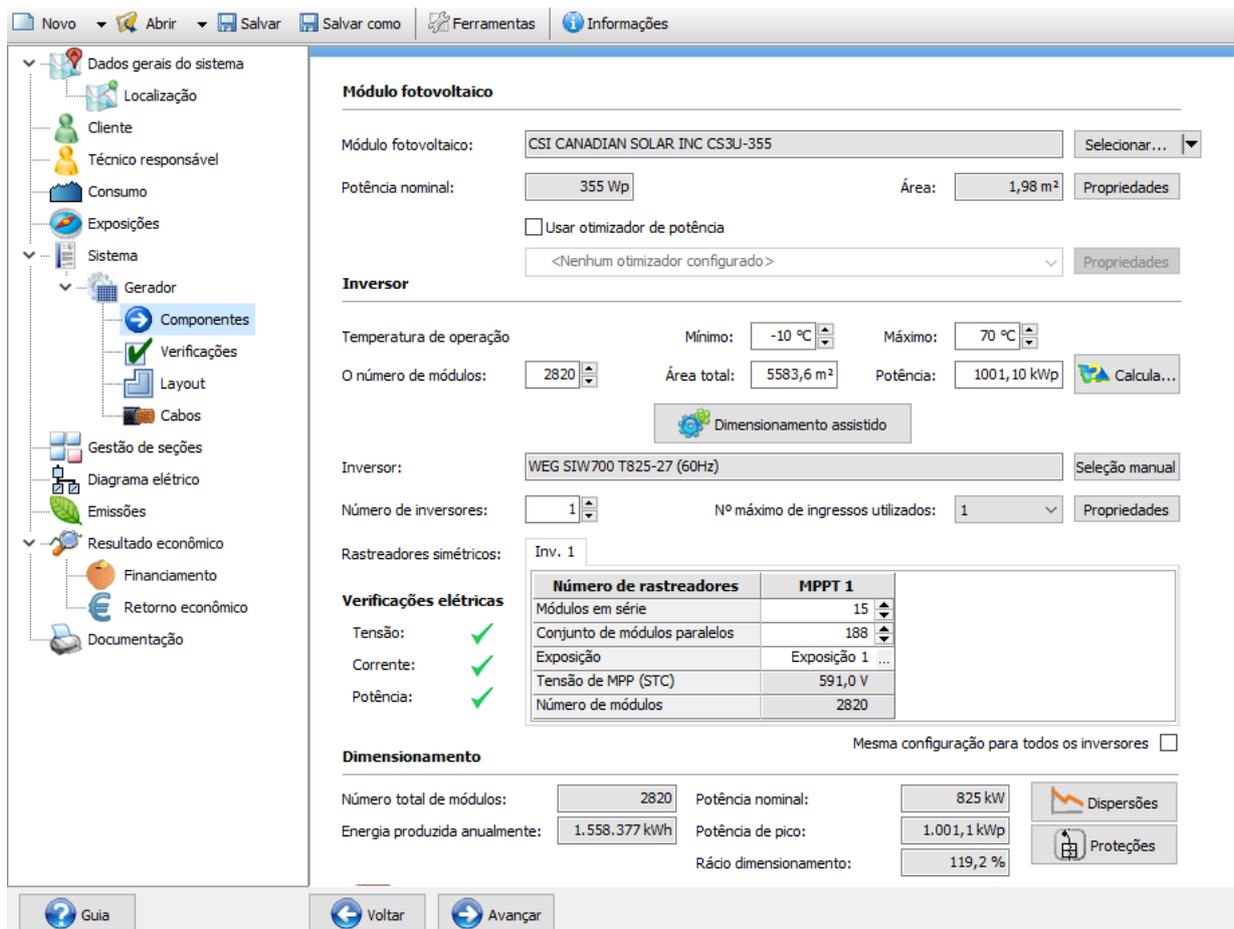


Figura 29: Exemplo do layout do software utilizado

3.6.2 AutoCAD

O software AutoCAD que é comumente usado em projetos de engenharia, auxiliou na confecção do diagrama elétrico do projeto, detalhando as seções dos cabos, stringboxes, dispositivos de proteção, e todo o sistema em si. O programa também foi utilizado no projeto da usina e do sistema de aterramento.

3.6.3 Excel

O software Microsoft Office Excel foi utilizado para a realização do memorial de cálculo das seções dos cabos, estudos de viabilidade econômica, na elaboração de fluxo de caixa, VPL, TIR e sensibilidades e planilhas comparativas.

4 RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos com a elaboração do projeto técnico e sua análise de viabilidade econômica bem como discutir esses resultados salientando considerações do autor. A metodologia explicitada no capítulo anterior foi a base para execução e análise desses resultados.

4.1 Resultados de análise técnica

4.2 Coleta de dados da chácara

O local foi escolhido por ser uma propriedade do cliente, onde mora o caseiro e sua esposa, em uma casa de 115m² localizada dentro do terreno de 21.000m² e 650m de comprimento. Foram realizadas visitas no local para se fazer um levantamento das condições do terreno, encontrar a melhor localização para a usina, entre outras características. Softwares com visualização via satélite permitiram as vistas do alto do terreno e a coleta das medidas usadas.



Figura 30: foto da entrada do terreno



Figura 31: Imagem aérea do terreno com suas medidas de área total: 21000m² e perímetro:650m

Apesar do terreno ter 21000m², nem toda essa área está disponível para instalação. Além da casa construída na parte superior, existe uma horta com plantação de milho, batatas e outras hortaliças, e árvores na parte superior do terreno que causariam muito sombreamento. Portanto, a área escolhida para a instalação da usina foi a parte inferior, onde se é plano e com pouca vegetação. Possui uma área total de aproximadamente 8700m² e perímetro de 375m.

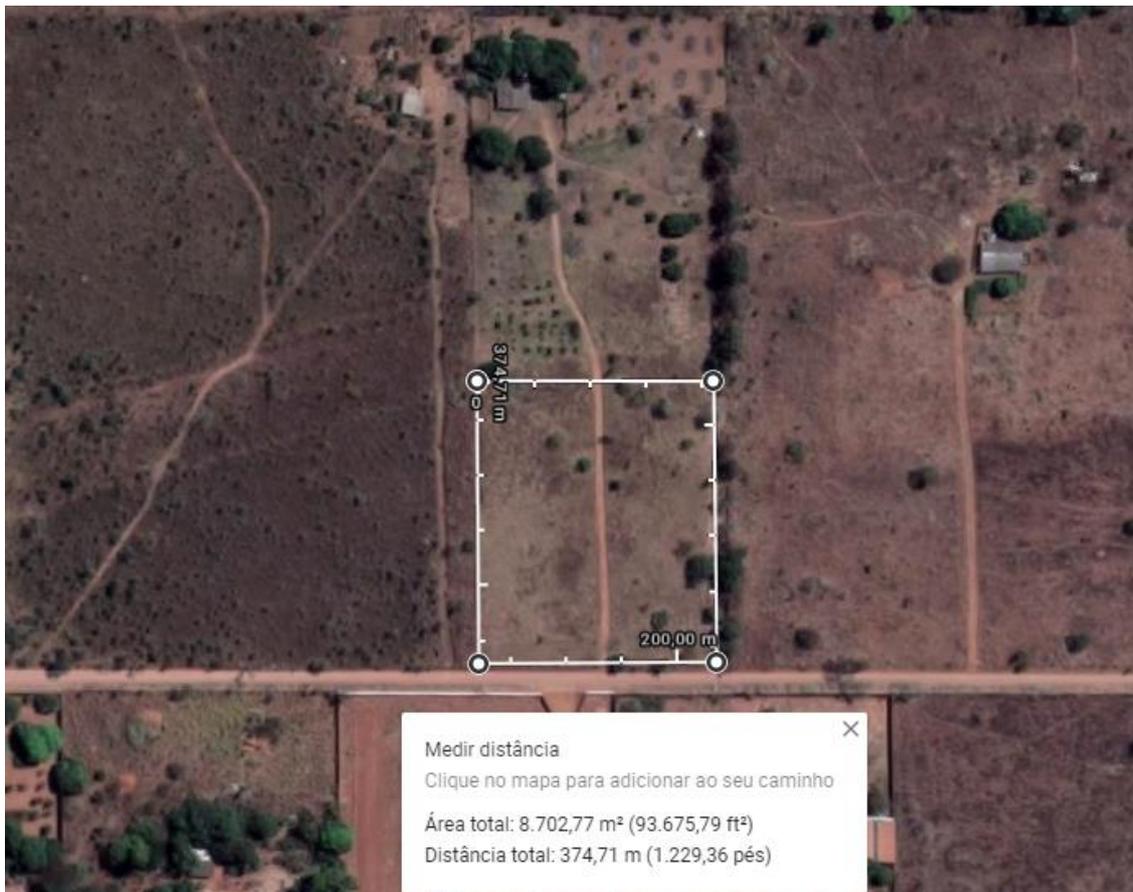


Figura 32: Área disponível para a usina

A parte inferior do terreno também se torna uma boa escolha devido à proximidade com as linhas de distribuição de energia, possibilitando menos perdas nos cabamentos e um custo menor por se ter uma distância menor a ser percorrida.



Figura 33: Linhas de distribuição que passam em frente à propriedade.



Figura 34: Foto do interior da chácara. Região plana onde será feita a usina

4.3 Definição da potência da usina

A potência da usina foi definida por dois fatores: o primeiro foi a área limitante mencionada acima, e o segundo foi a limitação financeira do cliente que afirmou que gostaria de ter um investimento inicial de, no máximo, 4,5 milhões de reais buscando minimizar os custos e maximizar o lucro com a venda de energia.

Como tanto o valor de área quanto o valor financeiro se aproximavam do equivalente a 1MWp de potência, esse valor foi adotado como referência e aprovado pelo cliente.

4.4 Avaliação do recurso solar

Após se ter definido o local exato da instalação, as informações de irradiação nos módulos, foram fornecidas pelo SOLergo. A média anual é de 1981,2 kWh/m² e a radiação solar diária é 5,4 kWh/m², em média.

O sistema também mostra a parcela dessa energia que vem de forma direta e difusa. A maior parte, vem de forma direta como era esperado e pela localização e dados meteorológicos o software calcula a parcela difusa, que é mostrada no gráfico abaixo:

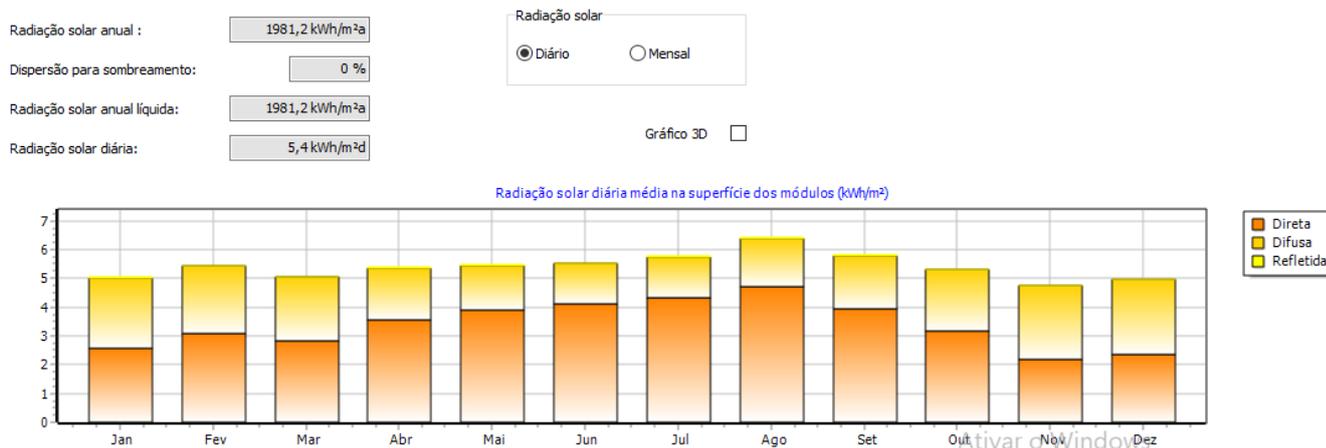


Figura 35: Média da irradiação solar diária na superfície dos módulos por mês

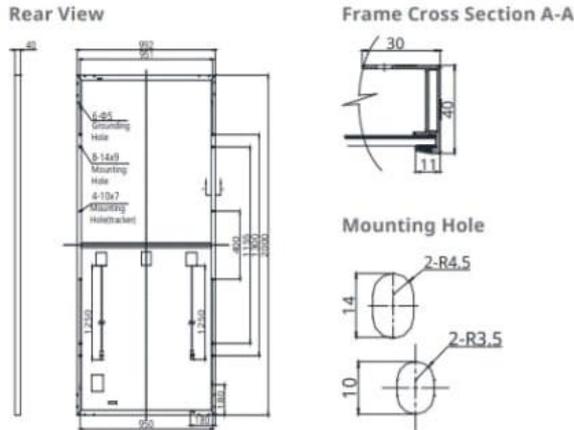
4.5 Escolha dos módulos fotovoltaicos

Os módulos escolhidos foram de tecnologia policristalina do tipo: CANADIAN SOLAR INC CS3U-355, de 355W. A empresa CANADIAN, chinesa com fábricas e escritórios no Brasil, possui uma segurança maior em seus produtos por já serem conhecidos no mercado e caso aconteça algum problema, é fácil contatar a empresa. Essas são questões que foram levadas, devido ao gerenciamento de risco na usina.

Esse modelo de 355W apresenta certificação pelo INMETRO, possui eficiência de 18,15% o que é excelente para esse tipo de painel, e ao ser comparado com outros painéis do mesmo fornecedor, apresentava um custo benefício melhor. Por exemplo, um painel de 295W custa apenas R\$30,03 a menos do que o painel de 355W, como pode ser visto na tabela de comparativos de painéis no capítulo dos Métodos. Portanto, como ao se utilizar painéis de potência maior, o seu número de painéis é reduzido, e por todos os outros motivos citados, essa é uma ótima escolha para esse empreendimento.

Na imagem a seguir, tem-se todas as informações detalhadas do módulo através do seu datasheet. As informações usadas nos cálculos são as de condições do teste STC (Standard Test Conditions), que são as condições de 25°C de temperatura, 1000W/m² e AM 1,5. Apesar dos módulos não operarem nessas condições na realidade, são as que o mercado utiliza para projetos, compras e contratos, por isso também foram utilizadas aqui.

ENGINEERING DRAWING (mm)



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	345 W	350 W	355 W	360 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.86 A	8.94 A	9.02 A	9.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.4 V	46.6 V	46.8 V	47.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.43 A	9.51 A	9.59 A	9.67 A
Module Efficiency	17.39%	17.64%	17.89%	18.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (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.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

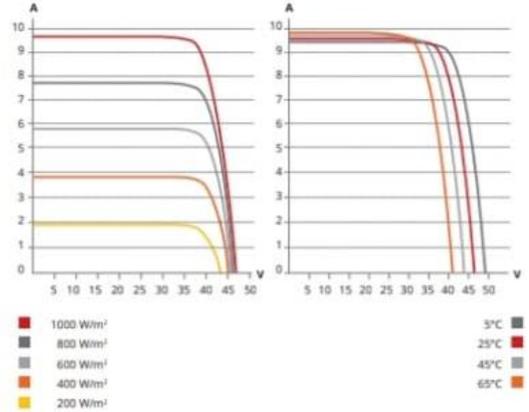
CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	259 W	263 W	266 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.6 V	35.8 V	36.0 V	36.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.17 A	7.24 A	7.29 A	7.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.3 V	43.5 V	43.7 V	43.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.61 A	7.68 A	7.74 A	7.80 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CS3U-355P / I-V CURVES



MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 156.75 × 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 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	4.0 mm ² & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR (USA) INC. August 2017 | All rights reserved | PV Module Product Datasheet V5.552_E1_NA
3000 Oak Road, Suite 400, Walnut Creek, CA 94597, USA | www.canadiansolar.com/na | sales.us@canadiansolar.com

Figura 36: Datasheet com as informações do módulo escolhido.

4.6 Inversor

Optou-se por um inversor central com eletrocentro para a usina após se estudar os prós e contras de cada tipo de inversor. As vantagens e desvantagens de cada tipo estão presentes na tabela abaixo (JAÍBA,2017):

Tabela 4: Comparativo entre inversor central e por strings

Inversor	Vantagens	Desvantagens
Central	<ul style="list-style-type: none"> -Barato/Wp -Eficiência Maior -Centralizado, pouco risco de falha -prático 	<ul style="list-style-type: none"> -Se falhar falta o módulo inteiro -Importante ter o fabricante no país p/ manutenção -poucos MPPTs -preparação do terreno antes de colocar
Por strings	<ul style="list-style-type: none"> -Pequeno, fácil de transportar -Manutenção pode ser feita por eletricista -Vários MPPTs -Fácil ter estoque 	<ul style="list-style-type: none"> -mais caro por Wp -mais inversores mais chances de falha -cabearmento AC mais comprido -Eficiência um pouco inferior

As principais desvantagens do inversor central não representam grandes problemas nas condições de instalação da usina, pois o terreno já será preparado antes, algumas árvores serão retiradas, e pode-se aproveitar esse momento para preparar o terreno para o inversor central e seu peso e se terá o fabricante tanto do inversor quanto dos módulos no país para manutenção caso necessário.

Além disso, não é um problema que se tenham poucos MPPTs pois como a usina será em solo, todos os módulos terão a mesma orientação e inclinação, livres de sombreamento de estruturas ou árvores, produzindo assim praticamente a mesma energia.

O maior problema seria se o inversor falhasse, porém são materiais com alta qualidade e medidas adicionais de proteção serão tomadas para diminuir ainda mais o risco de falha.

Tabela 5: Comparativo entre inversor Indoor e Outdoor

Inversor	Vantagens	Desvantagens
Indoor	<ul style="list-style-type: none"> -Prático -Abrigo luz e internet -Refrigeração -Fácil manutenção 	<ul style="list-style-type: none"> -Solução em total mais caro -Difícil para instalar -Precisa de refrigeração
Outdoor	<ul style="list-style-type: none"> -Boa dissipação térmica -Fácil para instalar -Solução barata 	<ul style="list-style-type: none"> -Precisa de telhado contra o sol -Manuteção depende do tempo

Como o inversor será central, é importante que este esteja seguro para diminuir ao máximo os riscos de que se tenha alguma falha no inversor. Portanto como o inversor indoor possui uma manutenção mais fácil, refrigeração própria para manter as melhores condições de operação, abrigos contra intemperes, compensam a solução ser um pouco mais cara do que o outdoor pois mitiga o risco de danos no inversor.

O inversor escolhido foi WEG SIW700 T825-27 (60Hz), com o objetivo de otimizar os custos, o inversor está dimensionado para funcionar com 119,2% de sua potência. Visto que o fabricante autoriza essa configuração e que praticamente nunca os módulos vão produzir o máximo que podem, devido as perdas relacionadas, foi possível escolher esse tipo de dimensionamento. As informações mais relevantes do inversor estão descritas na tabela abaixo:

Tabela 6: Características do inversor.

Sigla	SIW700 T825-27 (60Hz)
Entradas para rastreador	1
Potência nominal de saída CA	825 kW
Potência nominal de entrada	840,1 kW
Potência máxima por rastreador	840,1 kW
Tensão nominal	850 V
Tensão máxima	1.000 V
Tensão mínima por rastreador	460 V
Tensão máxima por rastreador	850 V
Corrente nominal	2.055 A
Corrente máxima	2.055 A
Corrente máxima por rastreador	2.055 A

Outro motivo da escolha do inversor ser da marca WEG, é que além dessa marca ser brasileira, também fabricam eletrocentros para inversores centrais, que contém quadros, sistema de refrigeração e transformadores. Esse eletrocentro será usado na usina, e determinando as características do inversor, o fabricante irá dimensionar os outros componentes do eletrocentro.

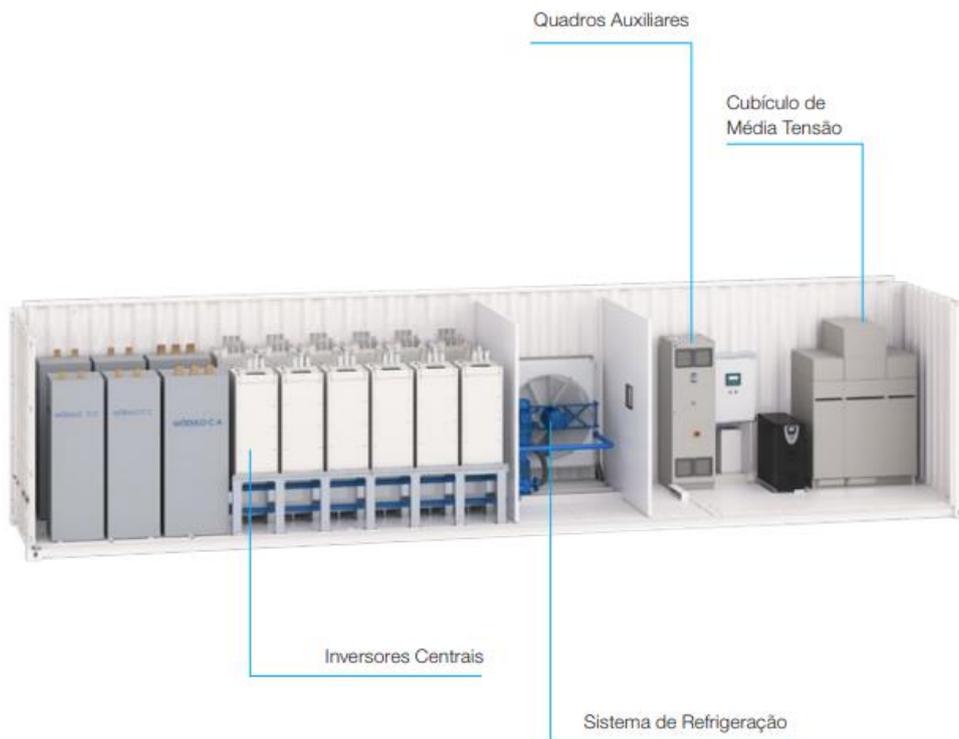


Figura 37: Mostra a disposição dos componentes dentro de um inversor da WEG
Fonte: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h5f/h87/WEG-eletocentro-solar-50058614-catalogo-portugues-br.pdf>

4.7 Dimensionamento

Para o dimensionamento do sistema, como já mencionado, todos os módulos de 355W foram alocados na parte inferior do terreno, voltados para o norte, com inclinação de 16°, ocupando uma área de 5583,6m². Com essa configuração, espera-se gerar 1.558.377 kWh/ano, ou uma média aproximada de 129.850kWh/mês.



Figura 38: Vista superior da usina

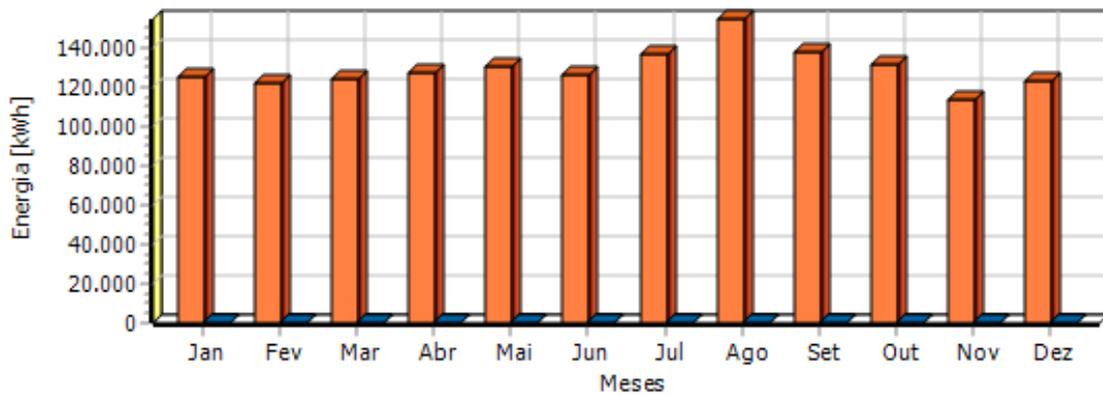


Figura 39: Gráfico da produção mensal de energia ao longo de um ano.

Fonte: Imagem feita no programa SOLergo

O projeto tem 188 strings com 15 módulos em cada uma dessas strings, que foram determinados conforme os cálculos explicados no capítulo do Método. No total foram utilizados 2820 módulos.

Coletando o azimute de aproximadamente 60° no dia 21 de junho às 9h da manhã para se garantir que não se tenha sombreamento nesse horário, e utilizando o comprimento do módulo de 2m, inclinado a 16°, a distância mínima encontrada foi de 2,24m.

Por ser em um terreno plano sem obstáculos com bastante área, utilizou-se a distância entre os módulos, maior do que a mínima, de 2,40m, para facilitar locomoção entre os painéis e diminuir ainda mais o sombreamento. O gráfico de sombreamento mostra que não se terá grandes perdas:

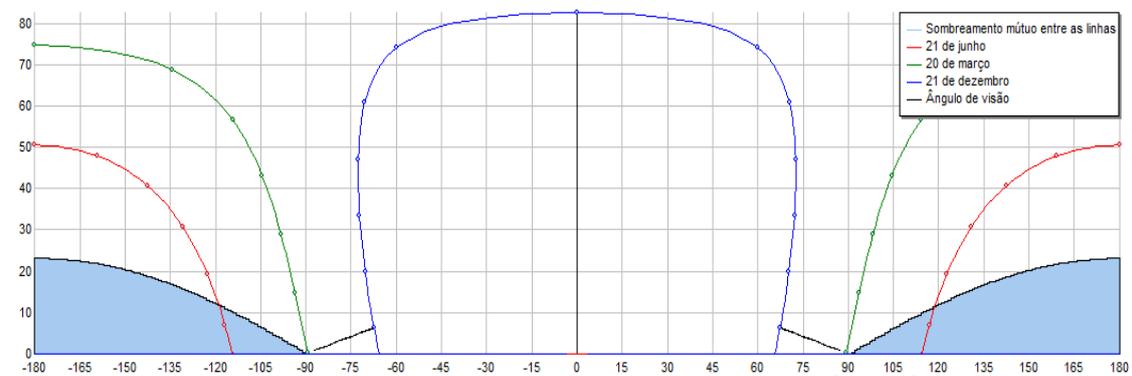


Figura 40: Diagrama de sombreamento da usina

Fonte: Imagem produzida por simulação no programa SOLergo

Além das perdas por sombreamento, também foram calculadas as outras perdas do sistema:

Tabela 7: Descrição das Perdas do Sistema

Perdas	Porcentagem (%)
Aumento de temperatura	7,3
Sombreamento	0,6
Desacoplamento	5
Corrente Contínua	1,5
Conversão (inversor)	4
Outras perdas (poeira, tolerância...)	5
Totais	21,4

TABELA RESUMO DIMENSIONAMENTO

Tabela 8: Resumo das especificações do dimensionamento do projeto

Orientação(°)	0
Inclinação(°)	16
Área ocupada (m²)	5583,6
Módulos	2820
Potência dos módulos(W)	355
Strings	188
Nº de módulos por string	15
Voc(V)	46,8
Vmp(V)	39,4
Isc(A)	9,6
Inversores	1
Potência Nominal dos inversores(kW)	825
MPPT	1
Tensão Máx entrada(V)	1000
Corrente Máx entrada(A)	2055
Potência pico do sistema (kWp)	1.001,1
Geração anual do sistema (kWh)	1.558.377

4.7.1 Dimensionamento Tracker

Também foi feito um estudo preliminar de dimensionamento com tracker para a usina, com o objetivo de comparar a produção de energia dos dois sistemas. Com essa configuração foi preciso uma área maior pois os módulos precisavam estar mais espaçados:



Figura 41: Vista superior da usina com tracker

Foram mantidas todas as outras configurações do caso sem o rastreador solar, a mudança significativa que se teve foi na energia gerada: 1.891.926 kWh por ano e aproximadamente 157.660 kWh por média mensal.

Tabela 9: Comparativo de geração entre as usinas com e sem o rastreador

geração sem o tracker	geração com o tracker
1.558.377 kWh	1.891.926 kWh

Houve um aumento de 21,4% na produção de energia quando se usa o tracker e mantém o mesmo número de painéis.

Tabela 10: Vantagens e desvantagens de se ter um sistema com tracker

Vantagens	Desvantagens
Aumento na produção de energia	Manutenção mais intensa
Menos painéis	Manutenção especializada
	Aumento do consumo interno de energia

Apesar da melhor produção de energia, o sistema com tracker foi logo descartado pois a necessidade de maior manutenção especializada foi um grande impeditivo para o cliente, visto que a manutenção da usina será feita pelo caseiro que mora na propriedade, ele não seria

capaz de realizar tal manutenção, e o cliente optou por deixar apenas essa pessoa de confiança responsável pela manutenção e limpeza, para diminuir os custos.

4.8 Projeto elétrico

O projeto elétrico determina os outros aspectos do sistema, como seção dos cabos, proteções. A NBR 5410 juntamente com a norma NTD-6.09 da CEB são as principais guias para essa etapa.

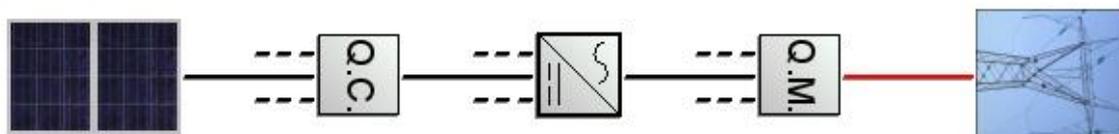


Figura 42: Mostra os cabos que precisarão ser dimensionados.

Q.C.: Quadro de Campo (stringbox)

Q.M.: Quadro de Medição

Ao se determinar a seção do condutor utilizado nos módulos de corrente, deve-se usar a corrente de projeto igual a corrente de curto-circuito de cada stringbox. A corrente de curto-circuito do módulo utilizado é de 9,6A e esse valor independe do número de módulos em série. São 188 strings, foram utilizados 47 stringboxes para que se pudesse ligar 4 strings em cada uma delas e, portanto, 60 módulos. Portanto a corrente de projeto máxima é $(9,6 \times 4) = 38,4A$.

O método utilizado para transportar os condutores foi o E (multipolar em bandeja perfurada), e o coeficiente de correção de temperatura (k_1) usado foi de 0,76, e como os eletrodutos são ao ar livre e foram agrupados de 5 em 5, usou-se $k_3=0,87$.

Como o material dos condutores escolhidos é o cobre, sua resistividade é 0,0172. Para o condutor após o inversor, divide-se a potência total do inversor nas 3 fases para achar a corrente. O resultado de todos os dimensionamentos está nas tabelas abaixo:

Tabela 11: Condutores entre as strings e as stringboxes

Condutor módulo-String Box					
Método Capacidade de corrente					
Ip	Keq($k_1 \cdot k_3$)	Corrente de Projeto Corrigida(Ip')	Condutor Escolhido	Capacidade Condutor(A)	
9,6	0,6612	6,34752	2,5mm ²	24	
Método da queda de tensão					
Tensão	%	ΔV	Corrente	Distância (m)	S(mm ²)
591	2	11,82	9,6	46,58	0,65070132

Tabela 12: Condutores entre as string boxes e o inversor

Condutor String Box - Inversor					
Método Capacidade de corrente					
Ip	Keq(k1*k3)	Corrente de Projeto Corrigida(Ip')	Condutor Escolhido	Capacidade Condutor(A)	
38,4	0,6612	25,39008	10mm ²	70	
Método da queda de tensão					
Tensão	%	ΔV	Corrente	Distância (m)	S(mm ²)
591	2	11,82	38,4	90,61	5,063121218

Tabela 13: Condutores entre o inversor e o quadro de medição

Condutor Inversor- Quadro de Medição					
Método Capacidade de corrente					
Ip	Keq(k1*k3)	Corrente de Projeto Corrigida(Ip')	Condutor Escolhido	Capacidade Condutor(A)	
1250	0,76	950	1000mm ²	1336	
Método da queda de tensão					
Tensão	%	ΔV	Corrente	Distância (m)	S(mm ²)
220	2	4,4	1250	2	9,772727273

Os disjuntores foram dimensionados seguindo a regra para seu funcionamento de que $I_p < I_n < I_z$, sendo I_p a corrente nominal de projeto, I_n a corrente que irá fazer com que o disjuntor atue, e I_z a capacidade máxima do condutor escolhido. O dispositivo é dimensionado dessa maneira pois assim ele não atua em condições normais de uso, apenas com sobrecorrentes e antes que danifique os cabos.

Para a proteção dos sistemas, foram colocados DPS e disjuntores que já vem incluídos nas stringboxes, e o projeto está detalhado no diagrama a seguir:

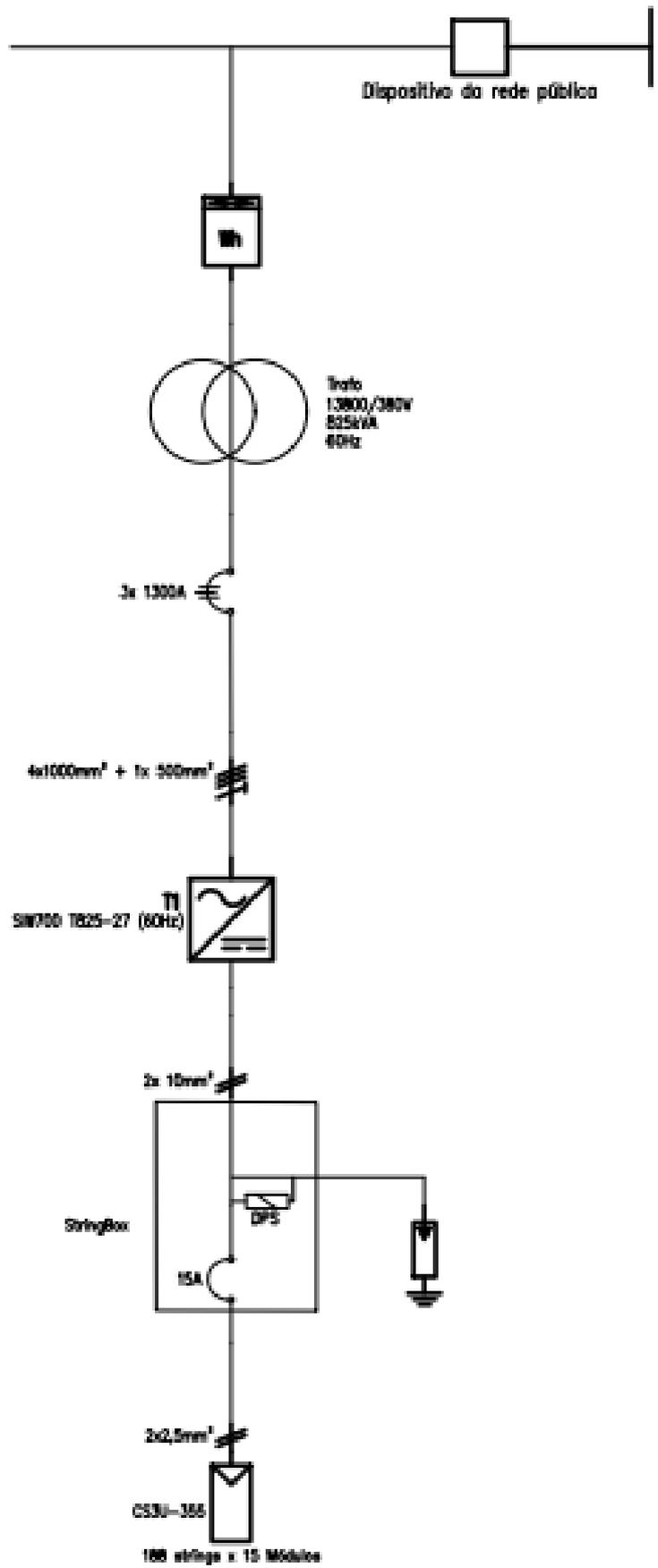


Figura 43: Diagrama Unifilar do Projeto

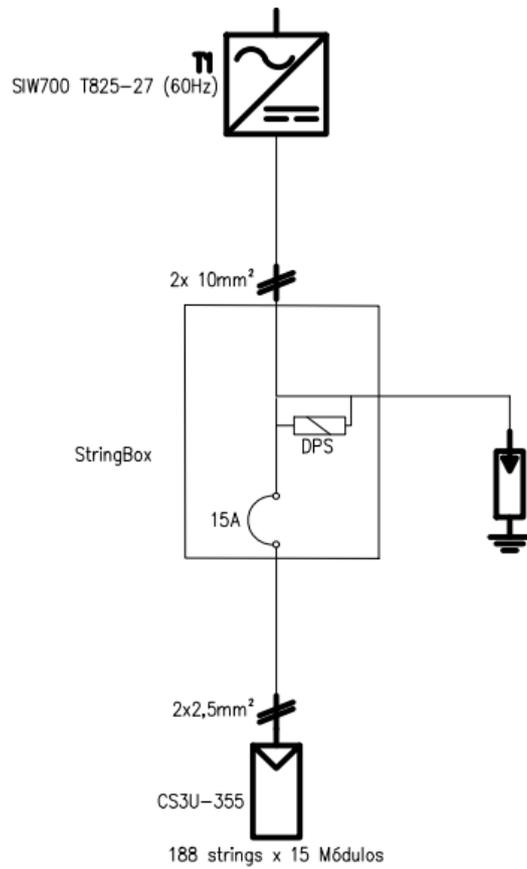


Figura 44: Detalhamento do diagrama unifilar- antes do inversor

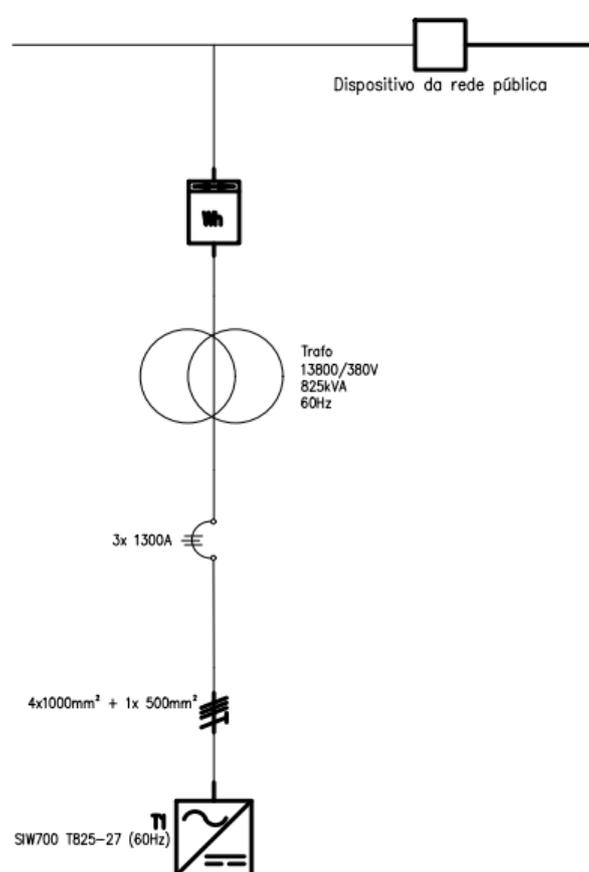


Figura 45: Detalhamento do diagrama unifilar- depois do inversor

4.8.1 Estrutura dos painéis

A estrutura de fixação dos painéis, será a de fixação em solo, feita de alumínio. Uma haste é fincada na terra (que será usada como hastes de aterramento), e são presos perfis também de alumínio para a fixação das placas.

Para se fixar os painéis, usa-se presilhas que não furam o painel mas se prendem aos trilhos da estrutura. As figuras abaixo exemplificam como será a estrutura de fixação:



Figura 46: Estrutura de fixação em solo de alumínio.



Figura 47: Detalhe da fixação do painel

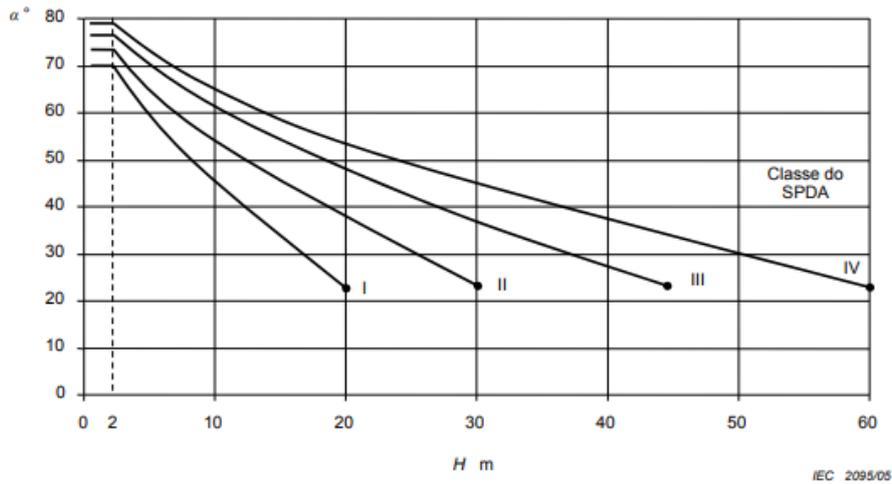
4.9 SPDA

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas, projetado segundo a ABNT-NBR5419/2015, tem as seguintes características:

Sistema de captação foi definido segundo o método do ângulo de proteção e a tabela abaixo juntamente com a figura.

Classe do SPDA	Método de proteção		
	Raio da esfera rolante - R m	Máximo afastamento dos condutores da malha m	Ângulo de proteção α°
I	20	5 × 5	Ver Figura 1
II	30	10 × 10	
III	45	15 × 15	
IV	60	20 × 20	

Figura 48: Valores máximos dos raios de proteção



NOTA 1 Não aplicável além dos valores marcados com *. Somente os métodos da esfera rolante e das malhas são aplicáveis nestes casos.

NOTA 2 H é a altura do captor acima do plano de referência da área a ser protegida.

NOTA 3 O ângulo não será alterado para valores de H abaixo de 2 m.

Figura 49: Ângulo de proteção correspondente à classe de SPDA segundo o método do ângulo de proteção

Portanto o captor utilizado será o de 2m de altura no canto da estrutura do eletrocentro. O SPDA é do tipo I e a malha de aterramento foi projetada conforme está explicado no capítulo de materiais e métodos e está na planta abaixo:

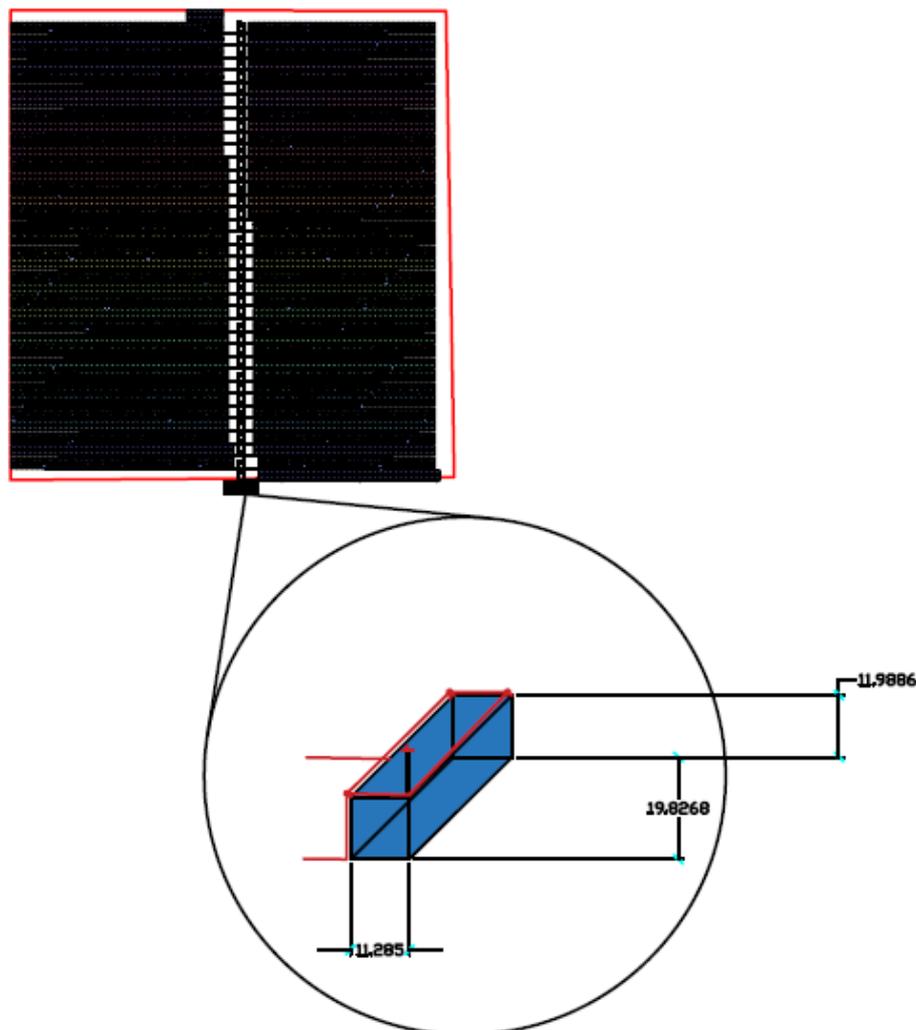


Figura 50: Desenho do SPDA da usina.

4.10 Resultado da análise financeira

4.10.1 Custo inicial

Para se fazer o levantamento dos custos iniciais da instalação da usina, foi levantado o custo dos materiais (como painéis, inversor, cabos, estrutura e outros materiais) e o de mão de obra e serviços (projeto, instalação, serviços da empresa do setor). Os painéis, como mencionado no capítulo do Método, foram analisados dois tipos com o maior fornecedor do Brasil, onde normalmente se encontram os preços mais baratos. O inversor também foi escolhido por meio da mesma metodologia de pesquisa, optando sempre pela opção mais em conta no mercado.

O orçamento dos demais custos do projeto foi feito baseado em uma empresa de mercado e em seus fornecedores. Valores que não foram possíveis de serem encontrados no mercado foram estimados de acordo com estudos do instituto IDEAL. Os valores passados seguem abaixo:

Tabela 14: Detalhamento dos custos da usina

Produto	Preço unitário	Qtd	Preço total	% custo
---------	----------------	-----	-------------	---------

				total
MODULO CANADIAN SOLAR 144CELLS 355W POLY-SI	R\$587,34	2820	R\$1.656.298,80	38,5%
INVERSOR WEG SIW700 T825 (60Hz)	R\$93.313,35	1	R\$93.313,35	2,2%
PERFIL ALUMINIO ROMAN ROOFTOP 6,3MT	R\$81,02	924	R\$74.862,48	1,7%
PERFIL ALUMINIO ROMAN ROOFTOP 1,57 MT	R\$31,92	308	R\$9.831,36	0,2%
JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO - NACIONAL	R\$11,19	924	R\$10.339,56	0,2%
TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN - NACIONAL	R\$3,46	616	R\$2.131,36	0,0%
TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM for CAN/AVP - NACIONAL	R\$4,83	5852	R\$28.265,16	0,7%
PARAFUSO CABECA MARTELO M10 28/15	R\$3,30	4004	R\$13.213,20	0,3%
PORCA M10 INOX A2	R\$0,65	4004	R\$2.602,60	0,1%
TRIANGULO SUPORTE UNIVERSAL	R\$124,08	2002	R\$248.408,16	5,8%
CONECTORES FEMEA/ MACHO WEID_CABUR_TE_MC4_ou compativel	R\$9,00	308	R\$2.772,00	0,1%
CABO SOLAR 6MM ATE 1800V CC PT ABNT NBR 16612	R\$3,00	4620	R\$13.860,00	0,3%
CABO SOLAR 6MM ATE 1800V CC VM ABNT NBR 16612	R\$3,00	4620	R\$13.860,00	0,3%
ACESSÓRIO WB-SX2-PVS- 100/120-TL/24 INPUTS	R\$20.360,54	7	R\$142.523,78	3,3%
ACESSÓRIO BRACKET - PVS-100/120	R\$362,80	7	R\$2.539,60	0,1%
STRING BOX DEHN 6 CORDAS 2 SAIDAS COM FUSIVEL	R\$1.922,12	47	R\$90.339,64	2,1%
TRANSFORMADOR A SECO 13800/380V TRI Dyn1 (60Hz) - 825kVA	R\$56.050,00	1	R\$56.050,00	1,3%
ELETROCENTRO	R\$350.000,00	1	R\$350.000,00	8,1%
INSTALAÇÃO	-	-	R\$398.200,00	9,3%
PROJETOS	-	-	R\$398.200,00	9,3%

Margem de Lucro da empresa	-	-	R\$695.800,00	
				16,2%
TOTAL			R\$4.303.411,05	100%

Portanto, o custo inicial adotado para a usina foi de R\$4.303.411,05.

4.10.2 Fluxo de caixa

Como o tempo de vida do empreendimento é de 25 anos (mesmo tempo de vida dos painéis), o fluxo de caixa foi calculado para durar o mesmo montante de tempo, somando as entradas e subtraindo as saídas do caixa.

Os custos de Operação e Manutenção da usina em geral, como limpeza dos painéis e troca de cabos e pequenos materiais que possam ser danificados ao longo do tempo, foram considerados como sendo 1% do valor do custo inicial (NAKABAYSHI, 2014).

Para essa análise, se tomará como premissa que a tarifa acompanha a inflação, o que em geral acontece, se não houver uma crise energética que pode fazer com que o reajuste da tarifa feita pela ANEEL, supere a inflação. Esse caso será estudado na análise de sensibilidade.

Como o tempo de vida de um inversor varia de 10 a 15 anos, foi feita uma análise conservadora e a troca foi realizada a cada 10 anos, implicando em custos pontuais nesses anos específicos.

A energia gerada no primeiro ano que foi considerada é de 1.558.377kWh/ano e depreciação anual dos painéis de 0,8% ao ano. A economia anual é calculada considerando a tarifa de R\$0,785/kWh que é o valor atual, de novembro, da tarifa da conta de luz para os clientes que comprarão a energia. A usina receberá 90% da energia produzida, garantindo 10% de redução na conta de luz de seus clientes, se enquadrando na modalidade de geração compartilhada.

Como o consumo próprio da usina será muito baixo, ela será apenas para produção, a tarifação escolhida para a demanda será a THS Verde do grupo A4- Comercial/Industrial com o custo de R\$10,68 por kW. Como a potência nominal da usina será igual a do inversor que é de 825kW, a demanda contratada por mês será de R\$ 8.811,00.

Também foi considerado que não haverá financiamento de nenhum banco pois o cliente determinou o limite financeiro que ele possuía para não precisar de financiamento e os custos do projeto estão abaixo desse limite.

A taxa mínima de atratividade ($i_{\text{mín}}$) escolhida é a Taxa de Juros a Longo Prazo (TJLP), que é definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. A TJLP tem período de vigência de um trimestre-calendário e é calculada a partir dos seguintes parâmetros:

I - meta de inflação calculada *pro rata* para os doze meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, inclusive, baseada nas metas anuais fixadas pelo Conselho Monetário Nacional;

II - prêmio de risco.

É a taxa básica de retorno para investimentos em infraestrutura no Brasil. O valor atual da taxa, de outubro a dezembro, é de 6,98% (BNDES, 2018).

Tabela 15: Parâmetros utilizados para o cálculo de Fluxo de Caixa

Tarifa energética	0,785(R\$/kWh)
Demanda Contratada	R\$8.811,00

Energia gerada	1.558.377kWh
Degradação a.a.	0,50%
TJLP(i)	6,98%

Tabela 16: Fluxo de Caixa

Ano	Custo Inicial	Economia anual	Custos O&M	Troca de inversor	Fluxo de Caixa/ano	VP	VPL
0	-R\$4.303.411	-	-		-R\$4.303.411	-R\$4.303.411	-R\$4.303.411
1		R\$ 1.100.993,35	-R\$51.845,11		R\$1.049.148,24	R\$980.695,68	-R\$3.322.715,37
2		R\$ 1.095.488,38	-R\$51.845,11		R\$1.043.643,27	R\$911.899,32	-R\$2.410.816,05
3		R\$ 1.090.010,94	-R\$51.845,11		R\$1.038.165,83	R\$847.927,95	-R\$1.562.888,10
4		R\$ 1.084.560,89	-R\$51.845,11		R\$1.032.715,78	R\$788.443,25	-R\$774.444,85
5		R\$ 1.079.138,08	-R\$51.845,11		R\$1.027.292,97	R\$733.130,60	-R\$41.314,25
6		R\$ 1.073.742,39	-R\$51.845,11		R\$1.021.897,28	R\$681.697,47	R\$640.383,22
7		R\$ 1.068.373,68	-R\$51.845,11		R\$1.016.528,57	R\$633.871,80	R\$1.274.255,02
8		R\$ 1.063.031,81	-R\$51.845,11		R\$1.011.186,70	R\$589.400,64	R\$1.863.655,66
9		R\$ 1.057.716,65	-R\$51.845,11		R\$1.005.871,54	R\$548.048,73	R\$2.411.704,40
10		R\$ 1.052.428,07	-R\$51.845,11	R\$93.313	R\$907.269,61	R\$462.072,82	R\$2.873.777,22
11		R\$ 1.047.165,93	-R\$51.845,11		R\$995.320,82	R\$473.843,10	R\$3.347.620,32
12		R\$ 1.041.930,10	-R\$51.845,11		R\$990.084,99	R\$440.596,82	R\$3.788.217,13
13		R\$ 1.036.720,45	-R\$51.845,11		R\$984.875,34	R\$409.682,63	R\$4.197.899,76
14		R\$ 1.031.536,85	-R\$51.845,11		R\$979.691,74	R\$380.936,98	R\$4.578.836,74
15		R\$ 1.026.379,16	-R\$51.845,11		R\$974.534,05	R\$354.207,80	R\$4.933.044,54
16		R\$ 1.021.247,27	-R\$51.845,11		R\$969.402,16	R\$329.353,65	R\$5.262.398,19
17		R\$ 1.016.141,03	-R\$51.845,11		R\$964.295,92	R\$306.243,05	R\$5.568.641,24
18		R\$ 1.011.060,33	-R\$51.845,11		R\$959.215,21	R\$284.753,70	R\$5.853.394,94
19		R\$ 1.006.005,02	-R\$51.845,11		R\$954.159,91	R\$264.771,90	R\$6.118.166,83
20		R\$ 1.000.975,00	-R\$51.845,11	R\$93.313	R\$855.816,54	R\$221.987,64	R\$6.340.154,48
21		R\$ 995.970,12	-R\$51.845,11		R\$944.125,01	R\$228.915,42	R\$6.569.069,89
22		R\$ 990.990,27	-R\$51.845,11		R\$939.145,16	R\$212.850,99	R\$6.781.920,88
23		R\$ 986.035,32	-R\$51.845,11		R\$934.190,21	R\$197.913,61	R\$6.979.834,49
24		R\$ 981.105,14	-R\$51.845,11		R\$929.260,03	R\$184.024,23	R\$7.163.858,72
25		R\$ 976.199,62	-R\$51.845,11		R\$924.354,51	R\$171.109,34	R\$7.334.968,07

4.10.3 VPL

O VPL encontrado é de R\$7.334.968,07 ao final da vida útil do projeto (25 anos). Isso mostra que o empreendimento é economicamente viável pois basta que o VPL seja maior que zero para que seja viável economicamente avaliando esse parâmetro.

4.10.4 Tempo de retorno (Payback)

O tempo de retorno do projeto é de 6 anos, e como esse valor é bem inferior ao tempo de vida útil do empreendimento, ele também se torna viável por esse parâmetro. Importante ressaltar que esse já é o tempo de retorno descontado, o que se mostra mais fiel à realidade do empreendimento.

4.10.5 TIR

A TIR foi calculada utilizando a fórmula no software Excel sobre os valores de VPL e o valor encontrado para a Taxa Interna de Retorno foi de 14,49%.

Para que o empreendimento seja viável, a TIR deve ser superior a taxa mínima de atratividade. Como i_{\min} foi considerado de 6,98%, o valor da TIR está bastante superior, isso mostra que o empreendimento é novamente economicamente viável.

4.10.6 Riscos

Todo investimento possui riscos, porém esse é definido como um investimento de baixo risco. Existe uma demanda crescente por energia, os módulos possuem 20 anos de garantia, possui um enquadramento jurídico estável, amparado pelas resoluções normativas da ANEEL, e diversas outras vantagens.

Com o intuito de identificar os fatores externos e internos que podem afetar no projeto, tanto positiva como negativamente, é de suma importância que os riscos sejam mapeados. Alguns dos riscos mais relevantes são citados a seguir:

- Riscos políticos: a política nacional influencia diretamente na aprovação de normas e licenças, além de influenciar na economia voltada para a produção de energias limpas e renováveis. O governo e seus órgãos também autorizam ou barram o desenvolvimento de novos projetos.
- Riscos econômicos: aqui são levantados os riscos em relação à operação da usina, seu regime de fluxo de caixa, produtividade, custos de infraestrutura e implementação e a própria macroeconomia do país.
- Riscos sociais: existem ainda riscos de roubo e vandalismo, que o proprietário deve se precaver, e o impacto social que a usina pode causar nos vizinhos e outros proprietários.

Analisando os riscos nessas 3 esferas foi montada a tabela de riscos abaixo:

Tabela 17: Tabela de Riscos

Grupo	Risco	Descrição
Riscos Políticos	Nível de estabilidade política	Estabilidade do governo brasileiro
	Aprovação pelo órgão local	Nível de interesse no projeto pelo conselho local
	Mudanças em políticas energéticas	Mudanças nas políticas de incentivo a esse tipo de geração energética
Riscos Econômicos	Custos de operação e manutenção	Incertezas nos custos de O&M
	Estimativa de produção devido à mudanças climáticas	Mudanças climáticas ao longo dos 25 anos de vida do projeto
	Solução de problemas de granizo	Risco de custos extras devido à precipitação de granizo e quebra de equipamentos.
	Possibilidade de	É possível que haja custos

	construção de infraestrutura para conexão	a mais para a usina para implementar e conectar o projeto.
	Mudanças no preço de energia	Risco de variação dos preços de energia
	Inflação	Influência da inflação no fluxo de caixa do projeto
Riscos Sociais	Roubo	Roubo de equipamentos
	Vandalismo	Vandalismo e depreciação no local da usina
	Aceitação social	Risco de desaprovação social dos outros moradores.

4.11 Análise de sensibilidade

Para a análise de viabilidade econômica, considerou-se que todos os parâmetros do fluxo de caixa não variavam ao longo do tempo. Porém, alguns parâmetros podem variar durante o tempo de vida do projeto devido à fatores externos como preço do dólar, avanço das tecnologias de energias renováveis, mercado externo, situação econômica do país, incentivos do governo, dentre muitas outras possibilidades.

Por isso foi feita uma análise de sensibilidade aos parâmetros que podem ser alterados com essas variáveis, para estudar o quanto a viabilidade econômica depende deles no projeto. Os parâmetros estudados foram: custo inicial, tarifa de energia e taxa mínima de atratividade. Para cada variação foi observada a TIR, o tempo de retorno e o VPL.

4.11.1 Variação do custo inicial do projeto

Para realizar esse primeiro estudo, variou-se o custo inicial do projeto de 1R\$/Wp (Custo inicial: R\$1.000.000,00) até 10R\$/Wp (Custo inicial: R\$10.000.000,00). Vários fatores podem interferir nos custos iniciais do projeto como: competitividade do mercado, promoções, impostos ou isenções deles, preço do dólar, oferta e demanda, dentre outros. Por isso é importante entender o quanto a viabilidade do projeto depende desse investimento inicial. Segue abaixo os resultados, em gráfico, dos estudos feitos:

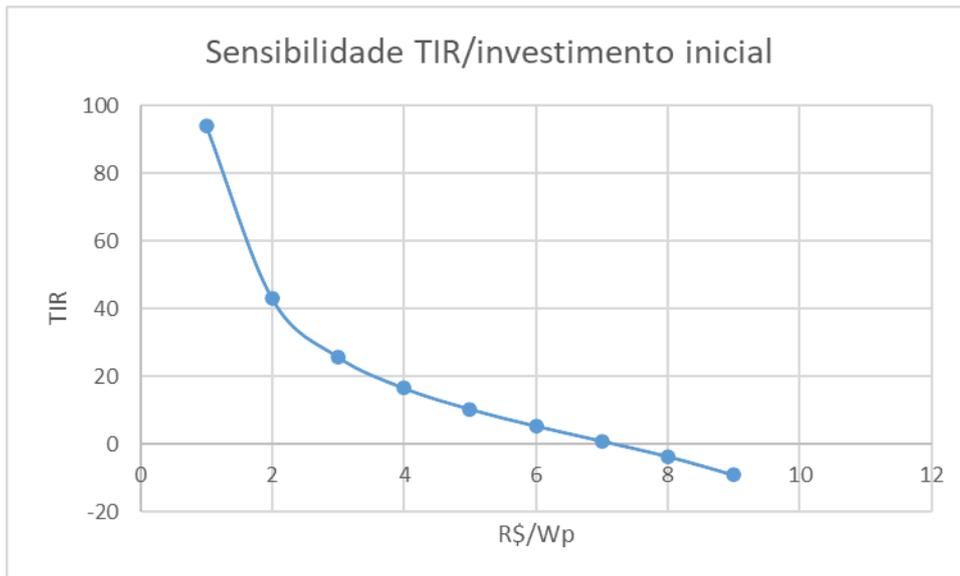


Figura 51: Mostra o quanto a TIR varia com o investimento inicial

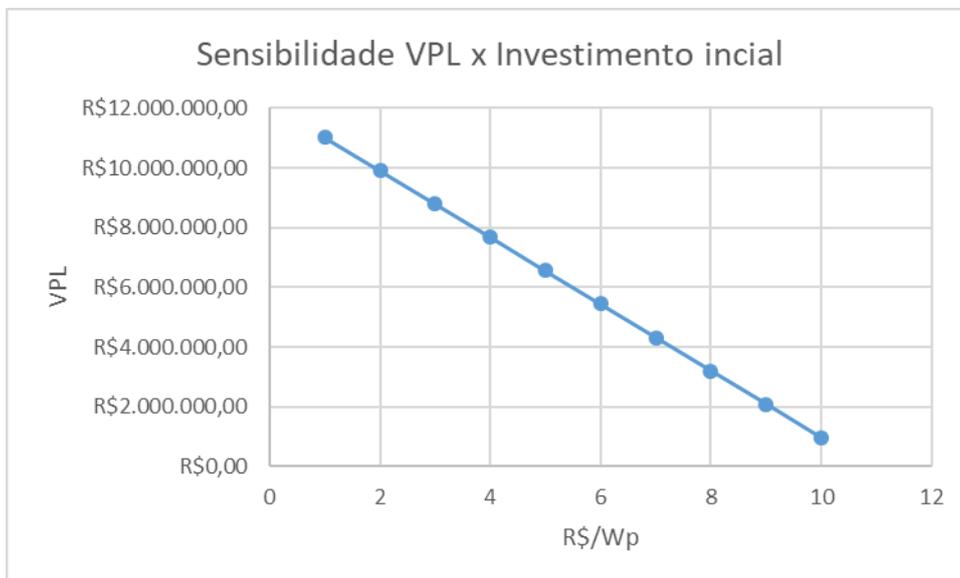


Figura 52: Sensibilidade do VPL em relação ao investimento inicial

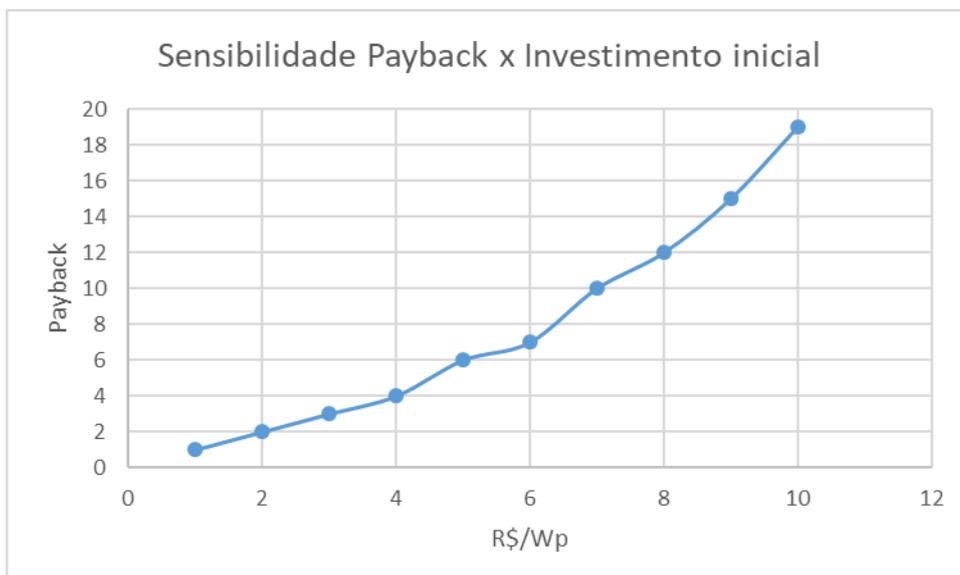


Figura 53: Sensibilidade do Tempo de retorno em relação ao investimento inicial

Ao se aumentar o investimento inicial de uma usina fotovoltaica, a TIR decresce rapidamente demonstrando alta sensibilidade, e atinge o zero perto de 7R\$/kWp. O VPL também diminui porém mais lentamente. Por fim, o tempo de retorno aumenta de maneira exponencial com o aumento do investimento inicial, o que faz sentido já que quanto maior os custos iniciais, mais tempo irá demorar para que seja pago o investimento, mantendo os outros parâmetros sem alteração.

4.11.2 Variação da taxa mínima de atratividade

Ao aumentar a taxa mínima de atratividade, que foi utilizado o mesmo valor da taxa de juros de longo prazo para o estudo de viabilidade econômica, se desvaloriza o valor futuro do empreendimento, o que impacta diretamente no quanto de lucro (ou prejuízo) se terá com o projeto. As figuras abaixo demonstram os resultados encontrados:

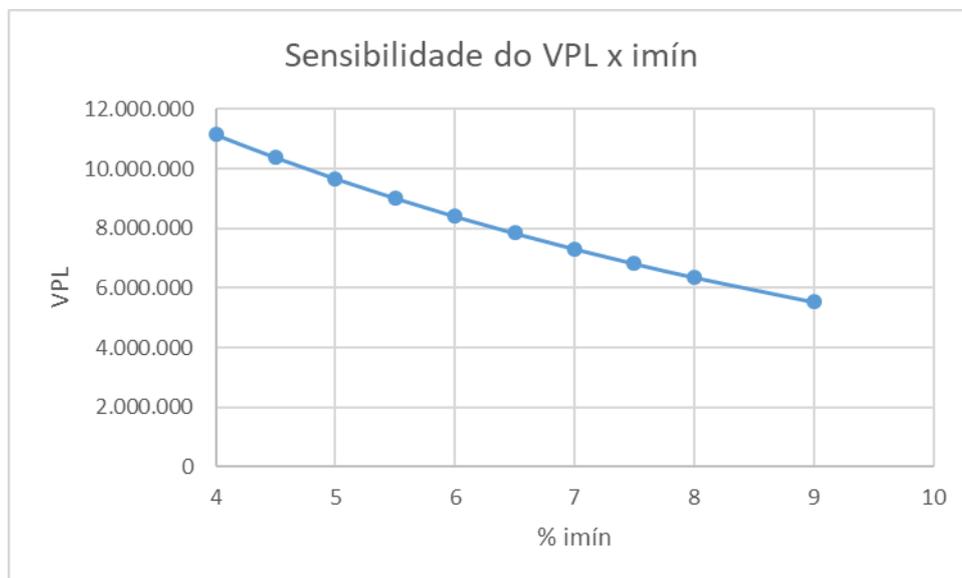


Figura 54: Sensibilidade do VPL em relação à taxa mínima de atratividade

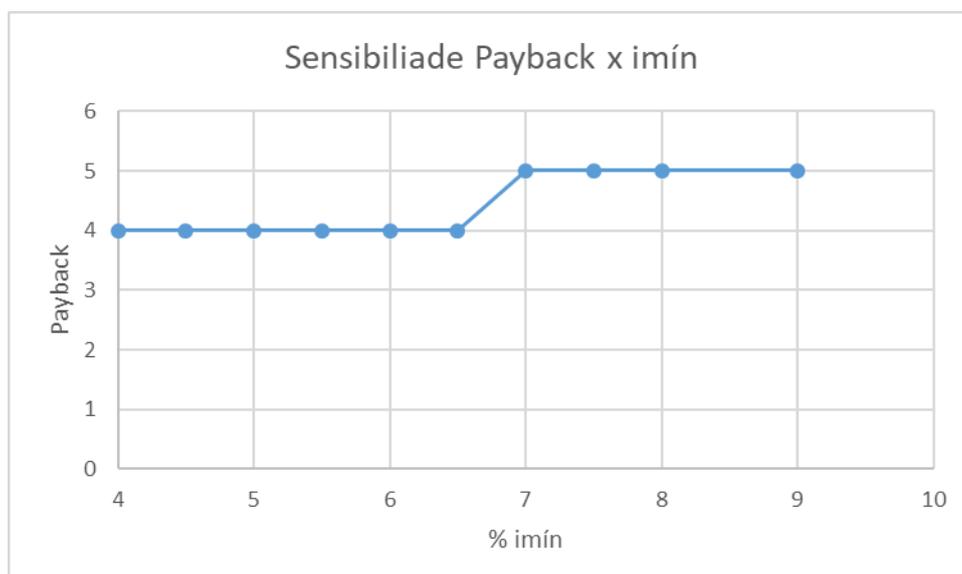


Figura 55: Sensibilidade do tempo de retorno em relação à taxa mínima de atratividade

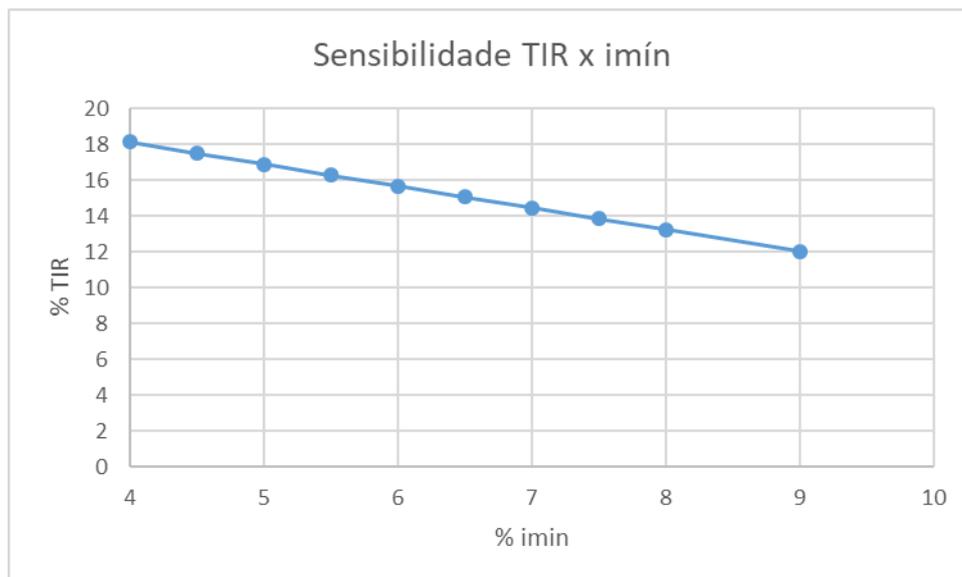


Figura 56: Sensibilidade da TIR em relação à taxa mínima de atratividade

Pode-se notar que o VPL é bastante sensível ao i_{\min} pois decresce consideravelmente com o aumento da taxa e o tempo de retorno é pouco sensível a esse parâmetro pois sobe lentamente. A TIR reduz de maneira linear à medida que a taxa aumenta.

É perceptível que o VPL é o mais afetado pelo i_{\min} , portanto essa taxa tem maior impacto no lucro final, porém não interfere tanto no tempo de retorno do investimento.

4.11.3 Variação tarifa de energia

Como foi dito anteriormente, a tarifa de energia tinha sido tomada acompanhando a inflação. Porém nem sempre isso ocorre. Em crises hídricas e energéticas a tarifa pode aumentar consideravelmente. Os gráficos abaixo foram feitos com a variação da tarifa de 0,45 R\$/kWh até 1,15R\$/kWh para se estudar o quanto os parâmetros são sensíveis a esta.

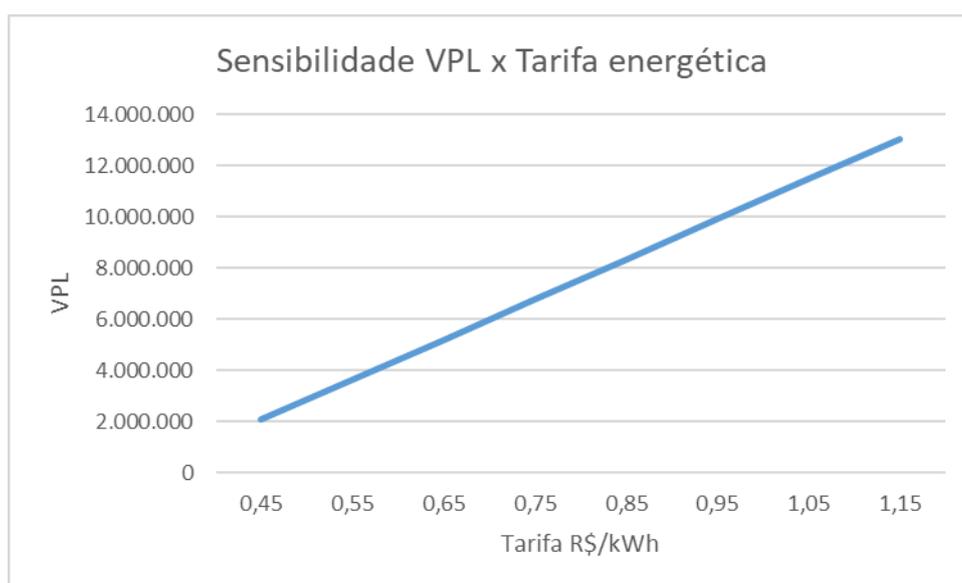


Figura 57: Sensibilidade do VPL à medida que a tarifa de energia aumenta

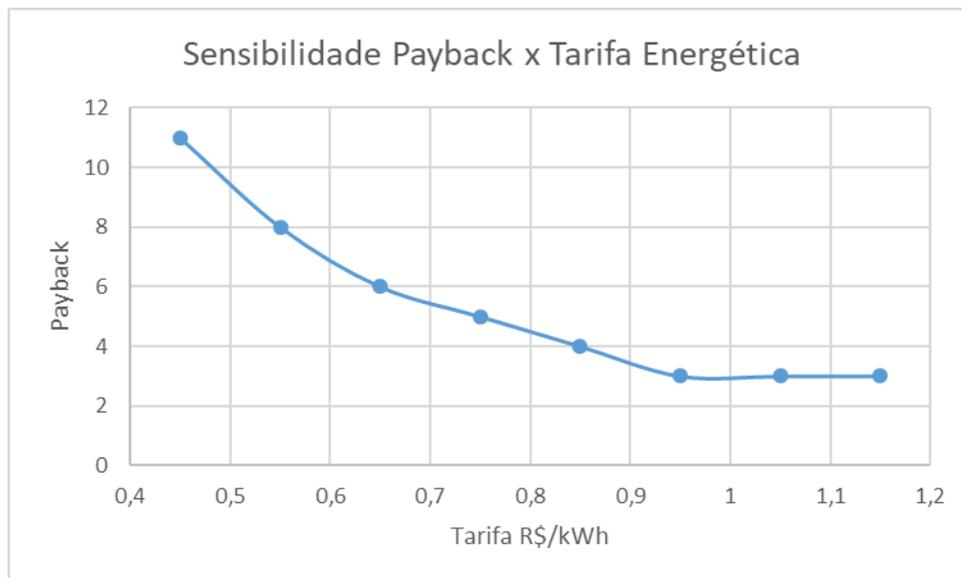


Figura 58: Sensibilidade do tempo de retorno à medida que a tarifa energética varia

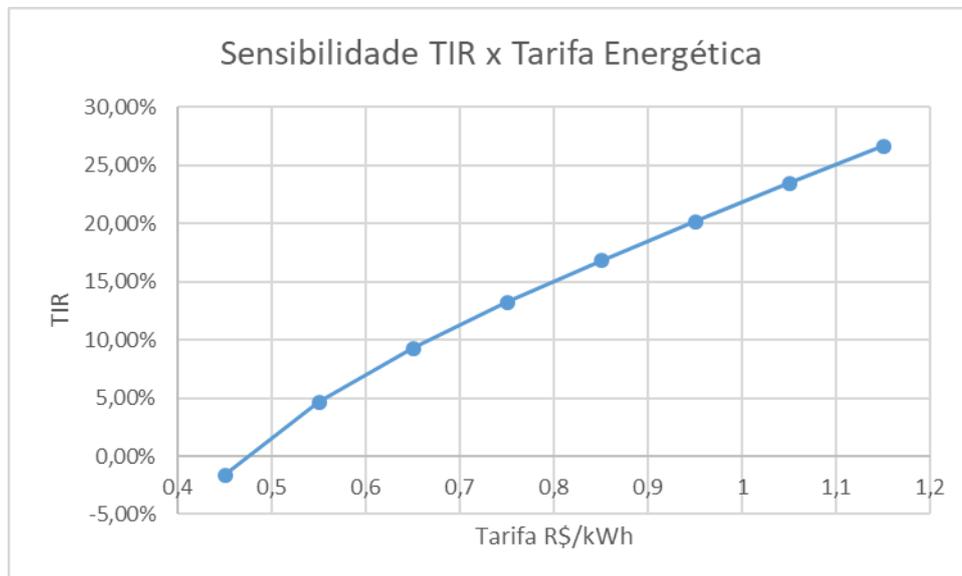


Figura 59: Sensibilidade da TIR à medida que a tarifa energética varia

Quanto maior for a tarifa de energia, maior serão os lucros do empreendimento pois venderá energia por um preço maior. Por isso o VPL aumenta linearmente com o aumento da tarifa.

Quanto maior a tarifação também teremos uma TIR mais elevada. É interessante destacar que com uma tarifa próxima de 0,45R\$/kWh o empreendimento não se torna viável, com uma TIR negativa, já que a energia estaria muito barata.

Já o tempo de retorno diminui exponencialmente com o aumento da tarifa energética, sendo o parâmetro com maior sensibilidade à essa variação.

4.12 Emissões de Poluentes

Além de toda vantagem econômica deste empreendimento, também existe um outro lado muito importante ao se instalar um sistema fotovoltaico: o impacto no meio-ambiente. Sabe-se que essa é uma energia limpa e renovável, que também promove economia na emissão de poluentes na atmosfera, e não somente economia financeira.

Ao se instalar essa usina projetada nesse trabalho, estima-se que se economizará as seguintes quantidades, em massa, de alguns poluentes, quando comparados a mesma produção de energia gerados por uma termoelétrica:

Dióxido de enxofre (SO₂): equivalente a **1.092,15kg**

Óxidos de nitrogênio (NO_x): equivalente a **1.371,89kg**

Poeira: equivalente a **48,79 kg**

Dióxido de carbono (CO₂): equivalente a **812,74 t**

5. CONCLUSÕES

Considerando os resultados das análises de projeto técnica e viabilidade econômica da instalação da usina fotovoltaica em propriedade privada do DF, foram feitas as conclusões e considerações finais a seguir.

A área escolhida é excelente para a instalação da usina pois é totalmente plana e composta majoritariamente por vegetação rasteira de fácil remoção e é grande o suficiente para comportar os painéis necessários. Tem-se 8700m² de área útil para instalação. Assim, os painéis puderam ter a melhor orientação, voltados para o norte, e a melhor inclinação.

A potência da usina é de 1MW e, com a ajuda do software SOLergo, se determinou que a geração dessa usina será de 1.558.377 kWh/ano, a geração de energia por potência instalada é de 1,556 Wh/Wp. A usina contará com 2820 módulos e 1 inversor central.

Também foi feito o estudo do sombreamento utilizando o software onde não foi encontrada nenhuma perda significativa por causa desse fator. As fileiras de módulos foram espaçadas o suficiente para que o sombreamento não interfira significativamente nos resultados, e as placas somente sejam sombreadas ao final do dia, onde a produção de energia já é menos relevante para o montante total.

Baseado nos valores encontrados no mercado de materiais disponíveis e de mão de obra no ano de 2018, o investimento inicial é de R\$4.303.411,05 e se terá gastos anuais de operação e manutenção de R\$51.845,11. Após a vida útil da usina, de 25 anos, se tem um VPL de R\$7.334.968,07 e uma TIR de 14,49% ao ano, com um tempo de retorno do investimento de 6 anos. Observando esses valores, percebe-se que é um investimento rentável.

Ao se fazer o estudo de sensibilidade do projeto e observar os gráficos resultantes, o parâmetro que mais interfere nos indicadores econômicos é o custo inicial do projeto. Fazendo a TIR e o tempo de retorno do investimento variarem exponencialmente com alterações no seu valor inicial. Como diversas pesquisas ao redor do mundo são feitas e a tendência é que a tecnologia se torne cada vez mais acessível e barata, o custo do investimento inicial de um projeto FV tende a continuar caindo nos próximos anos, como têm feitos nos anos que se passaram, tornando os próximos empreendimentos ainda mais viáveis e rentáveis.

É válido ressaltar que essa metodologia utilizada é replicável em outros projetos fotovoltaicos em que se deseja fazer uma análise técnico e econômica, respeitando as diferenças e especificidades de cada local e instalação.

Baseado nesses resultados, conclui-se que o projeto é viável técnico e economicamente. E além disso, a instalação dessa usina solar trará economias não só para o proprietário mas para diversos moradores e comerciantes do Distrito Federal, movimentando a economia local, e será um grande redutor de poluentes na atmosfera enquanto energia limpa e renovável.

Espera-se que com esse trabalho, novos empreendimentos como esse sejam estimulados e realizados em todo o país, que seja incentivado o investimento e o estudo sobre a energia solar para que essa tecnologia possa estar presente na vida das pessoas cada vez mais.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Estudo mais aprofundado de novas maneiras de configurações da usina como o uso de tracker ou inversores por strings, por exemplo. Configurações que não foram consideradas a fundo por exigências das especificidades desse projeto. Bem como o uso de tecnologias diferentes das escolhidas: filme fino e concentradores fotovoltaicos são outros exemplos.

- Análise do impacto da inserção dessa instalação FV na rede local da CEB-DF e possíveis reforços nas linhas de transmissão.

- Estudos de meios diferentes de vendas da energia produzida por usinas: leilões, consórcios, mercado livre de energia, dentre outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. **ABNT NBR 5410 2008: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, Brasil, 2008.
- ANEEL. (2012). Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482 - texto integral**. Brasília, DF.
- BEZERRA DA SILVA, Lukas. **Análise técnico-econômica da geração solar fotovoltaica no hospital regional da Ceilândia [Distrito Federal] 2017**
- BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento social. **Taxa de juros de longo prazo**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-de-juros-de-longo-prazo-tjlp>. Acesso em 11 de Outubro de 2018
- BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE,J.M. **A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, p. 4470–4482, 2011.
- CRESESB- Centro de Referência Para Energia solar e Eólica Sérgio Brito. **Potencial solar – SunData**. Disponível em: www.cresesb.cepel.br. Acesso em 25 de Agosto de 2018
- CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, Brasil, 2014. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf
- CEB - Companhia Energética Brasileira. **Tudo sobre a conta de Luz**. disponível em: <http://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/370-tudo-sobre-a-conta-de-luz> Acessado em 02 de Novembro de 2018
- DE MELLO DUARTE, Mariana. **Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte [Distrito Federal] 2016**
- FRONTIN, S.O; BRASIL, JR. A.C.P.; CARNEIRO, M.T.D.; GODOY, R.D. **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e Engenharia**. 1ª ed e atual- Brasília: Casa 73, 2017.
- INSTITUTO IDEAL. **O mercado brasileiro da geração distribuída - Edição 2018**. Florianópolis, 2018. Disponível em: [issuu.com](http://www.issuu.com). Acesso em: 30 de outubro de 2018.
- INPE. **Atlas brasileiro de energia solar**. disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html Acesso em: 13 de outubro de 2018.

LAURINDO PEREIRA, Taís. Análise técnico-econômica da viabilidade de implementação de um sistema de geração fotovoltaica no centro de ensino médio Paulo Freire [Distrito Federal] 2018

NAKABAYASHI, R. Kuzino. Microgeração fotovoltaica no brasil: condições atuais e perspectivas futuras, São Paulo, 2014.

ONU. Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. 2015. Disponível em:
<<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>.

VILLALVA, Marcelo Grandella – Energia solar fotovoltaica : conceitos e aplicações. 2ª ed rev. e atual. – São Paulo : Érica, 2015

APÊNDICES

APÊNDICE A

Exposições

Orientação e instalação de módulos fotovoltaicos, sombreamento e valores de irradiação sobre o plano dos módulos.

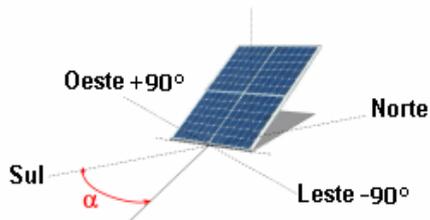


Descrição	Orientação	Inclinação	Inclinação da s...	Sombreamento	Radiação solar líquida
Exposição 1	180°	16°	0°	0,63 %	1967,7 kWh/m²a

Orientação Sombreamento Radiação solar

Tipo de Instalação:

Orientação de módulos fotovoltaicos



Orientação (azimute):



Inclinação (tilt):

Inclinação da superfície:



Módulo fotovoltaico

Módulo fotovoltaico:

Potência nominal: Área:

Usar otimizador de potência

Inversor

Temperatura de operação: Mínimo: Máximo:

O número de módulos: Área total: Potência:

Inversor:

Número de inversores: Nº máximo de ingressos utilizados:

Rastreadores simétricos:

Inv. 1

Verificações elétricas

Tensão:

Corrente:

Potência:

Número de rastreadores	MPPT 1
Módulos em série	<input type="text" value="15"/>
Conjunto de módulos paralelos	<input type="text" value="188"/>
Exposição	Exposição 1 ...
Tensão de MPP (STC)	591,0 V
Número de módulos	2820

Mesma configuração para todos os inversores

Dimensionamento

Número total de módulos: Potência nominal:

Energia produzida anualmente: Potência de pico:

Rácio dimensionamento:



Verificações

Verificações elétricas.

Limites de tensão

- ✓ Tensão mínima V_n a 70,00 °C (499,4 V) maior do que V_{mpp} mínimo (460,0V)
- ✓ Tensão máxima V_n a -10,00 °C (662,3 V) inferior a V_{mpp} máx. (850,0 V)
- ✓ Tensão a vazio V_o a -10,00 °C (773,3 V) inferior a tensão máx. do inversor (1000,0 V)
- ✓ Tensão a vazio V_o a -10,00 °C (773,3 V) inferior a tensão máxima de isolamento (1000,0 V)

Limites de corrente

- ✓ Corrente máxima de entrada relacionada a I_{sc} (1802,9 A) inferior a corrente máxima do inversor (2055,0 A)

Limites de potência

- ✓ Dimensionamento de potência (119,2%) compreendido entre 80,0% e 130,0%

