



UNILAB

**Universidade da Integração Internacional
da Lusofonia Afro-Brasileira**

**INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS**

FRANCISCO WERLEY FERREIRA DO NASCIMENTO

**DESENVOLVIMENTO DE ANALISADOR DE EFICIÊNCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS COMERCIAIS: UMA PERSPECTIVA ANALÍTICA
GEORREFERENCIADA**

ACARAPE

2021

FRANCISCO WERLEY FERREIRA DO NASCIMENTO

DESENVOLVIMENTO DE ANALISADOR DE EFICIÊNCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS COMERCIAIS: UMA PERSPECTIVA ANALÍTICA
GEORREFERENCIADA

Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energias do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof.^a Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro.

ACARAPE

2021

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Nascimento, Francisco Werley Ferreira do.

N193d

Desenvolvimento de analisador de eficiência de módulos
fotovoltaicos comerciais: uma perspectiva analítica
georreferenciada / Francisco Werley Ferreira do Nascimento. -
Redenção, 2021.

101f: il.

Monografia - Curso de Engenharia De Energias, Instituto De
Engenharias E Desenvolvimento Sustentável, Universidade da
Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção,
2021.

Orientador: Prof.^a. Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia solar. I.
Título

CE/UF/BSP

CDD 621.47

FRANCISCO WERLEY FERREIRA DO NASCIMENTO

DESENVOLVIMENTO DE ANALISADOR DE EFICIÊNCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS COMERCIAIS: UMA PERSPECTIVA ANALÍTICA
GEOREFERENCIADA

Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energias do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovada em: 25 / 08 / 2021 .

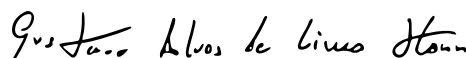
BANCA EXAMINADORA



Prof.^a . Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro (Orientadora)
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof. Dr. Allberson Bruno de Oliveira Dantas
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima Henn
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

Aos meus pais, Francisca Antonia, Francisco Wellington, a minha noiva Maria Samira e aos meus irmãos Wesley, Milena, Mikele e Emilaene.

AGRADECIMENTOS

À PROPPG, por meio do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica PIBIC/UNILAB, pelo financiamento dos estágios base da pesquisa.

A Prof.^a Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro, pela orientação e dedicação em todo o período da pesquisa e escrita deste trabalho.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Allberson Bruno de Oliveira Dantas e Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima Henn pela disponibilidade, pelas valiosas sugestões e colaborações.

Ao grupo de estudos Propriedades Elétricas nas pessoas de Cícero Neto, David Dantas, Diego Farias, José Neto, Lucas Lima, Mateus Farias e Thales Costa.

Aos meus familiares por acreditarem na minha capacidade, em especial aos meus pais Francisca Antonia e Francisco Wellington, que não mediram esforços para me ver chegar onde estou.

As minhas irmãs que por muitas vezes me ajudam e me fazem acreditar em um futuro melhor para todos.

“Um ser humano deve transformar informação em inteligência ou conhecimento. Tendemos a esquecer que nenhum computador jamais fará uma nova pergunta.” – Grace Hopper.

RESUMO

Buscando ampliar o desenvolvimento de ferramentas analíticas na área de energia solar, a seguinte proposta visa apresentar o desenvolvimento de uma aplicação desktop para avaliação de módulos fotovoltaicos comerciais em estado de operação para diversas condições ambientes e localizações. Utilizando-se dos princípios básicos já comuns ao estudo de energia solar, o presente trabalho faz uma análise do contexto atual, tanto no setor da geração pela tecnologia fotovoltaica, quanto o contexto de utilização de ferramentas computacionais para desenvolvimento de projetos e gerenciamento de recursos energéticos. O estudo inicialmente faz a revisão bibliografia nas áreas de modelagem computacional de módulos fotovoltaicos, modelagem e estimativa de radiação solar global e, por fim, o estudo de eficiência de módulos fotovoltaicos no processo de geração de energia em ambientes reais de operação. Na metodologia buscou-se criar uma cronologia para exposição das ferramentas na sequência que seriam utilizadas dentro da aplicação proposta, detalhando as três principais técnicas utilizadas sendo: digitalização de curvas I-V de imagens de referência obtidas nas folhas de dados dos módulos; extração dos parâmetros representativos dos módulo (resistência série, resistência em paralelo e fator de idealidade) e; modelo matemático de célula fotovoltaica aplicada ao método de Newton para obtenção da corrente de saída. Os principais resultados podem ser traduzidos em uma aplicação simples, mas com robustez e capacidade para fazer comparações e análises de diferentes equipamentos, avaliar regiões com boas condições para geração, além de oferecer suporte em geração de gráficos e imagens com qualidade para geração de relatórios em estudo de geração e eficiência.

Palavras-chave: Geração de energia Solar fotovoltaica. Simulador de energia. Analizador de energia. Aplicação desktop.

ABSTRACT

Seeking to expand the development of analytical tools in the field of solar energy, the following proposal aims to present the development of a desktop application for evaluating commercial photovoltaic modules in operating state for various environmental conditions and objectives. Using basic principles already common to the study of solar energy, this work analyzes the current context, both in the sector of generation by photovoltaic technology, and the context of using computational tools for project development and management of energy resources . The study bulletin reviews the bibliography in the areas of computational modeling of photovoltaic modules, modeling and estimation of global solar radiation and, finally, the study of the efficiency of photovoltaic modules in the energy generation process in real operating environments. In the methodology, we sought to create a chronology for exposing the tools in the sequence that will be used within the proposed application, detailing the three main techniques used: scanning I-V curves of reference images in the modules' data sheets; extraction of the representative parameters of the modules (series resistance, parallel resistance and ideality factor) and; mathematical model of photovoltaic cell applied to Newton's method to obtain the output current. The main results can be translated into a simple application, but with robustness and ability to make comparisons and analysis of different equipment, evaluate regions with good conditions for generation, in addition to offering support in generating quality graphics and images for generating reports in generation and efficiency study.

Keywords: Solar photovoltaic energy generation. Energy simulator. Energy Analyzer. Desktop application.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil até o ano de 2018.....	21
Figura 2 - Variação da geração de energia pela matriz elétrica brasileira	22
Figura 3 - Distribuição de radiação de corpo negro.....	24
Figura 4 - Variação da radiação solar extraterrestre de acordo com a época do ano	25
Figura 5 - Distribuição espectral da radiação solar.....	26
Figura 6 - Influencia da atmosfera terrestre no efeito de absorção e dispersão da radiação	26
Figura 7 - Componentes de radiação incidente sobre um módulo fotovoltaico	27
Figura 8 - Relação de ângulos representativos da posição solar	29
Figura 9 - Distribuição de radiação mundial	29
Figura 10 - Grão de Silício em sua forma natural.	30
Figura 11 - Composição simplificada da célula fotovoltaica	31
Figura 12 - Fluxo de corrente por uma carga externa a célula fotovoltaica	32
Figura 13 - Efeito na curva I-V de células associadas em série	33
Figura 14 - Efeito na curva I-V de células associadas em paralelo	34
Figura 15 - Principais tecnologias de módulos fotovoltaicos comerciais	35
Figura 16 - Efeito da irradiância na curva característica do módulo	37
Figura 17 - Efeito da temperatura na curva característica do módulo	39
Figura 18 - Corrente de saída como a superposição de corrente fotogerada e corrente da polarização de junção.....	40
Figura 19 - Circuito elétrico representativo do modelo ideal da célula	40
Figura 20 - Efeito da variação do fator de idealidade do diodo	44
Figura 21 - Circuito elétrico representativo do modelo ideal da célula	44
Figura 22 - Circuito equivalente do modelo com dois diodos.....	45

Figura 23 - Efeito da corrente de saturação reversa do diodo de recombinação	46
Figura 24 - Efeito da resistência em série na curva característica do módulo	47
Figura 25 - Efeito da resistência em paralelo na curva característica do módulo	47
Figura 26 - Conceito de JVM da plataforma Java	49
Figura 27 - Logomarca do JavaFX	50
Figura 28 - API como um facilitador na integração de diferentes aplicações	51
Figura 29 - Logomarca do SQLite	52
Figura 30 - Composição de imagens por meio de pixels	54
Figura 31 - Comparativo da curva I-V original e a mesma curva pós-processada.....	55
Figura 32 - Correlação entre pixel e dados da folha de dados do módulo	56
Figura 33 - Fluxograma da rotina computacional para digitalização da curva I-V do datasheet	57
Figura 34 - Interpretação gráfica do método de Newton-Raphson.....	59
Figura 35 - Ilustração de curvas I-V em STC do módulo MaxPower CS6U-320P da marca CanadianSolar.....	60
Figura 36 - Correspondência entre corrente de entrada versus corrente de saída versus tensão de entrada na equação do módulo	61
Figura 37 - Representação simplificada da correspondência entre corrente de entrada e corrente de saída no modelo matemático do módulo	62
Figura 38 - Fluxograma da rotina computacional para execução do método de Newton.....	63
Figura 39 - Organização de variáveis e constantes para aplicação do suplemento Solver na obtenção dos parâmetros do módulo.....	65
Figura 40 - Definição de configurações do Solver	65
Figura 41 - Taxa de convergência da metodologia ACT	68

Figura 42 - Fluxograma da rotina computacional para o cálculo de parâmetros R_s , R_{sh} e m do módulo.....	69
Figura 43 - Saída típica de acesso a API Meteostat.....	70
Figura 44 - RMSE e MBE médios como uma porcentagem da irradiância medida para cada modelo de céu claro em todos os locais.....	73
Figura 45 - Saída típica de acesso a API NREL (esquerda) e acesso ao PVGIS (direita)	76
Figura 46 - Área de abrangência e fonte de dados da API PVGIS.....	76
Figura 47 - Princípios da UX.....	77
Figura 48 - Sketch da tela inicial (tab 1) da aplicação proposta.....	78
Figura 49 - Sketch da tela secundária (tab 2) da aplicação proposta.....	79
Figura 50 - Janela de visualização de gráficos auxiliares	79
Figura 51 - Digitalização da curva I-V pelo processo proposto em 3.1 e pelo WebPlotDigitizer (esquerda). Gráficos de ensaio das curvas I-V do módulo CANADIAN CS6U-320P utilizado como referência de extração (direita).....	82
Figura 52 - Digitalização da curva I-V pelo processo proposto em 3.1 e pelo WebPlotDigitizer (esquerda). Gráficos de ensaio das curvas I-V do módulo JA SOLAR - JAM72S10-400 utilizado como referência de extração (direita).....	82
Figura 53 - Digitalização da curva I-V pelo processo proposto em 3.1 e pelo WebPlotDigitizer (esquerda). Gráficos de ensaio das curvas I-V do módulo LONGI-72HPH-430M utilizado como referência de extração (direita)	83
Figura 54 - Interface visual da tela inicial da aplicação - área de digitalização de curvas I-V	86
Figura 55 - Interface visual da terceira tela - área de análise de dados.....	87
Figura 56 - Interface visual da segunda tela - área para simulações.....	87
Figura 57 - Coordenadas utilizadas na simulação 1	88

Figura 58 - Simulações de rendimento de um sistema de 67,48 kWp nas coordenadas em estudo. Dados da plataforma GLOBAL SOLAR ATLAS (esquerda) e do PVGIS (direita)	89
Figura 59 - Dados do sistema 1 em avaliação pelo PVGraph	89
Figura 60 - Geração máxima média mensal de energia para as coordenadas e sistema 1	89
Figura 61 - Linha do horizonte nas coordenadas em estudo	90
Figura 62 - Coordenadas utilizadas na simulação 2	91
Figura 63 - Dados do sistema 2 em avaliação pelo PVGraph	91
Figura 64 - Geração máxima média mensal de energia para as coordenadas e sistema 1	92
Figura 65 - Simulações de rendimento de um sistema de 94,02 kWp nas coordenadas em estudo. Dados da plataforma GLOBAL SOLAR ATLAS (esquerda) e do PVGIS (direita)	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Coeficientes de correlação e desvios padrão das temperaturas medidas e aqueles calculados por diferentes modelos com ou sem efeito do vento	43
Tabela 2 - Estimativa de m , R_s e R_{sh} utilizando o Solver, método da inclinação e o PVGraph para o módulo CANADIAN CS6U-320P	84
Tabela 3 - Estimativa de m , R_s e R_{sh} utilizando o Solver, método da inclinação e o PVGraph para o módulo JA SOLAR - JAM72S10-400.....	85
Tabela 4 - Estimativa de m , R_s e R_{sh} utilizando o Solver, método da inclinação e o PVGraph para o módulo LONGI-72HPH-430M.....	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACT	Approximation and Correction Technique
AM	Air Mass
API	Application Program Interface
avg_dni	Irradiância normal direta média
avg_ghi	Irradiância horizontal global média
avg_lat_tilt	Irradiância na inclinação média da latitude
CIGS	Disseleneto de cobre-indio-gálio
GNU	General Public License
GUI	Graphical User Interface
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
HTTPS	Hypertext Transfer Protocol Secure
IA	Inteligência Artificial
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IFC	Internet Foundation Classes
ISDM	Ideal Single Diode Model
JS	JavaScript
JVM	Java Virtual Machine
MBE.	Mean Bias Error
NOCT	Normal Operations Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
RMSE	Root Mean Squared Error

SDM	Single Diode Model
SQL	Structured Query Language
STC	Standard Test Conditions
TDM	Two Diode Model
UI	User Interface
UX	User Experience

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área do módulo
a-Si	Silício amorfo
c	Velocidade da luz
CdTe	Telureto de cádmio
DDA	Dia do ano
eV	Eletrovolt
G	Irradiância incidente
GaAs	Arsenieto de gálio
G_{DF}	Irradiação solar difusa
G_{DR}	Irradiação solar direta
G_E	Irradiação extraterrestre
GHI	Soma da irradiação difusa incidente em uma superfície horizontal com a irradiação normal direta projetada na superfície horizontal
G_{ref}	Irradiância incidente em STC
h	Constante de Planck ($6,66 \times 10^{-34} \text{ W.s}^2$)
HL	Hora local
HLR	Hora local real
I	Corrente de saída do módulo
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo
I_{02}	Corrente de saturação reversa do diodo de recombinação
I_{0r}	Corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência (A)
I_{0r2}	Corrente de saturação reversa do diodo de recombinação para a temperatura de referência

I_D	Corrente que passa pelo diodo
I_{mp}	Corrente de máxima potência
I_{ph}	Corrente fotogerada pela radiação incidente
I_{sc}	Corrente de curto circuito
$I_{sc,STC}$	Corrente de curto circuito em STC
k	Constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23} \text{J/K}$)
L_{loc}	Longitude do local em questão
L_{st}	Meridiano padrão para o fuso horário local
m	Fator de idealidade do diodo
m_2	Fator de idealidade do diodo de recombinação
$m\text{-Si}$	Silício monocristalino
n_s	número de células em série que constituem o módulo fotovoltaico;
P_{out}	Potência entregue a carga
$p\text{-Si}$	Silício policristalino
q	Carga do elétron ($1,60217646 \times 10^{-19} \text{C}$)
r_d	Resistência dinâmica do diodo no ponto de máxima potência
R_s	Resistência série
R_{sh}	Resistência paralelo
S	Emitância radiante espectral
T	Temperatura absoluta
T_a	Temperatura ambiente
T_c	Temperatura da célula (K)
T_r	Temperatura de referência (= 278 K);
T_S	Tempo Solar
V	Tensão nos terminais da célula

V_g	Energia da banda proibida
V_{mp}	Tensão de máxima potência
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
$V_{oc,STC}$	Tensão de circuito aberto em STC
V_t	Potencial térmico
X_d	Tensão correspondente ao pixel selecionado
X_{dvoc}	Tensão de circuito aberto V_{oc}
X_p	posição do pixel que se deseja saber a correspondência em grandeza física
X_{pvoc}	Posição do pixel correspondente a V_{oc} dentro da matriz de pixels da imagem
α	Coefficiente de temperatura para I_{sc}
α_s	Ângulo de altitude solar
β	Coefficiente de temperatura para V_{oc}
β_i	Ângulo de inclinação
γ	Ângulo de azimute da superfície
γ_s	Ângulo de azimute solar
δ	Ângulo de declinação
η	Eficiência do módulo
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo do zênite
λ	Comprimento de onda de radiação
ϕ	Latitude
ω	Ângulo horario

SUMÁRIO

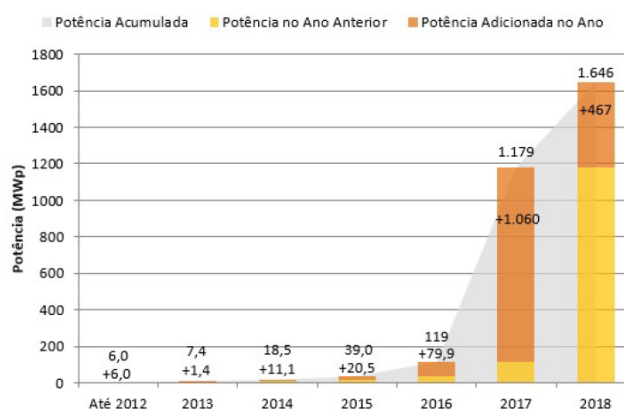
1	INTRODUÇÃO	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1	Energia Solar	24
2.1.1	Efeito fotovoltaico	30
2.1.2	Módulos fotovoltaicos	32
2.1.3	Características dos módulos fotovoltaicos	35
2.2	Efeito dos fatores climatológicos nas curvas I-V e P-V	37
2.2.1	Efeito da Radiação	37
2.2.2	Efeito da Temperatura	38
2.3	Modelos elétricos e matemáticos das células fotovoltaicas	39
2.3.1	Revisão geral dos modelos	39
2.3.2	Influência de R_s e R_p na curva I-V	46
2.4	Aplicações desktop	48
2.4.1	Aplicações comerciais de analisadores de sistemas fotovoltaicos	48
2.4.2	Java para aplicativos de computador	49
2.4.3	Application Program Interface – API	50
2.4.4	Banco de dados relacional	51
3	METODOLOGIA	53
3.1	Digitalização das curvas I-V da folha de dados	53
3.1.1	Metodologia aplicada no algoritmo computacional	57
3.2	Método de Newton-Raphson	57
3.2.1	Método de Newton-Raphson para obtenção de raízes	58
3.2.2	Método de Newton-Raphson aplicado na equação (15)	60
3.2.3	Metodologia aplicada no algoritmo computacional	62

3.3	Extração de parâmetros intrínsecos do módulo.....	63
3.3.1	Metodologia aplicada no algoritmo computacional e validação de R_{sh} e R_s	69
3.4	Obtenção de temperatura ambiente	70
3.5	Obtenção de irradiação: método empírico e utilização de APIs	71
3.5.1	Metodologia empírica	71
3.5.2	Utilização de APIs	74
3.6	Criação de Banco de Dados de Módulos	77
3.7	<i>Sketch</i> básico de layout do <i>software</i>	77
3.8	Simulação de Eficiência, Energia produzida e dados gerais.....	79
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	81
4.1	Digitalização de curvas I-V.....	81
4.2	Extração de parâmetros intrínsecos do módulo	83
4.3	Simulação de rendimento de módulos fotovoltaicos	86
4.3.1	Interface visual	86
4.3.2	Análise de simulações.....	88
	CONCLUSÃO.....	94
	REFERÊNCIAS	96
	APÊNDICE A – SOFTWARES PARA ANÁLISE DE SISTEMAS FV	99

1 INTRODUÇÃO

A demanda crescente de energia em todos os setores da sociedade aumenta o interesse e o estudo para a sua obtenção, estando agora aliado a uma consciência ambiental, a busca está focada em estratégias que acarretem menores impactos a sociedade e a natureza. Crescentes investimentos, tanto no âmbito das instituições públicas quanto privadas estão sendo feitos para o desenvolvimento e implantação de sistemas de geração de energia a partir do recurso de extrema abundância, renovável e presente em todas as regiões, o Sol. Algumas tecnologias a muito conhecidas, como aquecimento de fluidos e outras emergentes, como a produção de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos, que nas últimas décadas tem ganhado bastante destaque no setor de energia, está propiciando um ambiente de inovações e de buscas por processos mais eficientes. No ano de 2018 a utilização de painéis fotovoltaicos em sistema de micro e mini geração de energia elétrica cresceu 46% em relação ao ano anterior, com sistemas somando valores em torno de 338 MWp de potência instalada, e quando adicionado a potência instalada das usinas de geração centralizada tem-se o número de 1.646 MWp,

Figura 1 - Potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil até o ano de 2018



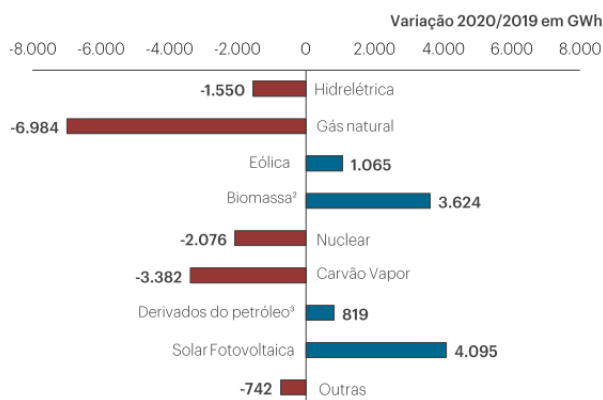
Fonte: Urbanetz et al. (2018, p. 3).

conforme a figura 1 (URBANETZ et al., 2018).

De acordo com o estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia (MEE), em sua publicação anual do Balanço Energético Nacional (BEN), o relatório de 2021 com base no ano de 2020 apontou um aumento de 61,5% da participação da geração solar fotovoltaica na oferta de energia elétrica, quando comparada ao ano de 2019. Se a análise for restrita a sistemas de micro e minigeração distribuída, o

aumento no período foi de 90,4%. Essa variação representou um aumento de 4.095 GWh, ficando a frente de todas as outras fonte de geração conforme figura a seguir (EPE, 2021).

Figura 2 - Variação da geração de energia pela matriz elétrica brasileira



Fonte: BEN. (2021, p. 40).

Conforme se observa na figura 1, os registros de sistemas de geração fotovoltaica no Brasil passam a ocorrer a partir do ano de 2012, ano de publicação da Resolução Normativa 482 (REN 482/2012), instrumento que regulariza a geração de eletricidade por pequenos consumidores e não consumidores no formato de geração distribuída, a partir de fontes renováveis, firmando um sistema de compensação na conta de energia e geração de crédito de excedentes injetados na rede elétrica.

Como qualquer outro empreendimento do setor, as implantações de sistemas de geração de energia elétrica por placas fotovoltaicas requerem a avaliação de parâmetros que afetam diretamente a eficiência do sistema e seu correto funcionamento. Um destes parâmetros é a temperatura de operação. Esta análise pode ser feita por meio de ensaios em amostras de teste ou por meio de simulações computacionais, esta última garantindo uma análise profunda dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, ao mesmo tempo que descarta a possível aquisição do equipamento e utilização de um laboratório de análises.

A literatura dispõe dos mais variados métodos computacionais para simulação de painéis fotovoltaicos, bem como da estimativa dos parâmetros elétricos para estas simulações, assunto também abordado neste trabalho, porém, em sua maioria, estes métodos requerem a utilização de elevada carga matemática e muitas vezes estes métodos apresentam erro associado incompatível à sua onerosidade associada.

Outro estudo de impacto para implementação de sistemas de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos é o que determina os índices de irradiação para a região onde será implantado o sistema. Os resultados deste estudo indicam a viabilidade ou não do

empreendimento, já que, os equipamentos de geração, conversão e estrutural serão dimensionados com base no estudo de disponibilidade energética.

Não existe uma diversificação de ferramentas computacionais de auxílio para dimensionamento e previsão de geração de energia fotovoltaica disponível, que seja de fácil manuseio, com dados e informações confiáveis e que seja de caráter gratuito. Em buscas na internet pode-se encontrar alguns que atendam parte dos pré-requisitos apontados anteriormente.

Assim, prover uma metodologia eficaz baseado em métodos computacionais para simulação de painéis fotovoltaicos em condições reais de operação, tendo como parâmetro de entrada a localização, ao mesmo tempo atentando a procedimentos de baixa complexidade de execução será o foco deste trabalho. Os resultados devem ser visualmente ricos e de fácil interpretação, com informações diretas e concisas, levando ao desenvolvimento de uma aplicação para desktop atendendo aos princípios de utilização para previsão e geração por sistemas fotovoltaicos.

Para alcançar os objetivos será feito um levantamento de técnicas, procedimentos e tecnologias que em conjunto criem uma plataforma rica em dados e recursos. Será feito também, para efeito de validação dos resultados da aplicação proposta, análises comparativas das informações geradas com informações de plataformas já consolidadas no mercado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

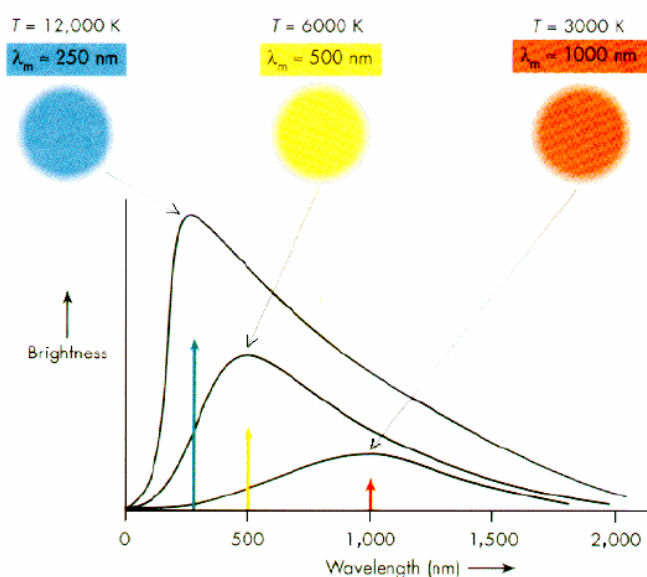
Nesta seção será feito um levantamento de autores, técnicas e tecnologias que será a base para o desenvolvimento do que se propõe neste trabalho. Inicialmente, será apresentado uma revisão geral da Energia Solar, verificando os processos na geração por módulos fotovoltaicos e suas características básicas. Em seguida, serão revisados os principais modelos elétricos e matemáticos representativos das células fotovoltaicas, e por fim, uma subseção será dedicada a apresentar as tecnologias que farão parte do estudo.

2.1 Energia Solar

Composto em sua maioria por hidrogênio (75%), hélio (23%) e outros derivados de fusão nuclear(2%), o Sol é uma imensa esfera gasosa, com temperatura variando entre 15 milhões e 20 milhões de Kelvins. A fusão de átomos de hidrogênio emite grande quantidade de energia, propagando-se pelo espaço vazio como ondas eletromagnéticas, tendo uma temperatura na superfície em torno de 6.000 K. Esta temperatura média, vista da terra equivale à emissão de corpo negro, sendo este um absorvedor e emissor de radiação eletromagnética com 100% de eficiência em todos os comprimentos de onda.

De acordo com a figura 3, ao fazer o gráfico de intensidade luminosa pelo comprimento de onda, obtida a partir da emissão de corpo negro e definida pela equação de Planck, a curva irá atingir o pico em um comprimento de onda que depende da temperatura do corpo emissor. Quanto maior a temperatura, menor o comprimento de onda no pico da curva. Vê-se também

Figura 3 - Distribuição de radiação de corpo negro

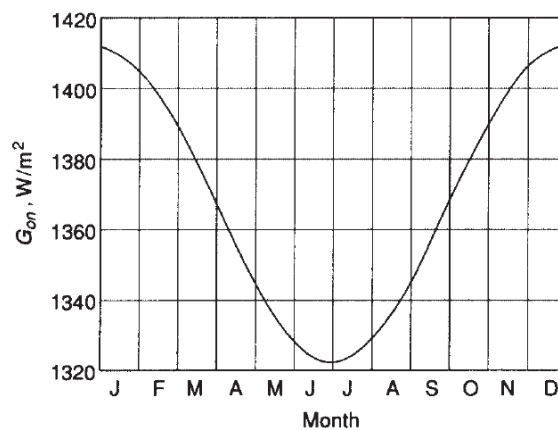


Fonte: Kininger. (2003, p. 16).

que há um aumento de intensidade de emissão para todo comprimento de onda quanto maior for a temperatura (KININGER, 2003).

Por diversos fatores, a radiação solar fora da atmosfera terrestre não é a mesma que chega à superfície. Experimentos indicam que o fluxo radiante que chega à parte superior da atmosfera é praticamente constante, influenciado basicamente pela grande distância do Sol a terra e pela pequena proporção do planeta nessa escala de espaço. A constante solar define a quantidade média de energia recebida, em uma unidade de tempo, em uma unidade de área perpendicular ao caminho da radiação fora da atmosfera na distância média da órbita da Terra em torno do Sol, estimado em 1367 W/m^2 . O valor real flutua em torno dessa média em consequência da constante mudança na distância que o planeta descreve em sua trajetória pelo espaço dentro de um ano, com uma variação de fluxo de radiação extraterrestre em torno de $\pm 3,3\%$, como observado na figura 4 (DECEASED; BECKMAN, 2013; KININGER, 2003).

Figura 4 - Variação da radiação solar extraterrestre de acordo com a época do ano

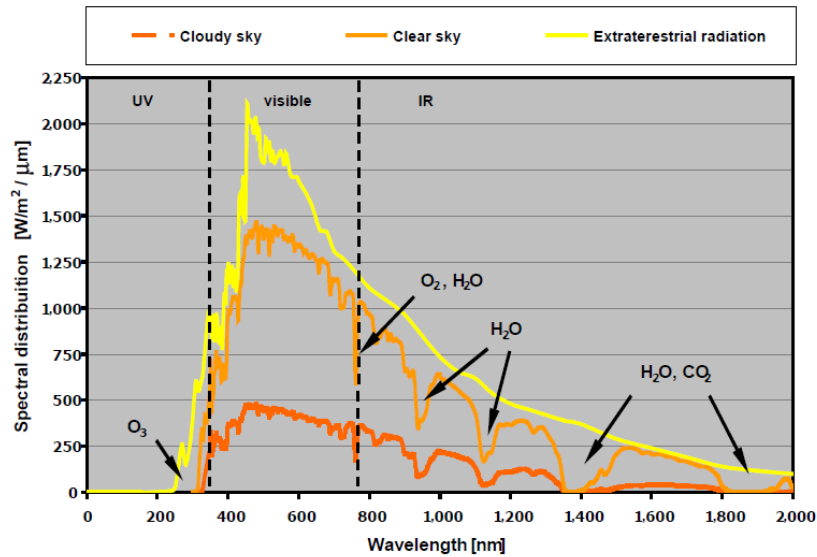


Fonte: Deceased, Beckman. (2013, p. 9).

Conforme a figura 5, ao passar pela atmosfera a radiação solar sofre atenuação, podendo ser reflexão ou espalhamento ocasionada por nuvens (umidade e partículas de gelo), material particulado (poeira, fumaça, neblina ou neve) e gases em geral. Em condições de céu nublado, uma fração apenas da radiação chega efetivamente a superfície terrestre.

A reflexão da radiação pelas nuvens vai depender de sua espessura e do seu albedo (proporção da luz refletida para a luz incidente), quanto mais espessas irão refletir até 80% da radiação. A reflexão de comprimentos de onda específicos em condições de céu sem nuvens é o fator responsável pela cor azul, quando o grau de dispersão é alto. O grau de dispersão é determinado pelo comprimento que a luz percorre na atmosfera, denominada massa de ar (ou *Air Mass* - AM) (KININGER, 2003).

Figura 5 - Distribuição espectral da radiação solar

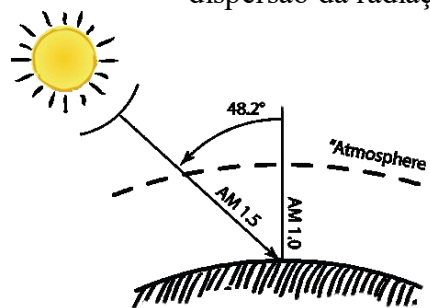


Fonte: Kininger. (2003, p. 18).

Neste ponto pode-se introduzir alguns termos largamente empregados em estudos de energia solar e que serão cruciais ao desenvolvimento deste trabalho:

- Massa de Ar (AM): com o Sol no topo, com θ_z igual a zero, o céu parece branco azulado pois existe pouca dispersão da radiação extraterrestre nos baixos comprimentos de onda.

Figura 6 - Influencia da atmosfera terrestre no efeito de absorção e dispersão da radiação



Fonte: <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/469>

No nascer e pôr do Sol, este caminho aumenta, fazendo com que a luz para comprimentos de onda curto sejam dispersados neste longo caminho deixando passar apenas a radiação com maiores comprimentos de onda, por isso a tonalidade laranja ao vermelho dos raios solares.

AM pode ser definido matematicamente como:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z}, \quad (1)$$

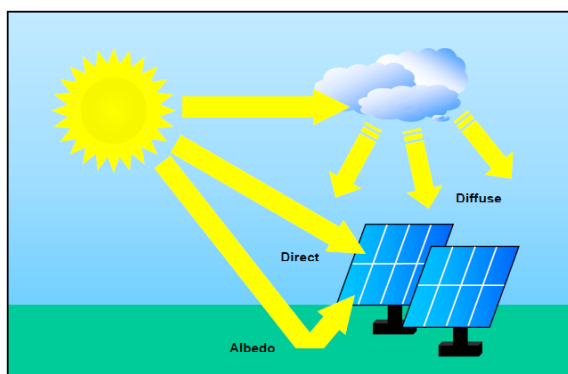
sendo:

θ_z ângulo do zênite (°).

- Radiação solar direta: Radiação solar sem ter passado por espalhamento ou absorção;
- Radiação solar difusa: radiação recebida que sofreu espalhamento atmosférico;
- Radiação solar global: é a soma da radiação solar direta mais a radiação solar difusa;
- Irradiância (W/m^2): taxa de energia radiante incidente em uma superfície por unidade de área da superfície. Para a irradiância será considerado a letra G, com um subscrito que irá diferenciar a que componente o símbolo se refere.
- Tempo solar: definido pelo movimento angular aparente do Sol no céu com o meio-dia solar, momento em que o Sol cruza o meridiano do observador (DECEASED; BECKMAN, 2013);

Considerando o que foi exposto, em sistemas de energia solar com geração por meio de módulos fotovoltaicos, a radiação incidente sobre os módulos pode vir de três formas, sendo: radiação direta, sofrendo apenas a atenuação da radiação extraterrestre até a superfície do planeta; radiação difusa como resultado do espalhamento de radiação na atmosfera terrestre e; albedo como a radiação refletida pelos corpos circundantes aos equipamentos. A figura 7 traz a ilustração do exposto.

Figura 7 - Componentes de radiação incidente sobre um módulo fotovoltaico



Fonte: Kininger. (2003, p. 21).

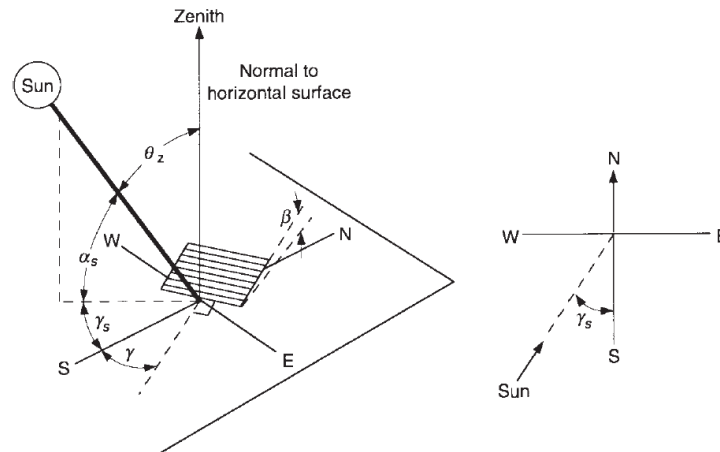
A distribuição anual e a quantidade total de energia são influenciadas pelo clima e condições meteorológicas, que estão relacionadas à localização e às estações do ano. A movimentação da terra e a inclinação do seu eixo de rotação modificam a posição do Sol no céu para determinada época do ano, variando a quantidade de horas de sol e os níveis máximos

e mínimos de radiação. O estudo da posição solar é outro fator determinante na busca por previsibilidade em recursos energéticos solares. Para tanto, abaixo serão apresentados alguns termos e definições bases para o estudo e gerenciamento de recursos em energia solar, e em seguida, tais definições serão apresentadas na figura 8.

- Latitude (ϕ): a localização angular ao norte ou ao sul do equador, norte positivo, $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$;
- Declinação (δ): a posição angular do sol ao meio-dia solar (ou seja, quando o sol está no meridiano local) em relação ao plano do equador, norte positivo; $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$;
- Inclinação (β_i): o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal, $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$. ($\beta > 90^\circ$ significa que a superfície tem um componente voltado para baixo).
- Ângulo de azimute da superfície (γ): o desvio da projeção em um plano horizontal da normal para a superfície do meridiano local, com zero estando direcionado ao sul, leste negativo e oeste positivo; $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$;
- Ângulo horário (ω): o deslocamento angular do Sol a leste ou oeste do meridiano local devido à rotação da Terra em seu eixo a 15° por hora; manhã negativo, tarde positivo;
- Ângulo de incidência (θ): o ângulo entre a radiação direta em uma superfície e a normal a essa superfície;
- Ângulo zenital (θ_z): ângulo entre a vertical e a linha com o sol, ou seja, o ângulo de incidência da radiação direta em uma superfície horizontal;
- Ângulo de altitude solar (α_s): o ângulo entre a horizontal e a linha com o sol, ou seja, o complemento do ângulo zenital;

- Ângulo de azimute solar (γ_s): o deslocamento angular do sul da projeção da radiação direta no plano horizontal. Os deslocamentos a leste do sul são negativos e a oeste do sul são positivos (DECEASED; BECKMAN, 2013).

Figura 8 - Relação de ângulos representativos da posição solar

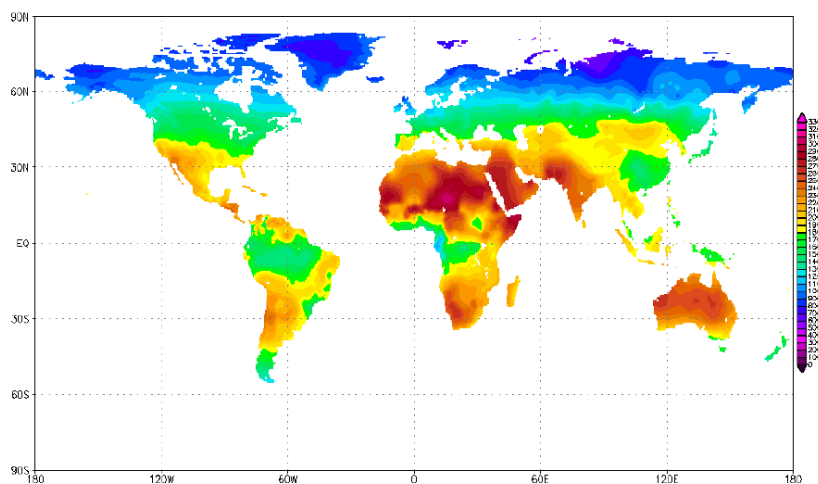


Fonte: Deceased, Beckman. (2013, p. 13).

A posição do Sol durante o ano é um fator crucial na observação dos índices de radiação para determinada região, em conjunto com as particularidades regionais que tem tanta influência em igual proporcionalidade, fato destacado na figura 9 (KININGER, 2003).

Em uma análise superficial já é possível observar que na região amazônica, os índices de radiação são menores que em outras partes do Brasil, ou ainda, na região do deserto do Saara os níveis de radiação são os maiores em todo o planeta.

Figura 9 - Distribuição de radiação mundial



Fonte: Kininger. (2003, p. 21).

2.1.1 Efeito fotovoltaico

Basicamente o efeito fotovoltaico é a conversão de radiação eletromagnética em energia elétrica, que por meio da interação da radiação solar com o meio material incorre na separação e geração de cargas eletricamente carregadas. Tal efeito foi relatado inicialmente por Becquerel em 1839, quando realizava experimentos eletroquímicos, nas suas observações, destacando o fenômeno de corrente elétrica em eletrodos metálicos em exposição a luz (OLIVATI, 2000; VASCONCELOS, 2017).

Quando um material semicondutor que contém uma barreira de potencial é exposto a iluminação, e esta barreira está entre áreas com diferentes níveis de condutividade, terá as condições para que ocorra o efeito fotovoltaico no sólido. Pelo efeito de fotogeração, as cargas elétricas recém-criadas serão separadas pela barreira de potencial ficando em um estágio de liberdade de condução. Por sua vez, o efeito de fotogeração ocorre quando há o surgimento de pares de elétrons e um fóton incidente promove o elétron da camada de valência para a camada de condução do material, criando neste local uma lacuna. Para que o elétron seja promovido a camada de condução, a energia incidente deve ter um valor mínimo, caso contrário o elétron não conseguirá superar a barreira de potencial. Este é definido como o *gap* de energia para promoção do elétron, que é medido em eletrovolts ou eV (OLIVATI, 2000).

Em 1954, na cidade de Murray Hill, New Jersey, Calvin Fuller desenvolveu nos laboratórios Bell o processo conhecido como dopagem do Silício, que de forma geral melhorava as condições para a condução de corrente por parte deste elemento químico. Este processo foi aperfeiçoado ainda nos laboratórios Bell por Gerald Pearson (AYRÃO, 2018).

Figura 10 - Grão de Silício em sua forma natural.



Fonte: <https://www.ecycle.com.br>

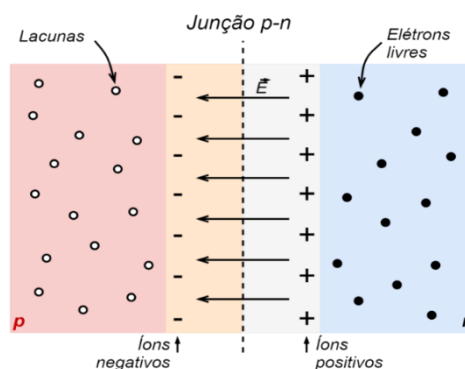
O Silício, em sua forma comumente encontrada na natureza apresenta-se como grãos, com impurezas e imperfeições na estrutura que inviabiliza qualquer aplicação tecnológica. O processo de purificação cria estruturas cristalinas, porém, não é um bom condutor de corrente nessas condições. O que se fez nos laboratórios Bell, que determinou o marco para a era

moderna da energia solar, foi, portanto, a introdução em baixa escala nessa estrutura cristalina de alguns elementos denominados impurezas. A aplicação de baixas porcentagens do elemento Fósforo na estrutura do Silício ou, também definido dopagem do Silício com Fósforo, resulta em uma estrutura com elétrons livres, ou seja, estrutura com carga parcial negativa (Silício tipo N). Ao se fazer a dopagem do Silício com baixas porcentagens do elemento Boro cria-se uma estrutura com carga parcial positiva (Silício tipo P), ou seja, estrutura com lacunas com afinidade a cargas negativas. Em ambos os casos, a estrutura está eletricamente neutra, apresentando apenas uma configuração com pré-disposição a mudança de comportamento de suas cargas sob efeito de campos eletromagnéticos externos (NASCIMENTO, 2004).

Em uma célula fotovoltaica, a camada superior exposta a radiação é composta por uma fina camada de Silício do tipo N, já a camada inferior tem espessura maior e é composta por Silício tipo P. O processo de junção das camadas culmina na formação de um campo elétrico interno determinada barreira de potencial, originadas no momento em que as cargas negativas da camada N migram para a camada P para preencher as lacunas, como observado na figura 11.

Ao incidir radiação solar sobre a célula, a camada de valência fornece elétrons a camada de condução, a barreira de potencial se encarrega de capturar essas cargas e direciona-las em sentidos opostos dentro da célula, impedindo sua recombinação. Se o elétron que foi promovido a camada de condução estiver na parte inferior da célula, ele será atraído pelo campo elétrico para subir a camada superior, e a lacuna gerada será repelida para o mais longe possível da barreira de potencial. O processo inverso ocorre quando o elétron que passou a camada de condução estiver na parte superior da célula.

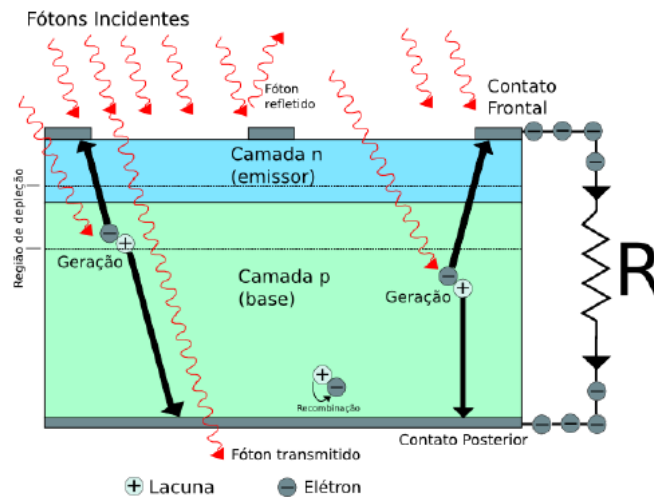
Figura 11 - Composição simplificada da célula fotovoltaica



Fonte: <https://www.laibersolar.com/blog-do-laiber/energia-solar-fotovoltaica-principios-fisicos>

Se um condutor for conectado externamente à célula com uma carga R , as partículas carregadas observam um caminho alternativo para se recombinarem, sendo assim conduzidas por esta via, criando um fluxo de cargas, como observado na figura 12. A intensidade do fluxo de cargas é proporcional ao nível de radiação incidente, cessando o fluxo de corrente caso a energia sobre a mesma seja nula.

Figura 12 - Fluxo de corrente por uma carga externa a célula fotovoltaica



Fonte: Carvalho (2014, p. 17)

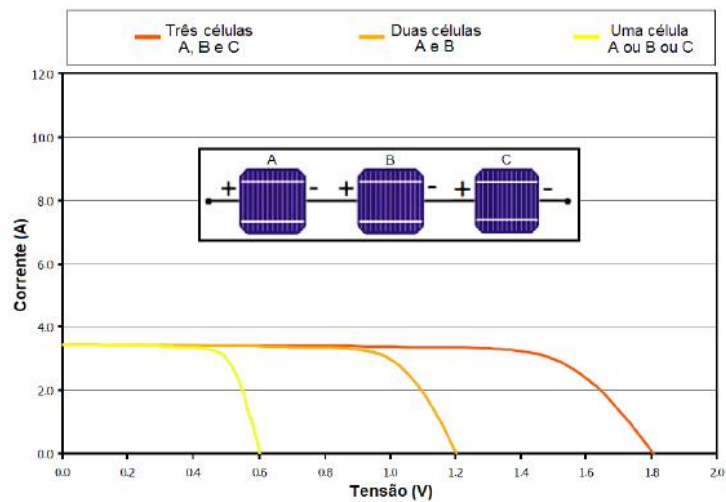
Em 25 de Abril de 1954 foi apresentada a primeira célula fotovoltaica na reunião anual da *National Academy of Sciences*, na cidade de Washington, com sua primeira aplicação comercial ocorrendo no ano seguinte para alimentar uma rede de telefonia no estado da Geórgia.

2.1.2 Módulos fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos são equipamentos que efetivamente fazem a conversão da radiação solar em energia elétrica. Constituídos essencialmente de células conectadas elétrica e mecanicamente em série e ocasionalmente conectadas em arranjos série/paralelo. Os arranjos das células buscam a configuração de melhor eficiência dos dispositivos, sendo também reproduzido na conexão dos módulos. As células em geral apresentam baixa tensão, sendo de 0,6 V para células de Silício cristalino, notadamente baixo para as aplicações de geração de energia, assim, as associações em série se apresentam como a associação de baterias, e a associação em paralelo irá aumentar a corrente final do sistema (BUENO, 2016).

Na associação em série o anodo de cada célula é conectado ao catodo de outra célula. A tensão final nos terminais é o produto da tensão de uma célula pela quantidade de células em série, a corrente que atravessa a associação se mantém constante, como representado na figura 13. A corrente do sistema é limitada pela célula que tiver menor rendimento, seja por ter características construtivas diferentes, seja por alguma interferência externa como sujeira e sombreamento, o que se deve evitar ao máximo, podendo ocasionar superaquecimento das células. Os mesmos princípios se aplicam a associação em série de módulos fotovoltaicos.

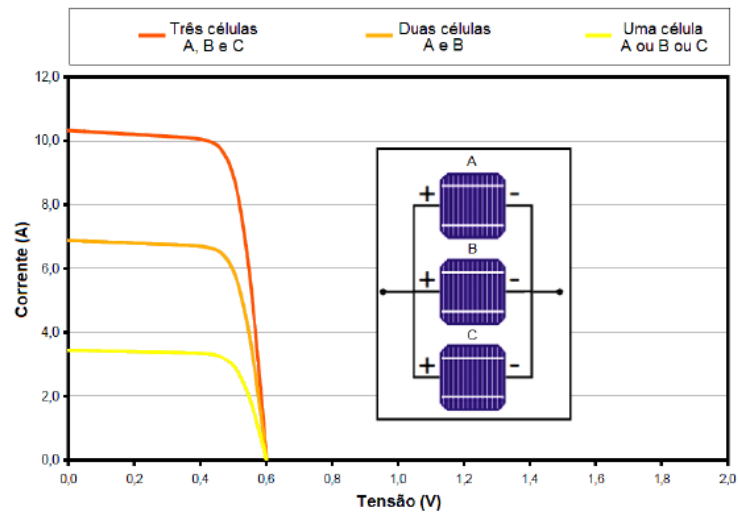
Figura 13 - Efeito na curva I-V de células associadas em série



Fonte: Bueno (2016, p. 37)

Para células associadas em paralelo, os anodos são conectados entre si e os catodos conectados entre si, conservando-se a tensão do sistema e soma-se as correntes individuais de cada célula do sistema, ou multiplica-se a corrente de uma célula pela quantidade de células associadas em paralelo. A representação da associação é observada na figura 14, com os mesmos princípios sendo aplicado a associação de módulo em paralelo.

Figura 14 - Efeito na curva I-V de células associadas em paralelo

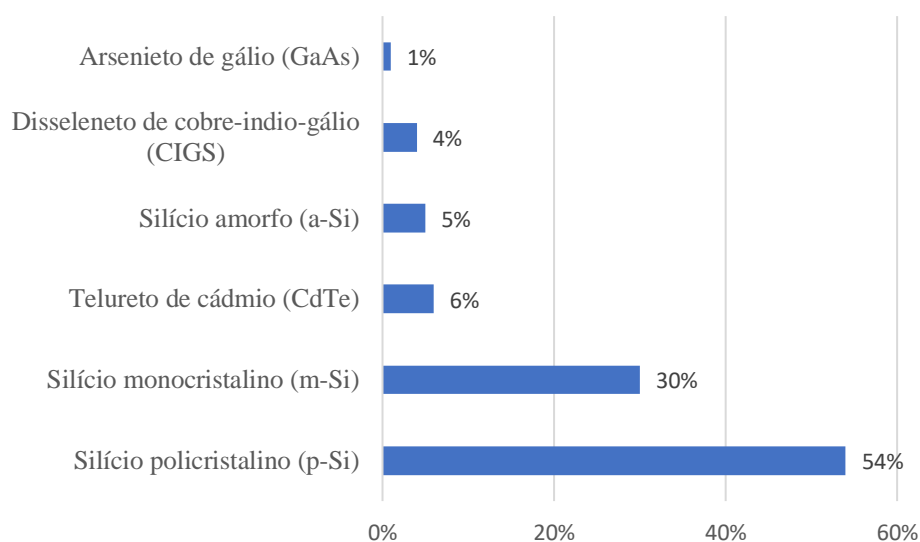


Fonte: Bueno (2016, p. 37)

Apesar de terem basicamente a mesma estrutura eletromecânica, os módulos fotovoltaicos podem ser classificados quanto ao tipo de tecnologia empregado na fabricação das células. Apesar do grande avanço no setor de pesquisas na área, com tecnologias se apresentando promissoras, atualmente as principais tecnologias usadas para fabricação de módulos fotovoltaicos podem ser resumidas em seis grupos: Silício policristalino (p-Si); Silício monocristalino (m-Si); Telureto de cádmio (CdTe); Silício amorfo (a-Si); Disseleneto de cobre-indio-gálio (CIGS); Arsenieto de gálio (GaAs) (AYRÃO, 2018; BÜHLER; SANTOS; GABE, 2018).

O mercado mundial, de forma majoritária, aplica em seus projetos os módulos obtidos a partir de Silício policristalino. A figura 15 resume a distribuição da utilização das tecnologias aplicadas mundialmente.

Figura 15 - Principais tecnologias de módulos fotovoltaicos comerciais



Fonte: Adaptado de Osarumen, O. et al (2016, p. 7)

2.1.3 Características dos módulos fotovoltaicos

A caracterização dos módulos fotovoltaicos é resumida em sua folha de dados ou, do inglês, *datasheet* do módulo. Nele são encontradas as principais informações para avaliação do equipamento, contendo as características elétricas e mecânicas necessárias para realização de análises de desempenho.

Essencialmente, na folha de dados encontra-se a curva I-V do módulo, que é a curva característica do equipamento elaborada em condições de teste padrão (STC, do inglês *Standart Test Conditions*), além da indicação de quatro pontos importantes desta curva. As condições de teste padrão STC são as condições padrões em que as medições devem ser feitas e apresentadas para cada lote de módulos por todos os fabricantes, tornando mais fácil a comparação entre modelos e fabricantes. De acordo com a *International Electrotechnical Commission* (IEC) no procedimento IEC 60904-1, essas condições são definidas como (COMMISSION, 2006; MUÑOZ-GARCÍA et al., 2012):

- Irradiância: 1000 W/m;
- Temperatura da célula: 25°C;
- Distribuição espectral: AM 1.5 (de acordo com a IEC 60904-3);
- Velocidade do vento igual a 1,5 m/s;
- Incidência normal ao plano do módulo.

Os quatro pontos da curva I-V tabelados na folha de dados são:

- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): quando um condutor faz a interligação dos terminais positivo e negativo do módulo e a tensão estabelecida for igual a zero, o sistema estará em curto e a corrente será máxima. Este é o local onde a curva característica do módulo corta o eixo Y;
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): se os terminais estão isolados e nenhuma corrente flui pelo circuito externo do módulo então a tensão medida nessas condições é a tensão de circuito aberto. Na curva é o ponto onde ocorre a interseção com o eixo X;
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): corrente atribuída ao módulo quando o equipamento fornece a maior potência instantânea em operação;
- Tensão de máxima tensão (V_{mp}): tensão atribuída ao módulo quando o equipamento fornece a maior potência instantânea em operação;
- Eficiência do módulo (η): indica a efetividade do equipamento em converter a energia radiante solar em energia elétrica. É definido pela relação entre a máxima potência de saída do módulo em STC e a energia solar incidente, como apresentado na equação:

$$\eta = \frac{P_{out}}{AG}, \quad (2)$$

onde:

- P_{out} Potência entregue a carga (W);
- A Área do módulo (m^2);
- G Irradiância solar (W/m^2).

Sendo um fator determinante na eficiência de módulos, a folha de dados reserva uma seção para apresentar os dados de fatores característicos de temperatura e como o seu acréscimo acima da STC influenciará as características elétricas dos módulos. A tabela de características de temperatura apresenta três coeficientes:

- Coeficiente de temperatura para P_{max} ($\%/^{\circ}C$): um coeficiente negativo indicando em porcentagem a diminuição de P_{max} para o incremento de uma unidade de temperatura;
- Coeficiente de temperatura para V_{oc} ($\%/^{\circ}C$): um coeficiente negativo indicando em porcentagem a diminuição de V_{oc} para o incremento de uma unidade de temperatura;

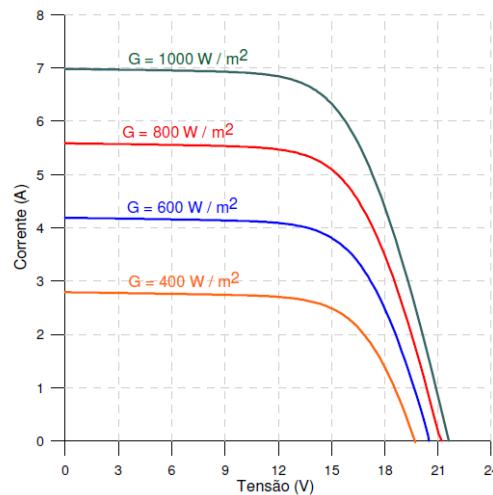
- Coeficiente de temperatura para I_{sc} ($\%/^{\circ}\text{C}$): um coeficiente positivo indicando em porcentagem o aumento de I_{sc} para o incremento de uma unidade de temperatura;

2.2 Efeito dos fatores climatológicos nas curvas I-V e P-V

2.2.1 Efeito da Radiação

A corrente de saída do módulo fotovoltaico é proporcional ao nível de irradiação recebida pelo equipamento. Já a relação entre a irradiação e a tensão gerada é estabelecida de forma logarítmica, já que a correspondência entre tensão e corrente para uma célula é dada de forma exponencial. Assim, mantidas as condições ambientes e variando a irradiância incidente, o comportamento da curva características será como apresentado na figura 16, para um módulo de 36 células (GASPARIN, 2009).

Figura 16 - Efeito da irradiância na curva característica do módulo



Fonte: Gasparin (2009, p. 12).

Como observado na imagem acima, a corrente de curto circuito varia de forma uniforme à variação da radiação, sendo estabelecido a relação por meio da equação.

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \frac{G}{G_{ref}}, \quad (3)$$

onde:

I_{sc} Corrente de curto circuito (A);

$I_{sc,STC}$ Corrente de curto circuito em STC (A);

G_{ref} Irradiância incidente em STC (= 1000 W/m²).

2.2.2 Efeito da Temperatura

O aumento da temperatura ambiente irá conseqüentemente aumentar a temperatura de operação do módulo, a temperatura de operação tem significativa influência em qualquer dispositivo semiconductor. Como apresentado na seção 2.1.3, o coeficiente de temperatura para I_{sc} é positivo, desta forma, há um pequeno incremento na corrente fotogerada a partir do aumento da temperatura de operação, comportamento associado a redução de *gap* de energia necessário para a promoção de elétrons (GASPARIN, 2009). Este coeficiente pode ser expresso pela seguinte equação:

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T_c} \frac{1}{I_{sc}}, \quad (4)$$

onde:

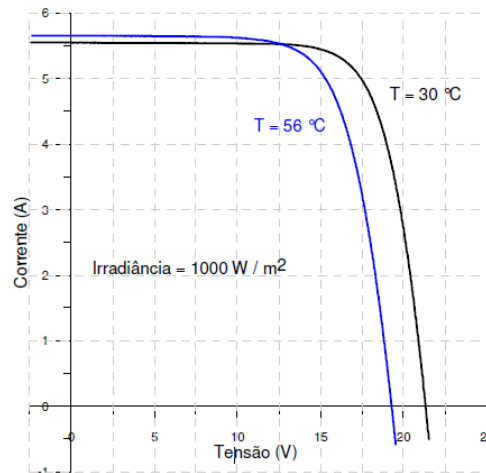
T_c temperatura da junção *p-n* (temperatura da célula dada *Kelvin*).

O incremento da temperatura irá levar a um maior índice de excitação térmica, com isto há o aumento de cargas minoritárias, denominada de corrente de saturação. O aumento da corrente de saturação reduz a tensão de circuito aberto. Também apresentado na seção 2.1.3, o coeficiente de temperatura para V_{oc} é negativo, mas diferente do coeficiente para I_{sc} , a redução da tensão de circuito aberto é significativa e modifica em certo grau a curva característica. De forma geral, com o aumento da temperatura de operação, considerando o aumento de I_{sc} e a diminuição significativa de V_{oc} , o rendimento do módulo irá cair, diminuindo a potência entregue pelo equipamento. O coeficiente de temperatura para V_{oc} é denominado β , definido como abaixo:

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} \quad (5)$$

Na figura 17 tem-se duas curvas para um mesmo módulo operando em distintas temperaturas. Nela é perceptível os efeitos da temperatura nos parâmetros de tensão, corrente e em toda a área do gráfico. Observa-se ainda que a potência que será entregue será menor, já que o aumento de corrente do sistema não compensa as perdas de tensão no módulo.

Figura 17 - Efeito da temperatura na curva característica do módulo



Fonte: Gasparin (2009, p. 13).

2.3 Modelos elétricos e matemáticos das células fotovoltaicas

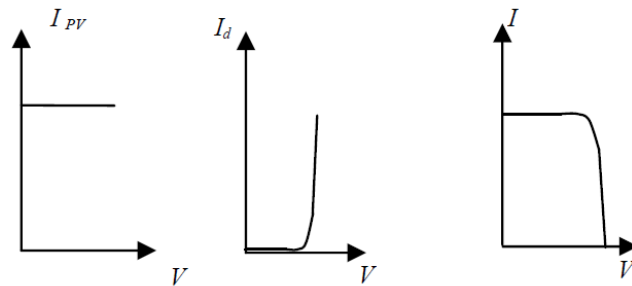
2.3.1 Revisão geral dos modelos

Identificar e prever o comportamento de geradores fotovoltaicos é uma atividade recorrente e inerente a todos os novos projetos da área, baseada em dados do ambiente a ser instalado o sistema ou informações construtivas dos equipamentos. As novas metodologias para simulação e avaliação de módulos fotovoltaicos, que consideram as singularidades dos mais diversos parâmetros, utilizam em sua grande maioria um dos três modelos elétricos representativos. A determinação do uso de cada modelo baseia-se no grau de confiabilidade, uso de ferramentas analíticas ou computacionais, ambiente de simulação e aplicação dos resultados (SAUTHIER et al., 2018).

O modelo Empírico ou Ideal (ISDM – Ideal Single Diode Model) é o mais básico e simplificado dos modelos, podendo ser utilizado de forma didática nas aplicações. O modelo Real ou de um Diodo (SDM – Single Diode Model) introduz os parâmetros elétricos necessários para uma avaliação mais fiel ao comportamento real das células descrito pela equação modificada do diodo Shockley. O modelo de dois Diodos (TDM – Two Diode Model ou DDM – Double Diode Model) detalha o comportamento relativo a perdas de corrente que ocorrem na região de depleção na junção p-n.

Esses modelos são baseados em suposições, como a que está represado na figura 18, na qual indica que o modelo segue o princípio da linearidade, ou seja, a corrente resultante que flui pela célula é a soma de duas componentes, sendo uma da polarização da junção e outra associada à corrente fotogerada (MOHAMED et al., 2013).

Figura 18 - Corrente de saída como a superposição de corrente fotogerada e corrente da polarização de junção

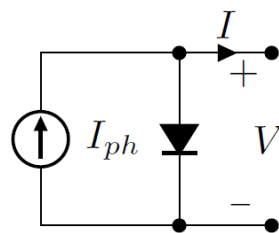


Fonte: Mohamed (2013, p. 211).

2.3.1.1 Modelo empírico ou ideal

O modelo empírico ou ideal pode ser representado, como mostrado na figura 19, por um circuito composto por uma fonte de corrente correspondendo a corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, unidirecional e constante para uma dada radiação, um diodo para representar a junção $p-n$ que é atravessado por uma corrente interna unidirecional que varia conforme a tensão nos terminais da célula, como apresentado pelas componentes de corrente da figura 18 (CASTRO, 2002).

Figura 19 - Circuito elétrico representativo do modelo ideal da célula



Fonte: Sauthier et al. (2018, p. 4).

A partir da representação elétrica, aplicando as leis de Kirchhoff nas malhas do circuito, pode-se determinar os valores para os parâmetros, se determinadas as condições de contorno. Para tanto, o modelo matemático para o modelo ideal da célula pode ser como segue:

$$I = I_{ph} - I_D, \quad (6)$$

sendo I_D a corrente que passa pelo diodo. A equação acima pode ser expandida de acordo com a equação de *Shockley*, ficando:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{n_s m V_t}\right) - 1 \right], \quad (7)$$

onde:

- I corrente de saída do módulo (A)
- I_{ph} corrente fotogerada pela radiação incidente (A);
- I_0 corrente de saturação reversa do diodo (A);
- V tensão nos terminais da célula (V);
- m fator de idealidade do diodo (ideal $n=1$, real $n>1$);
- n_s número de células em série que constituem o módulo fotovoltaico;
- V_t potencial térmico, definido como:

$$V_t = \frac{kT_c}{q}, \quad (8)$$

onde:

- q carga do elétron ($1,60217646 \times 10^{-19} \text{C}$);
- k constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23} \text{J/K}$);

A corrente fotogerada pode ser definida como a corrente de curto-circuito, mas, como já apontado anteriormente, o valor de I_{sc} varia conforme a temperatura de operação e a radiação incidente, podendo ser expressa pela seguinte relação:

$$I_{ph}(G, T_c) = I_{sc}(G, T_c) = \frac{G}{G_r} [I_{sc} - \alpha(T_c - T_r)], \quad (9)$$

sendo:

- T_r temperatura de referência (= 278 K);
- α Coeficiente de temperatura para I_{sc} .

A corrente de saturação reversa do diodo de difusão é dada, por:

$$I_0(T_c) = I_{0r} \left(\frac{T_c}{T_r}\right)^{3/m} \left\{ \exp \left[\frac{V_g \left(\frac{T_c}{T_r} - 1\right)}{(mV_t)} \right] \right\}, \quad (10)$$

sendo:

- I_{0r} corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência (A);
- V_g energia da banda proibida (= 1,1 eV).

A determinação do valor da corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência pode ser obtida pela análise do circuito do modelo ideal com o circuito em aberto, juntamente a sua equação equivalente, assim, tem-se:

$$0 = I_{ph} - I_{0r} \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{n_s m V t} \right) - 1 \right], \quad (11)$$

e resolvendo para I_{0r} , obtém-se:

$$I_{0r} = \frac{I_{ph}}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{n_s m V t} \right) - 1}. \quad (12)$$

Assim como a corrente de curto-circuito e como apresentado nas seções anteriores, a tensão de circuito aberto do módulo sofre influência da temperatura de operação e da radiação incidente, podendo ser representada como:

$$V_{oc}(G, T_c) = V_{oc,STC} + \beta(T_c - T_r) + \ln \left(\frac{G}{G_r} \right), \quad (13)$$

sendo:

$V_{oc,STC}$ tensão de circuito aberto em STC (V);

β Coeficiente de temperatura para Voc.

Para determinação da temperatura de operação do módulo T_c podem ser considerados fatores como irradiância, coeficientes de temperatura do módulo, velocidade do vento, transmitância, que partem de equações mais simples a métodos bem elaborados. A tabela 1 traz o resumo de um estudo de alguns métodos que podem ser usados na determinação da temperatura de operação de um módulo, dividido em grupos de modelos com a consideração do efeito do vento e outro grupo sem esta consideração (AKHSASSI et al., 2018).

Para efeito de simplificação e observando que os resultados obtidos não tiveram grandes divergências, considera-se os modelos sem a utilização da variável velocidade do vento, neste caso observamos destaque para dois modelos, um com a utilização do modelo aplicado no PVSyst e outro utilizando o método de Lasnier. O modelo de Lasnier apontou melhores resultados para dois tipos de módulos, assim, o método de Lasnier será a escolha para determinar a temperatura de operação dos módulos.

Tabela 1 - Coeficientes de correlação e desvios padrão das temperaturas medidas e aqueles calculados por diferentes modelos com ou sem efeito do vento

GRUPOS	MODELO	TECNOLOGIA					
		Amorfo		Policristalino		Monocristalino	
		R ² (%)	RMSE(°C)	R ² (%)	RMSE(°C)	R ² (%)	RMSE(°C)
SEM VENTO	NOCT	99,21%	2,06	98,02%	2,73	98,21%	2,64
	Lasnier	97,59%	2,86	98,69%	2,14	98,93%	1,51
	PVSyst	99,20%	1,91	98,42	2,47	98,62	2,3
	Akhasi1	97,26%	3,06	98,56%	2,21	98,81%	2,43
COM VENTO	Sandia	99,26%	1,85	98,62%	2,29	98,47%	2,43
	Akhasi2	98,64%	2,64	98,84%	2,13	98,35%	2,51
	Manttei	99,22%	2,02	98,14%	2,62	97,89%	2,87
	Faiman	98,80%	2,33	98,85%	2,12	98,39%	2,49

Fonte: Adaptado de Akhasi et al (2018, p. 7).

Desta forma, a definição da metodologia para utilização do modelo de Lasnier segue como apresentado:

$$T_c = 30 + 0,0175(G - 300) + 1,14(T_a - 25), \quad (14)$$

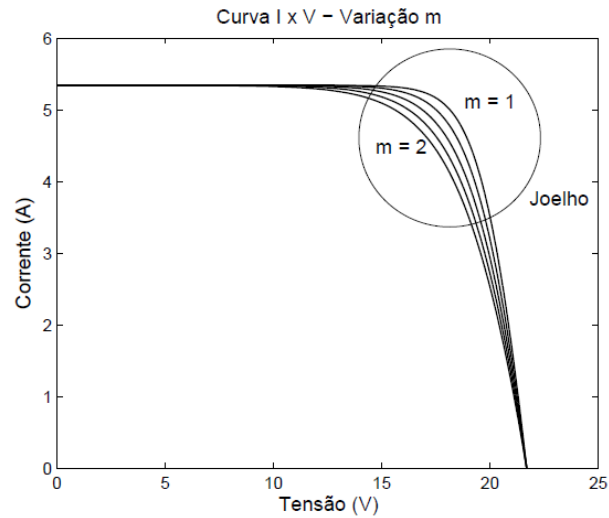
onde:

G irradiância incidente (W/m²);

T_a temperatura ambiente (°C).

No modelo ideal da representação da célula fotovoltaica, o principal parâmetro a ser determinado é o fator de idealidade do diodo, m . Este fator está relacionado ao joelho da curva característica do módulo. Quanto mais próximo a 1, melhor será o desempenho do módulo pois a tensão de máxima potência e a corrente de máxima potência se aproximam da tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, os quais são os limites superiores entregues pelo módulo. A representação desta variação está exposta na figura 20.

Figura 20 - Efeito da variação do fator de idealidade do diodo

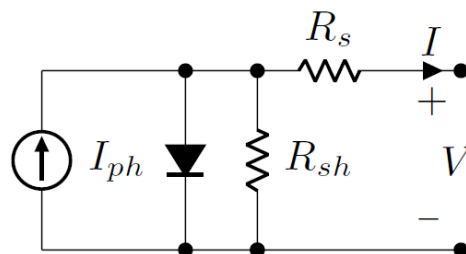


Fonte: Costa. (2010, p. 46).

2.3.1.2 Modelo real ou de um diodo

O modelo ideal, como o próprio nome sugere, não representa com fidelidade os efeitos na perda de potência do processo de geração fotovoltaica associados as perdas nas conexões e junções das células, conectores externos e na própria estrutura da célula. Observa-se quedas de tensão nos terminais, podendo ser representadas como uma resistência serie R_s , e correntes de fuga na estrutura interna da célula, podendo ser representadas como uma resistência em paralelo R_{sh} no circuito. A representação equivalente deste circuito pode ser observada na figura 21, sendo considerada por muitos autores como o modelo real de uma célula solar (CASTRO, 2002; SAUTHIER et al., 2018).

Figura 21 - Circuito elétrico representativo do modelo ideal da célula



Fonte: Sauthier et al. (2018, p. 4).

O modelo matemático para a representação anterior pode ser dado a partir da aplicação da análise das malhas pela lei de Kirshoff para as correntes, obtendo:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{n_s m V t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}, \quad (15)$$

onde:

R_s resistência serie;

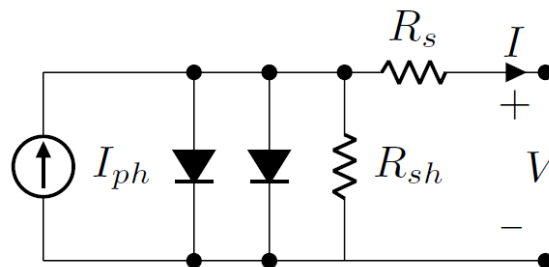
R_{sh} resistência em paralelo.

Neste modelo, os principais parâmetros a serem determinados serão o fator de idealidade do diodo m , a corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência, a resistência serie e a resistência em paralelo da célula.

2.3.1.3 Modelo de dois diodos

O modelo real é amplamente empregado nas análises por pesquisadores, com boas correspondências nas aplicações em que ele é utilizado e com poucos parâmetros a serem determinados. Porém, este modelo não é recomendado para realização de previsões de rendimento para áreas com baixa irradiância. Como meio para contornar esta problemática, foi proposto o modelo de dois diodos, representando com maior acurácia a célula solar,

Figura 22 - Circuito equivalente do modelo com dois diodos



Fonte: Sauthier et al. (2018, p. 4).

O diferencial deste modelo ao modelo real é a adição de um diodo no circuito, assim, a equação será de duplo exponencial, como segue:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{n_s m V t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{n_s m_2 V t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}, \quad (16)$$

sendo:

I_{02} corrente de saturação reversa do diodo de recombinação (A);

m_2 fator de idealidade do diodo de recombinação.

Para o cálculo da corrente de saturação reversa do diodo de difusão e recombinação pode ser obtido com a equação 17, como se segue:

$$I_{02}(T_c) = I_{0r2} \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^{3/m_2} \left\{ \exp \left[\frac{V_g \left(\frac{T_c}{T_r} - 1 \right)}{(m_2 V t)} \right] \right\}, \quad (17)$$

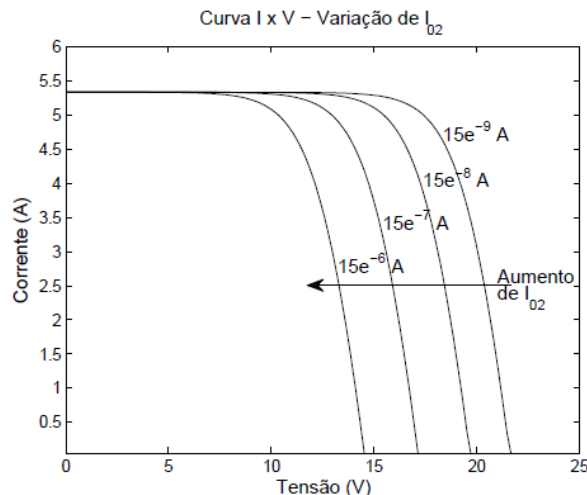
sendo:

I_{0r2} corrente de saturação reversa do diodo de recombinação para a temperatura de referência (A).

O efeito que o diodo de recombinação causa sobre a curva característica do módulo pode ser observado na figura 23, destacando a diminuição da tensão de circuito aberto para valores crescentes de I_{02} .

Esta versão da representação da célula tornou o processo analítico mais complexo, aumentando significativamente o número de parâmetros a serem determinados, quando que para a maioria das aplicações o modelo ideal tem melhor custo-benefício em relação à complexidade de utilização e obtenção de valores aceitáveis.

Figura 23 - Efeito da corrente de saturação reversa do diodo de recombinação



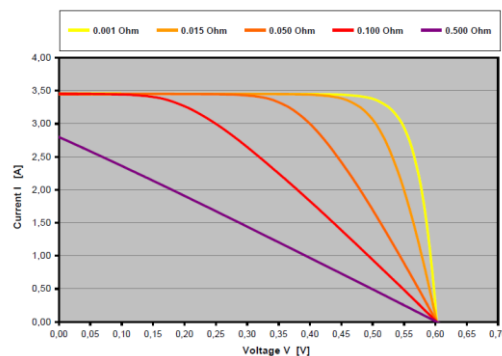
Fonte: Costa. (2010, p. 50).

2.3.2 Influência de R_s e R_p na curva $I-V$

A resistência série modela os seguintes elementos fotovoltaicos: base das células, região do emissor, resistências de contato entre o metal e o semiconductor nas regiões frontal e posterior, e, no caso dos módulos, existe a resistência devido as ligações entre as diversas células que compõem o circuito elétrico do mesmo. Assim, é esperado que um módulo com maior número de células associadas em série apresente maior resistência de conexões e aumento na perda de potência do sistema (BÜHLER, 2007; SOUZA; MELO; JR, 2015).

Na figura 24 observa-se que a variação de resistência série na casa de décimos a milésimos de ohms tem grande influência principalmente na parte final da curva I-V, alterando de forma significativa ao mínimo aumento desta resistência. Idealmente como se observa na imagem abaixo e como apresentado na seção 2.3.1.1, o valor de R_s para que a potência entregue seja o máximo possível deve ser o mais próximo de zero. A reta que se obtém com o incremento deste valor tem inclinação igual a $1/R_s$.

Figura 24 - Efeito da resistência em série na curva característica do módulo

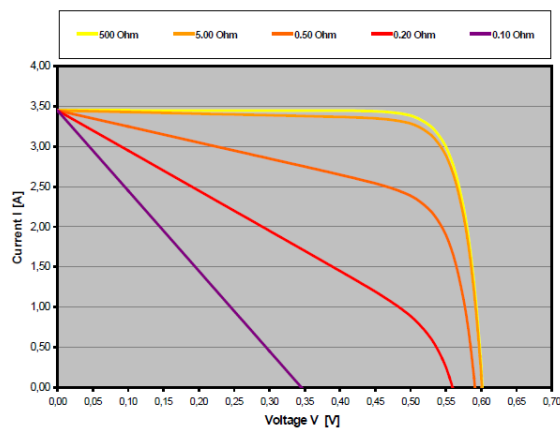


Fonte: Kininger. (2003, p. 42).

A resistência em paralelo é causada principalmente por correntes de fuga devido às não idealidades da junção $p-n$ e impurezas perto da junção, que causam curto-circuito parcial da junção, particularmente perto das bordas das células. Idealmente, na intenção de se extrair o máximo de potência, o valor da resistência em paralelo deve ser infinito (KININGER, 2003).

A figura 25 mostra a influência de R_{sh} na curva I-V. Com a diminuição de R_{sh} para valores baixos, a curva característica apresenta-se na parte inicial como uma reta de inclinação igual a $1/R_{sh}$.

Figura 25 - Efeito da resistência em paralelo na curva característica do módulo



Fonte: Kininger. (2003, p. 42).

2.4 Aplicações desktop

Atualmente existem dezenas de plataformas e linguagens de programação para desenvolvimento de aplicações desktop, dentre os quais: Java, JavaScript, PHP, C#, C, C++, Python, Objective-C, Ruby e Visual Basic. Certamente essas são as linguagens mais requisitadas por deterem a maior parte do mercado, já que a maioria das aplicações comerciais em atividade no setor de tecnologia giram em torno dessas linguagens de programação.

2.4.1 Aplicações comerciais de analisadores de sistemas fotovoltaicos

As primeiras aplicações de simuladores de energia fotovoltaica foram desenvolvidos nos Estados Unidos pela SANDIA Laboratories e pela Universidade do Arizona, utilizando como linguagem base o FORTRAN, executando em computadores de grande porte dedicados para simulações (VERA, 2004).

Com a melhoria do processamento e armazenamento de dados em computadores pessoais, pesquisadores das áreas de computação e engenharia se empenharam em desenvolver essas ferramentas para essas máquinas, tendo destaque nesse cenário inicial softwares como PVFORM também desenvolvido pela SANDIA Laboratories, HERMINES, DA L'ECOLE des MINES de Paris e o ASHLING, da Universidade College CORK (Irlanda). Atualmente tem-se uma situação bem diferente, com as mais diversas versões de simuladores de energia fotovoltaica, contendo recursos personalizados, lista de equipamentos e acesso a dados em escala mundial.

No APÊNDICE A – SOFTWARES PARA ANÁLISE DE SISTEMAS FV é apresentado um resumo dos mais populares *softwares* utilizados pelo mercado para fazer análise de sistema de geração e gestão de energia solar e híbrida, sejam eles de pequeno porte em residências, sejam em grandes plantas solares. Observa-se as mais variadas combinações de recursos, métodos e objetivos dentro da área de estudos energéticos. Uma problemática, no entanto, que pode ser associado a maioria dos programas listados é a falta de informação quanto ao desvio na obtenção dos resultados, ficando a cargo do usuário aceitá-los ou ainda fazer uma revisão dos modelos utilizados pelo programa.

Revisar modelos matemáticos não é uma tarefa trivial, principalmente quando existe a escassez na bibliografia de referência para o desenvolvimento desses aplicativos, o que não é o caso apenas do Hybrid2, PVSyst e Meteonorm. Tem-se ainda a situação onde o programa conta com certa robustez, exigindo especificações de uso, como a entrada de parâmetros que não são de conhecimento do usuário. Tal problemática pode ser outro fator importante na adoção e difusão

de uma aplicação, quando o nível de complexidade versus benefícios será um fator importante na tomada de decisão do uso do mesmo.

Das dezoito aplicações apresentadas no anexo, apenas três são de caráter gratuito, com o restante ficando na média de US\$ 700,00 para obtenção de uma licença, um valor de certa forma considerável podendo não ser aplicável para alguns usuários. O desenvolvimento de metodologias, ferramentas e softwares de analisadores de sistemas de energia de forma didática e econômica pode difundir e democratizar o acesso a equipamentos de qualidade, dados e na elaboração de soluções condizentes as necessidades que se apresentam.

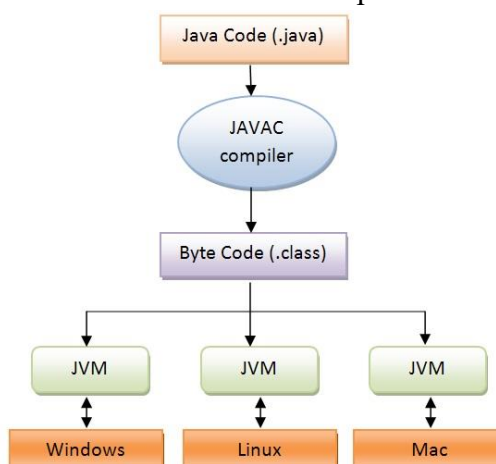
2.4.2 *Java para aplicativos de computador*

Criada em 1995 pela Sun Microsystems, a linguagem de programação Java tinha inicialmente a intenção de criar um interpretador para pequenos dispositivos eletrônicos como videocassetes, televisões e aparelhos de TV a cabo. A equipe de desenvolvedores era liderada pelo, hoje conhecido como pai da linguagem, James Gosling, entrando realmente no mercado como uma solução para clientes web (navegadores) rodando pequenas aplicações.

Em 2009 a Oracle adquire a Sun, investindo e mudando o foco da linguagem, que a partir de então caminha para ser a linguagem que faz parte da maioria dos sistemas utilizados em celulares no mundo. Em 2014 é lançada a versão Java 8, trazendo mudanças e novas funcionalidades, atraindo mais programadores para a plataforma (CAELUM, 2015).

O diferencial da plataforma Java é o conceito de Máquina Virtual (ou do inglês *Java Virtual Machine - JVM*), sendo um software que simula uma máquina física, podendo executar programas, gerenciar processos, memória e arquivos, ou seja, conta com todos os recursos de uma máquina real, mas é virtual (ALLAN, 2013).

Figura 26 - Conceito de JVM da plataforma Java



Com a JVM a escrita do código não se preocupa em que sistema o programa irá ser executado, pois quem fará a comunicação entre a aplicação e o sistema é a camada intermediária ocupada pela Máquina Virtual. Atualmente existe um esforço empregado pela Oracle e empresas parceiras em fixar o Java em aplicações não apenas desktop, mas também em aplicativos *web* por meio da Java FX ou TornadoFX.

2.4.2.1 JavaFX

Em um projeto *open source*, o JavaFX se apresenta como uma plataforma de aplicativo cliente para sistemas desktop, móveis e embarcados feito totalmente com a linguagem Java. Assim como o Swing, conta com um kit de ferramentas de desenvolvimento de GUIs, mas agora focada na interface moderna, com processamento mais eficiente e recursos ricos visualmente (OPENJFX, 2021).

Figura 27 - Logomarca do JavaFX



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/JavaFX_Script

A plataforma JavaFX é um projeto independente da Oracle, mantido por meio colaborativo dentro da Licença GNU *General Public License* no projeto OpenJFX que está dentro da comunidade OpenJDK. Embora os produtos da plataforma não sejam distribuídos para o público em geral como é feito com as aplicações *web*, o JavaFX é uma das melhores escolhas para aplicações de negócios internos, com alto desempenho para grande volume de dados, é um dos pontos que o colocam como uma das possíveis escolhas. A plataforma é a recomendação oficial para desenvolvimento de aplicações *desktop* com a linguagem de programação Java.

2.4.3 *Application Program Interface – API*

Responsável por fazer a intermediação entre dois aplicativos com protocolos definidos previamente, a interface de programação de aplicações (ou do inglês *Application Programming Interface* - API), as APIs tendem a simplificar o desenvolvimento de aplicações, economizando tempo e dinheiro (MULESOFT, 2019; REDHAT, 2017).

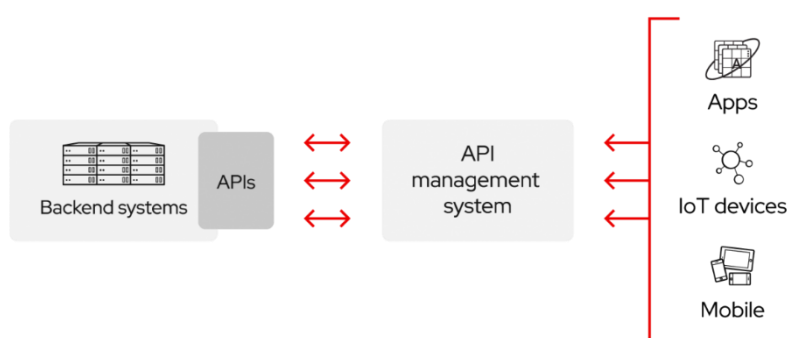
Empresas como a Weather Underground vendem acesso à sua API de dados meteorológicos, outras grandes empresas criam APIs internas para uso de funcionários ou clientes. As APIs podem ser vistas como contratos, quando duas partes firmam um acordo para transação de informações, nesta situação, se uma das partes envia uma solicitação estruturada e atendendo aos termos do contrato, o outro lado da API irá entregar uma resposta estruturada e de acordo com o contrato.

As APIs podem ser de três tipos: Privada, a qual sua utilização é apenas interna a uma empresa; De parceiros, compartilhada com clientes como suporte ao compartilhamento de dados de produtos e; Pública, terceiros podem se utilizar das mesmas para desenvolver novos produtos, podendo ser solicitado uma chave de acesso ou não.

As versões públicas são os meios mais fáceis para compartilhar dados científicos, dados que podem ser utilizados por pesquisadores e desenvolvedores de aplicações para análise e gerenciamento de recursos baseadas nesses dados. Agregam também valor comercial ao simplificar e ampliar a forma como ocorre o contato entre fornecedores e consumidores, possibilitando a monetização de dados.

Como observado na figura 28, por meio de uma API pública as informações podem ser consumidas por diferentes plataformas, usando o mesmo protocolo para as diferentes aplicações. Assim, as fontes de dados para criação de sistemas podem ser acessadas via API, com informações organizadas e já processadas, sem deixar a aplicação vulnerável.

Figura 28 - API como um facilitador na integração de diferentes aplicações



Fonte: <https://www.redhat.com/pt-br/topics/api/what-are-application-programming-interfaces>

2.4.4 Banco de dados relacional

Diferente das APIs, os bancos de dados relacionais são centrais que armazenam e fornecem pontos de dados relacionados entre si. Organizados como tabelas, cada linha representa um registro com uma identificação exclusiva chamada de chave primária. As colunas das tabelas contêm atributos dos dados, com um registro no banco tendo um valor e um tipo

para cada atributo, o que facilita a relação entre os dados. As linhas entre as várias tabelas podem ser associadas usando chaves estrangeiras, e essas informações podem ser acessadas de várias maneiras sem modificar os dados dentro do registro (AWS, 2018; ORACLE, 2014).

Um modelo relacional específico surgiu quando os desenvolvedores começaram a usar a linguagem de consulta estruturada (ou *Structured Query Language – SQL*), com base na álgebra relacional, a SQL fornece uma linguagem matemática internamente consistente que facilita a melhoria do desempenho de todas as consultas ao banco de dados.

Os bancos de dados relacionais existem desde 1970, sempre se apresentando como um modelo simples de gerenciamento e armazenamento de informações, mas bastante eficientes, atendendo a ampla maioria das ocasiões onde existe a necessidade dos pontos de dados se relacionam entre si e devem ser gerenciados de maneira segura e consciente, com base em regras. Atualmente, os principais bancos de dados baseados em estrutura SQL são PostgreSQL, MySQL, MariaDB, Oracle Database e SQL Server.

2.4.4.1 SQLite

A aplicação proposta não se destina a trabalhar com grande volume de dados, também não precisando de grandes estruturas relacionais para interação entre informações, assim, será considerado a utilização de um bando de dados simples, com poucas exigências de configuração. O SQLite é uma biblioteca desenvolvida em linguagem C, com licença de domínio público, implementando um sistema de banco de dados SQL, com a proposta de ser rápido, pequeno, independente, de alta confiabilidade e completo. Está integrado em muitas aplicações usuais de dispositivos móveis e computadores pessoais. É multiplataforma, sendo comumente utilizado como um transferidor de dados entre sistemas, também podendo ser usado como um formato de arquivamento de longo prazo para dados (SQLITE, 2021).

Figura 29 - Logomarca do SQLite



Fonte: <https://www.sqlite.org/index.html>

Pela portabilidade, simplicidade de utilização e versatilidade, o SQLite pode ser usado por aplicações *desktop* como um sistema de gerenciamento de dados e informações utilizadas ou geradas dentro do *software*.

3 METODOLOGIA

Nesta seção serão detalhados os procedimentos empregados com intuito de obter o que se propõe neste estudo. Para isso, serão apresentados os procedimentos básicos para o desenvolvimento do sistema, tais como a digitalização de curvas I-V para aplicação em análises de qualidade de simulações, modelos e métodos matemáticos aplicados a rotinas computacionais para simulações de desempenho de módulos fotovoltaicos, extração de parâmetros dos módulos, aquisição de dados de temperatura e radiação e, nas subseções finais, será exposto um esboço da idealização visual da proposta em estudo.

3.1 Digitalização das curvas I-V da folha de dados

Como parte crucial no desenvolvimento do software proposto, as curvas digitalizadas em dados planilhados dos módulos fotovoltaicos não são normalmente fornecidas pelos fabricantes. Em sua maioria, a pedido do cliente, os fabricantes fornecem arquivos com extensão .pan, utilizados no *software* PVSyst, que por sua vez faz a estimativa da curva I-V do módulo, ou fornecem a folha de dados com as curvas em formato de imagens e os dados elétricos e mecânicos do módulo.

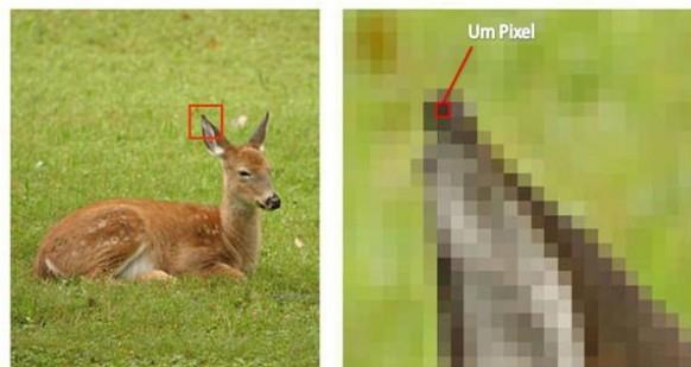
Por ser um *software* com licença de reprodução fechada, o algoritmo de leitura do arquivo .pan não é divulgado à comunidade de desenvolvedores, impossibilitando a sua utilização para a obtenção das curvas em outros *softwares*. Uma alternativa para obtenção da curva digitalizada é a utilização do *software* Automeris, que, ao inserir parâmetros de valores máximos de cada eixo dos gráficos, cria uma correlação de valores intermediários do gráfico de acordo com a posição do *pixel* na imagem (PONTES, 2018).

Apesar de se apresentar como uma possível alternativa na obtenção de curvas I-V digitalizadas, não seria possível a integração direta do *software* ao que está sendo proposto no presente trabalho, quando esta dependência retira a autossuficiência da proposta. Assim, a utilização do *software* Automeris se limitará à obtenção de dados comparativos para validação do processo que será proposto neste trabalho. A metodologia utilizada pelo Automeris pode ser reproduzida dentro do *software* proposto, para tanto, sendo necessário desenvolver uma lógica de leitura de arquivos de imagem, identificação de padrões, criação de correlações entre dados reais e dados de composição de imagens e, finalmente, a exportação dos dados obtidos para um formato que possa ser utilizado em processos futuros. Os parágrafos a seguir têm por objetivo apresentar esta metodologia.

A imagem representativa da curva I-V pode ser obtida isolando sua ilustração no *datasheet* utilizando *softwares* de manipulação de imagens como CorelDraw® ou InkScape®. A utilização destes se justifica quando os mesmos podem importar os arquivos PDF com os gráficos e converter as linhas dos desenhos em curvas, que por sua vez possibilita melhorar a resolução, aumentando assim o tamanho da imagem, levando a um acréscimo de qualidade e mais pontos (pixels) disponíveis para análise.

Pela figura 30 sabe-se que as imagens são um agrupamento de pontos coloridos, e que esses agrupamentos estão ordenados em linhas e colunas, assim, uma figura pode ser representado como uma matriz, e cada elemento da figura tem um endereço único dentro da figura. Se a distância entre dois pontos conhecidos no desenho faz a representação de grandezas mensuráveis, então, por meio de interpolação é possível determinar os valores intermediários da grandeza baseados nos pontos intermediários da figura. E esta é a ideia que define o processo para a digitalização de imagens na proposta deste *software*.

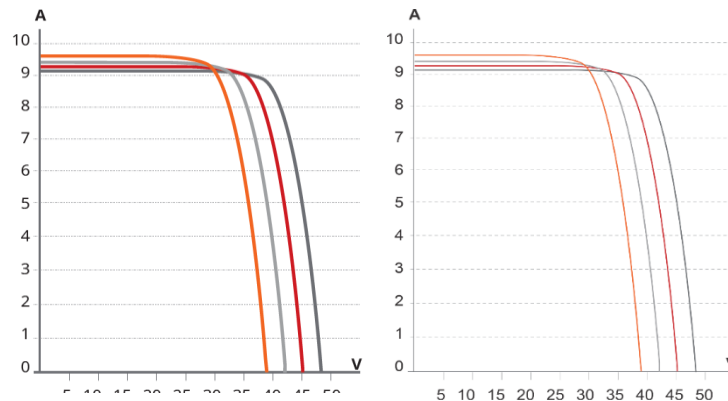
Figura 30 - Composição de imagens por meio de pixels



Fonte: Processtec (2018).

As análises foram desenvolvidas utilizando o *datasheet* do módulo MaxPower CS6U-320P da fabricante CanadianSolar. A figura 31 traz um comparativo da ilustração original da folha de dados e a mesma figura com pós-processamento utilizando o *software* CorelDraw®, evidenciando a diferença e o refinamento nas curvas.

Figura 31 - Comparativo da curva I-V original e a mesma curva pós-processada



Fonte: Adaptado de <https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34226IdArquivo4451.pdf>

Os quatro passos a seguir irão detalhar a lógica e determinar a validação do mesmo, com auxílio da figura 32 que ilustra a correlação entre dados reais e pontos na figura:

- Leitura de arquivos de figura;

É fundamental um pré-processamento da imagem, diminuindo a quantidade de pixels que as curvas ocupam dentro da imagem. Isso se dá através da diminuição da espessura do traço do desenho, isso diminui as obstruções na leitura das curvas e aumenta a área de análise. O *software* deve ser capaz de buscar uma imagem no repositório do usuário e preparar para a leitura.

- Identificação de padrões;

Para o processo de interpolação é necessário saber onde estão os pixels que passarão pelo cálculo, esses pixels são identificados a partir da cor neles presente. O programa deve identificar a cor da curva de interesse, e ao passar por cada pixel da imagem deve guardar a sua posição dentro da matriz com base na cor ali presente.

- Criação de correlações entre dados reais e dados de composição de imagens;

Feito o rastreamento de todos os pixels e suas devidas posições dentro da imagem, neste passo deve ser feito efetivamente o cálculo de interpolação, tirando valores médios de pixels e passando para representação de um único valor da variável física. As correlações são feitas com base nos valores de V_{oc} e I_{sc} da folha de dados. Esses pontos representam os últimos pixels com a cor identificada na imagem nas direções positivas dos eixos x e y de um plano cartesiano sobre a imagem. Da figura 32 podemos definir a equação para correlação como uma

interpolação entre pontos de pixels e pontos conhecidos do gráfico, assim, sendo elaborado a equação (18):

$$X_d = \frac{X_{dvoc}}{X_{pvoc}} X_p, \quad (18)$$

onde:

X_d tensão correspondente ao pixel selecionado (V);

X_{dvoc} tensão de circuito aberto V_{oc} (V);

X_{pvoc} posição do pixel correspondente a V_{oc} dentro da matriz de pixels da figura (adimensional);

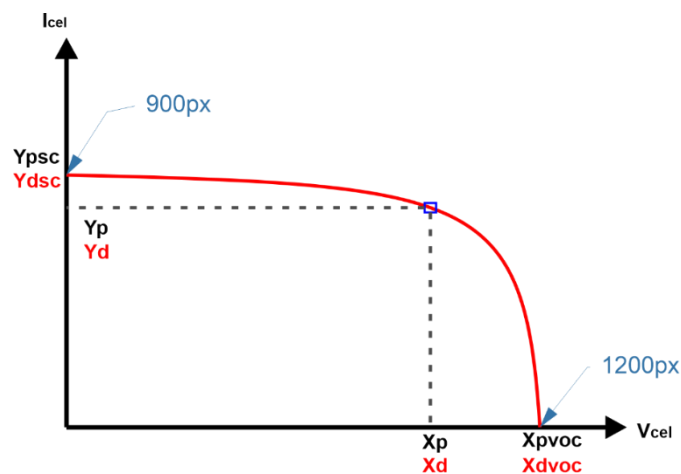
X_p posição do pixel que se deseja saber a correspondência em grandeza física (adimensional).

Para criação do par ordenado que compõe o gráfico, deve-se fazer o mesmo processo para o eixo das ordenadas, agora substituindo a variável X por Y e os dados de tensão pelos dados de corrente.

- Exportar dados obtidos para um formato reutilizável;

Nesta proposta os dados digitalizados serão salvos em um arquivo com extensão .xlsx que pode ser processado pelo Microsoft Excel®. Destacando que mesmo sem o *software* da Microsoft, a metodologia deve ocorrer sem interrupções. Esses dados serão utilizados em outra seção do *software* proposto.

Figura 32 - Correlação entre pixel e dados da folha de dados do módulo



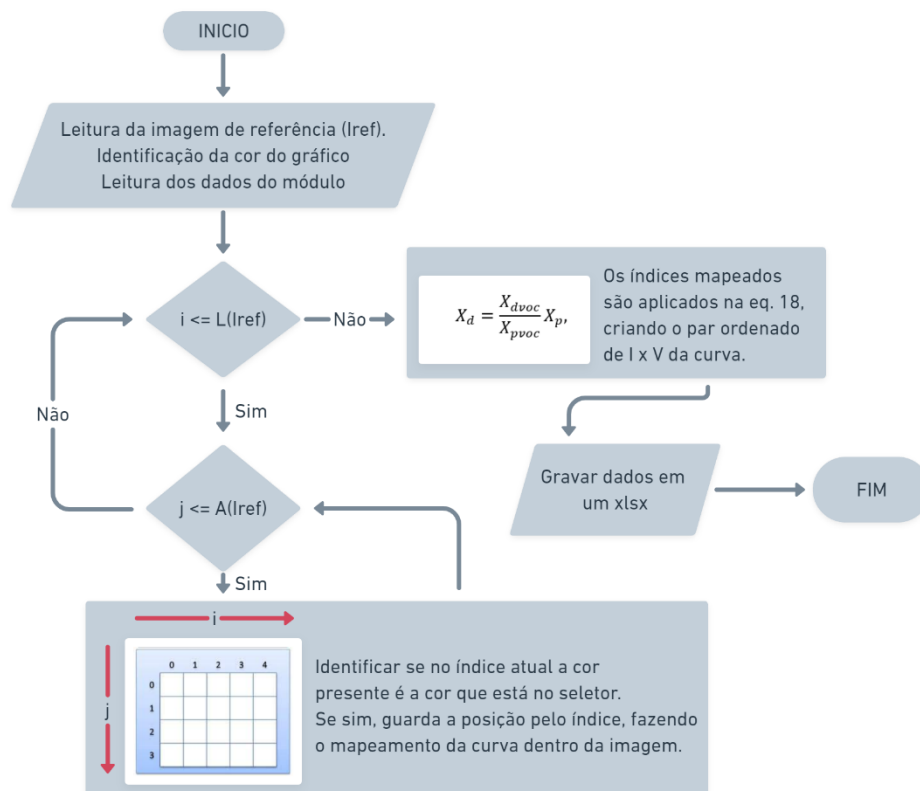
Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.1 Metodologia aplicada no algoritmo computacional

O fluxograma da figura 33 apresenta em blocos o que foi exposto no final da seção anterior. A rotina inicia com a leitura dos dados de entrada dos parâmetros elétricos do módulo cuja curva será digitalizada. Além disso, é feito também a leitura da imagem de referência do *datasheet*, identificando pelo seletor o gráfico referente aos ensaios de STC. Em seguida, são definidos dois *loops* que percorrerão pixel a pixel da imagem, como em uma matriz, onde $L(I_{ref})$ é a largura da imagem, $A(I_{ref})$ é a altura da imagem.

Feito o mapeamento dos pixels que contém a cor de referência da curva I-V, os dados serão convertidos em dados de corrente e tensão, através da equação 18, e finalmente serão exportados para um arquivo com extensão *.xlsx* para análises adicionais, se for do interesse do usuário.

Figura 33 - Fluxograma da rotina computacional para digitalização da curva I-V do *datasheet*



Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 Método de Newton-Raphson

Como apresentado na subseção 2.3, a utilização do modelo matemático de células fotovoltaicas para obtenção da corrente de saída, considerando válidas todas as variáveis

dependentes de entrada da equação, sofre a implicação da equação ser do tipo transcendental ou implícita. Para resolução de equações deste tipo recorre-se à utilização de métodos numéricos, úteis quando métodos analíticos convencionais apresentam pouca ou nenhuma eficiência na resolução do problema.

3.2.1 Método de Newton-Raphson para obtenção de raízes

Em análise numérica, utiliza-se a iteração de ponto fixo como método para o cálculo de pontos fixos de funções (CHAPRA; CANALE, 2008).

Como um aperfeiçoamento da iteração do ponto fixo, o método de Newton-Raphson é amplamente empregado em algoritmos para obtenção de raízes de equações não lineares. Para verificação do método observamos que a equação (19) pode ter como ponto fixo x^* ,

$$g(x) = x + \alpha(x)f(x), \quad \alpha(x) \neq 0. \quad (19)$$

Esta ocorre quando $f(x)$ retorna valor zero (quando o objetivo é obtenção de raízes de funções, o que nem sempre é o caso, como veremos na próxima seção). $\alpha(x)$ é introduzido como um termo que aumente a taxa de convergência. Da seção anterior foi comprovado que a taxa de convergência de $g(x)$ é obtido a partir do valor absoluto de sua primeira derivada. Aplicando na equação anterior teremos:

$$g'(x) = 1 + \alpha(x)f'(x) + \alpha'(x)f(x). \quad (20)$$

Considerando o ponto x^* :

$$g'(x^*) = 1 + \alpha(x^*)f'(x^*), \quad (21)$$

para $f(x^*) = 0$.

A convergência do método é tão mais rápida quanto menor for $|g'(x)|$ nas proximidades de x^* , o que nos incentiva a fazer $g(x^*) = 0$, neste ponto podemos reorganizar para obter:

$$\alpha(x^*) = \frac{1}{f'(x^*)}, \quad f(x^*) \neq 0. \quad (22)$$

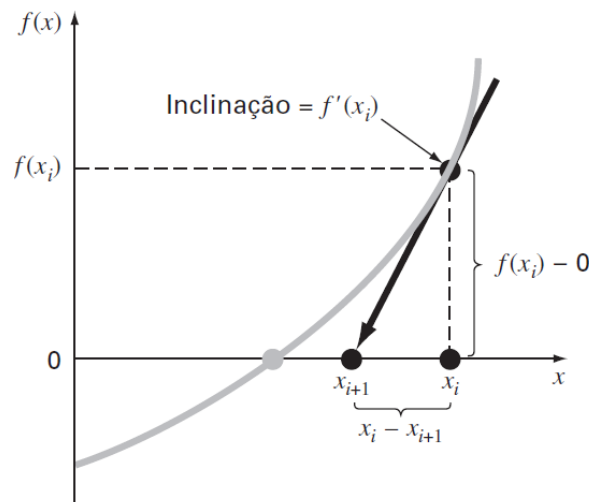
O método de Newton pode, portanto, ser definido como:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \quad n \geq 1, \quad (23)$$

e x_1 deve ser uma aproximação inicial.

A compreensão do método é facilitada a partir da interpretação geométrica do mesmo. Apresentada a função $f(x)$ cujo gráfico pode ser visto na figura 34, a busca pelo valor de x cuja função retorne sua raiz, ou seja $y = 0$, parte do princípio da rotina recursiva do valor de x . Estipulando valor inicial para a variável x_i tão próximo à raiz de $f(x)$ quanto possa conseguir, aplica-se o valor na função para obtenção de sua correspondência no eixo das ordenadas.

Figura 34 - Interpretação gráfica do método de Newton-Raphson



Fonte: Chapra e Canale (2011, p. 121).

No ponto correspondente ao par ordenado $[x_i, f(x_i)]$ é traçado uma reta tangenciando, onde o ponto x_{n+1} é interseção da reta com o eixo das abcissas. Este ponto representa uma aproximação melhorada da raiz de $f(x)$. Diante do exposto, a primeira derivada de $f(x)$ nas coordenadas do par ordenado pode ser dita como sendo a inclinação da reta que o tangencia:

$$f'(x_i) = \frac{f(x_i) - 0}{x_i - x_{i+1}}, \quad (24)$$

da qual poderemos reorganizar e obter

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)}. \quad (25)$$

A estimativa do erro para a aplicação da equação acima pode ser obtida a partir de uma expansão em série de Taylor, o qual também apresenta a taxa de convergência,

$$E_{t,i+1} = \frac{-f''(x_r)}{2f'(x_r)} E_{t,i}^2. \quad (26)$$

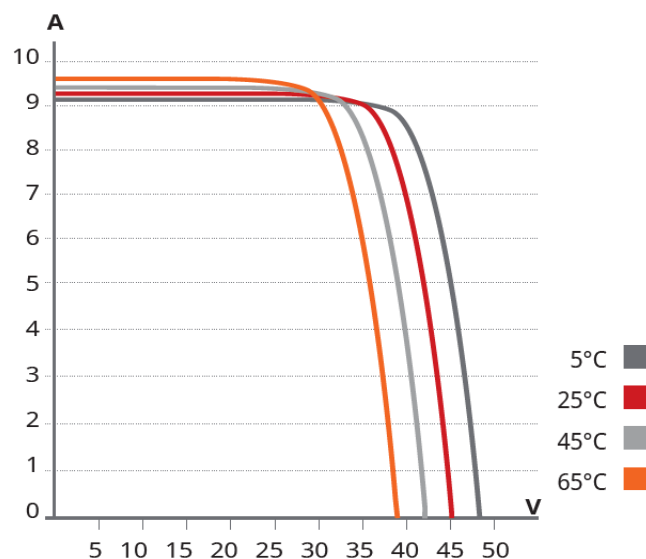
De acordo com a equação (26) o erro atual é proporcional ao erro anterior ao quadrado, ou seja, a taxa de convergência é de duas casas decimais corretas a cada iteração.

3.2.2 Método de Newton-Raphson aplicado na equação (15)

Neste ponto já é possível utilizar o método de Newton-Raphson para realização de simulação de um painel fotovoltaico com base no modelo matemático. Deve-se notar, no entanto, que o objetivo aqui não é a obtenção de raízes para a equação do módulo, mas sim a determinação de uma variável implícita da própria equação. Portanto, o objetivo do método é obter um valor para a corrente I na equação (15) cuja saída seja o próprio valor.

Para simplificar esta observação, utiliza-se da análise do comportamento gráfico dos dados do módulo MaxPower CS6U-320P da marca CanadianSolar, aplicadas a equação do módulo. Para efeito de comparação será utilizado o gráfico do *datasheet* nas condições de STC, observado na figura 35.

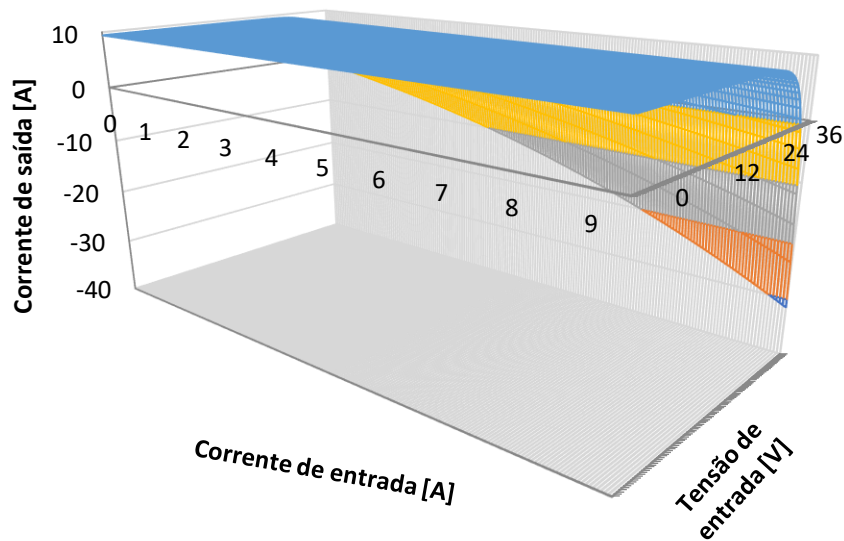
Figura 35 - Ilustração de curvas I-V em STC do módulo MaxPower CS6U-320P da marca CanadianSolar



Fonte: <https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34226IdArquivo4451.pdf>

Esta imagem é útil quando se observa dois detalhes, sendo o primeiro o valor praticamente constante da corrente quando o valor da tensão está entre zero e trinta e seis volts, e segundo é o declínio intenso a partir 40 volts. Esta observação ajuda no entendimento da aplicação do método e na avaliação da figura 36. A figura apresenta um gráfico tridimensional que faz a correspondência entre a corrente de entrada (eixo horizontal), a tensão de entrada (eixo de profundidade) e corrente de saída (eixo vertical) quando aplicado na equação (15). Para interpretar a figura analisa-se um valor de tensão arbitrário entre 0 volts e 46 volts, fixa-se este valor e considera-se o eixo vertical e horizontal.

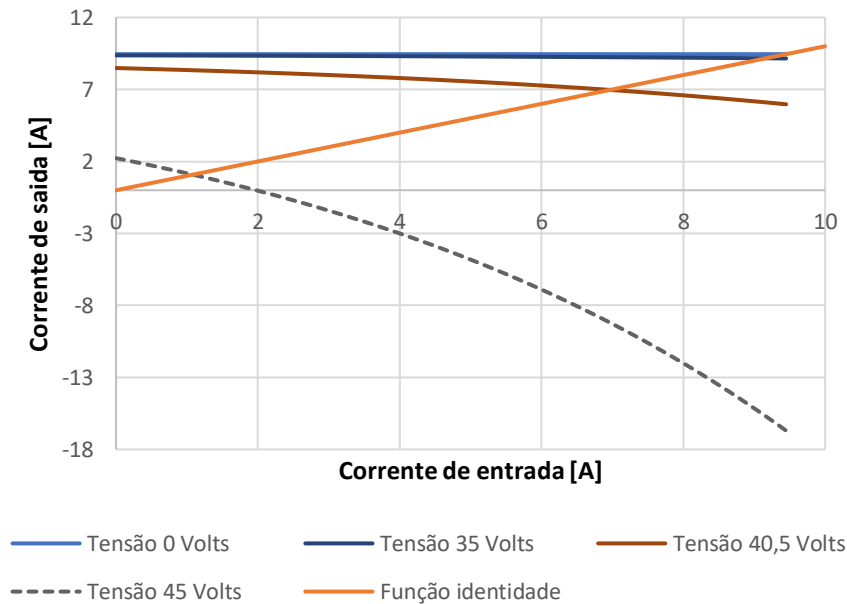
Figura 36 - Correspondência entre corrente de entrada versus corrente de saída versus tensão de entrada na equação do módulo



Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, dado um conjunto de valores de corrente como entrada na equação e mantendo o valor de tensão fixo, retornará como saída um conjunto de valores de corrente de saída. A figura 37 traz essa representação simplificada. O objetivo do método de Newton aplicado no modelo matemático do módulo é determinar o valor da corrente de entrada que retorna, com boa aproximação, este mesmo valor na saída da equação, ou seja, o método busca o ponto onde a função identidade faz a interseção com o caminho da equação para cada valor de tensão, como representado na imagem. Neste ponto é possível estabelecer a relação entre a figura 35 e 37, quando observa-se que para valores de tensão até em torno de 35 volts, qualquer valor de corrente aplicado na entrada retorna um valor fixo (considerar o gráfico para a temperatura de 25°C), enquanto que para valores posteriores de tensão, para cada valor de corrente na entrada irá retornar valores ligeiramente distintos na saída.

Figura 37 - Representação simplificada da correspondência entre corrente de entrada e corrente de saída no modelo matemático do módulo



Diante do exposto, Walker (2001) foi quem inicialmente propôs a utilização do método de Newton para simulações com base no modelo matemático do módulo, para tanto, o método recebe uma alteração para atender a necessidade da busca pela função identidade:

$$f(I_n) = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I_n R_s}{n_s \cdot m \cdot Vt}\right) - 1 \right] - \frac{V + I_n R_s}{R_p} - I_n. \quad (27)$$

O último termo da equação (27) substitui o que no método da proposta original seria $f(x^*)$, cujo valor, na busca pela raiz da equação seria zero e portanto ignorado nos cálculos. A derivada da função em relação a corrente segue como apresentado:

$$f'(I_n) = -1 - \frac{I_0 R_s}{n_s \cdot m \cdot Vt} \left[\exp\left(\frac{V + I_n R_s}{n_s \cdot m \cdot Vt}\right) \right] - \frac{R_s}{R_p}. \quad (28)$$

Desta forma estão definidos os termos da equação para aplicação do método de Newton-Raphson (WALKER, 2001) (GONZÁLEZ-LONGATT, 2005).

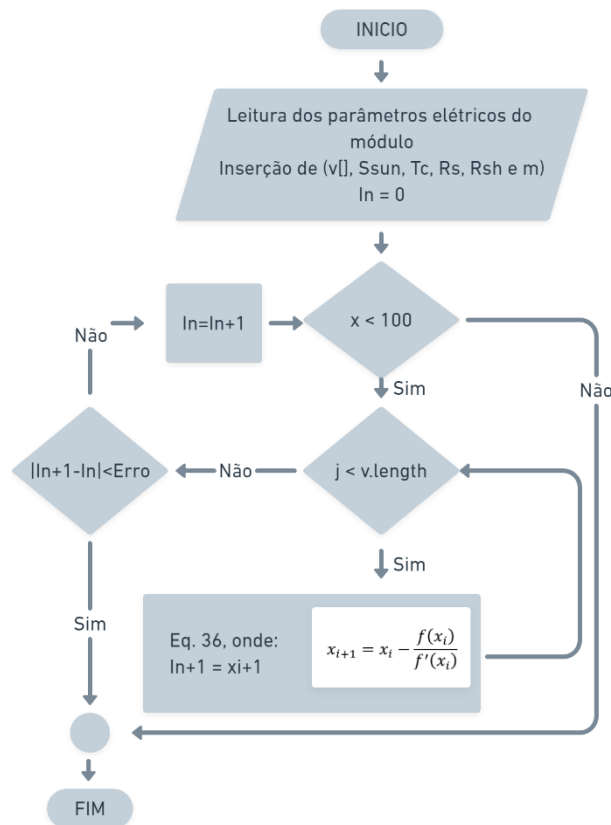
3.2.3 Metodologia aplicada no algoritmo computacional

O fluxograma da figura 38 sintetiza a aplicação do método de Newton dentro de uma rotina computacional. Ao iniciar a rotina é feito a leitura dos parâmetros elétricos do módulo, seguido da aquisição das informações necessárias para a simulação, como o *array* de tensões

para a composição da curva I-V, a irradiância, temperatura de operação do módulo, resistência serie, resistência em paralelo e o fator de idealidade do diodo.

A caixa de tomada de decisão seguinte está limitando a rotina a 100 execuções (define-se aqui um limite de tentativas), assim, passada essa quantidade, se o método não tiver achado um resultado então não o encontrará mais. A próxima caixa de tomada de decisão verifica o tamanho do *array* de tensão, fazendo com que o valor de corrente seja calculado para cada um de seus valores, sendo esses calculados pela equação (25). Obtido os valores de corrente para cada valor de tensão, é feito a verificação do erro e se de fato o método está convergindo, quando o erro estiver dentro do aceitável então a rotina cessa.

Figura 38 - Fluxograma da rotina computacional para execução do método de Newton



Fonte: Elaborado pelo autor

3.3 Extração de parâmetros intrínsecos do módulo.

De posse da equação (25) e definidos todos os termos que a compõem, resta definir os três últimos parâmetros do modelo elétrico (m , R_s e R_p) para aplicação. A bibliografia apresenta uma gama de possibilidades para obtenção principalmente das resistências serie e paralela. Uma

análise comparativa levantada por Bueno (2016) traz os seguintes métodos para a estimativa dos parâmetros:

- Método da derivada: dada a equação (15), a resistência série pode ser determinada como sendo a sua derivada em relação a tensão (dI/dV) aplicado no ponto de V_{oc} , da mesma forma para resistência paralela, a derivada no ponto de I_{sc} .
- Método da inclinação: em uma função o cálculo da derivada em determinado ponto pode ser aproximado pelo cálculo da inclinação da reta que liga dois pontos próximos ao ponto de interesse. Um valor médio para a resistência série pode ser obtido pelo cálculo da inclinação da reta entre o ponto de máxima potência e V_{oc} ($\Delta I/\Delta V$), igualmente para a resistência paralela no cálculo da inclinação da reta para o trecho entre I_{sc} e o ponto de máxima potência.
- Procedimento IEC 60891: apresentado em um tópico detalhado o processo para obtenção dos parâmetros a partir da curva I-V medida diretamente do módulo e ajustado para STC.

Ainda é possível utilizar o suplemento do *software* Microsoft Excel®, o *Solver*. Na busca e determinação de variáveis, o *Solver* estima o custo para uma equação em uma determinada célula. A partir de um grupo de variáveis que o programa pode manipular, sendo alguns parâmetros fixos, e a partir da determinação de um objetivo e um grupo de restrições, o algoritmo de otimização não-linear de gradiente reduzido genérico (GRG2) busca os melhores valores para as variáveis com o objetivo de atender as exigências, como observado na figura 39. Para aplicação deste método é necessário, no entanto, que se tenha a curva I-V digitalizada para efeito comparativo e para aplicação da otimização (COSTA, 2010).

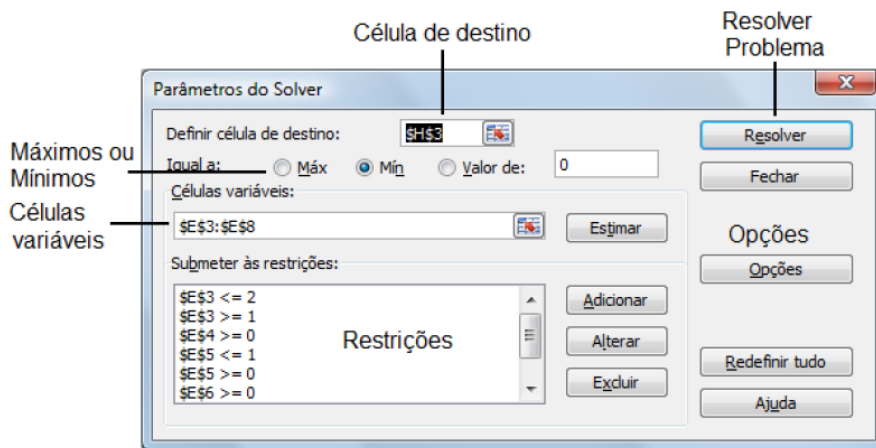
Figura 39 - Organização de variáveis e constantes para aplicação do suplemento *Solver* na obtenção dos parâmetros do módulo

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Dados do Módulo		Estimação dos Parâmetros			Avaliação		
2								
3	Modelo	KC50		m	1,200			7,97E-01
4				IOr	0,150			
5	Isc	3,3		Rsr	0,210			
6	Voc	21,84		δ	0,00			
7	Pmax	54,2		Rpr	2500,00			
8	α	0,002385		ϕ	3,00			
9	β	-0,0688						
10	Ns	36						
11	NOCT	36						
12	Gr	1000						
13	Tr	25						
14								
15	Total de Dados		3600					
16								

Fonte: Adaptado de Costa (2010, p. 71)

As configurações gerais para aplicação da metodologia estão apresentadas na figura 40. Há ainda um conjunto de opções para refinamento das iterações, podendo ser acessada pelo botão Opções.

Figura 40 - Definição de configurações do *Solver*



Fonte: Adaptado de Costa (2010, p. 71)

As principais vantagens na utilização deste suplemento do Microsoft Excel® é o fácil acesso a ferramenta e para este processo em específico, não precisa de manipulações de dados ou da manipulação da equação do modelo matemático para a aplicação.

A proposta deste trabalho é fornecer uma metodologia autossuficiente para caracterização de módulos fotovoltaicos comerciais, deste modo a utilização da ferramenta

apresentada anteriormente tem por objetivo aumentar as opções de análise e comparação, não sendo cogitado a introdução deste como parte da ferramenta do *software* proposto.

Técnicas de otimização computacional estocástica que se baseiam em algoritmos evolutivos e heurísticos proporcionam também muitas possibilidades na estimativa de parâmetros, ao passo que lidam muito bem com equações não lineares e padrão de busca global. Entre as aplicações podem ser citados técnicas como algoritmo genético, evolução diferencial e colônia artificial de abelhas, utilizando o princípio de seleção aleatória dos parâmetros que se deseja simultaneamente em um grande espaço de possíveis soluções, o que pode levar a um grande custo computacional com pouca estabilidade.

Para contornar a problemática da baixa precisão dos métodos analíticos e o alto custo computacional de técnicas avançadas de otimização, para este trabalho será considerado como opção a ser introduzida no *software* a metodologia denominada técnica de aproximação e correção, ou do inglês *Approximation and Correction Technique* (ACT) (MUHAMMAD et al., 2019). A metodologia ACT é bem empregada quando se dispõe de ferramentas computacionais e uma linguagem de programação, o que é propício aos objetivos do trabalho.

Inicialmente será necessário determinar as equações que serão utilizadas nas iterações computacionais a fim de obter os parâmetros. Considera-se três condições de contorno característicos da curva I-V do módulo, sendo as condições de circuito aberto, curto circuito e máxima potência, aplicadas ao modelo matemático tornam-se respectivamente:

$$0 = I_{ph} + I_0 - I_0 \exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s V t}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}, \quad (29)$$

$$I_{sc} = I_{ph} + I_0 - I_0 \exp\left(\frac{R_s I_{sc}}{n_s V t}\right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}, \quad (30)$$

$$I_m = I_{ph} + I_0 - I_0 \exp\left(\frac{R_s I_m + V_m}{n_s V t}\right) - \frac{R_s I_m}{R_{sh}} - \frac{V_m}{R_p}. \quad (31)$$

Combinando (29) com (30) e resolvendo para I_0 , temos:

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s V t}\right) - \exp\left(\frac{R_s I_{sc}}{n_s V t}\right)}. \quad (32)$$

Na equação anterior o segundo termo do denominador pode ser desconsiderado ao passo que sua contribuição é bem menor que o primeiro termo, desta forma teremos:

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s Vt}\right)}. \quad (33)$$

Aplicando o mesmo princípio a (30) e resolvendo para I_{ph} ficaremos com:

$$I_{ph} = I_{sc} - I_0 + \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (34)$$

Substituindo (33) e (34) em (31) e resolvendo para R_s :

$$R_s = \frac{(n_s Vt) \ln \left(\frac{I_{sc} - I_m - \left(\frac{V_m}{R_{sh}}\right) - \left(\frac{R_s I_m}{R_{sh}}\right) + \left(\frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}\right)}{I_{sc} - \left(\frac{V_{oc}}{R_{sh}}\right) + \left(\frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}\right)} \right) - V_m + V_{oc}}{I_m}. \quad (35)$$

Agora, do teorema da máxima transferência de potência temos que a impedância interna deve ser igual a impedância externa para que a potência do circuito seja maximizada:

$$Z_{in} = Z_{out} = \frac{V_m}{I_m}. \quad (36)$$

Da figura 21 obtém-se que a impedância interna equivalente da célula é:

$$\frac{R_{sh} r_d}{R_{sh} + r_d} + R_s = \frac{V_m}{I_m}, \quad (37)$$

sendo:

r_d resistência dinâmica do diodo no ponto de máxima potência (Ω).

Obtém-se r_d a partir da primeira derivada da tensão do diodo em relação a corrente, ficando com:

$$r_d = \frac{n_s Vt}{I_0 \exp\left(\frac{R_s I_m + V_m}{n_s Vt}\right)}. \quad (38)$$

Combinando (37) com (38) e reorganizando tem-se:

$$I_0 \exp\left(\frac{R_s I_m + V_m}{n_s Vt}\right) = \frac{(n_s Vt) \left(I_m - \left(\frac{V_m}{R_{sh}}\right) - \left(\frac{R_s I_m}{R_{sh}}\right) \right)}{V_m - R_s I_m}. \quad (39)$$

Aplicando (33) em (29) e reorganizando:

$$I_{ph} + I_0 = I_{sc} + \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}, \quad (40)$$

para assim substituir em (31) e reorganizar os termos:

$$I_0 \exp\left(\frac{R_s I_m + V_m}{n_s V t}\right) = I_{sc} - I_m + \frac{R_s}{R_{sh}} (I_{sc} - I_m) - \frac{V_m}{R_{sh}}. \quad (41)$$

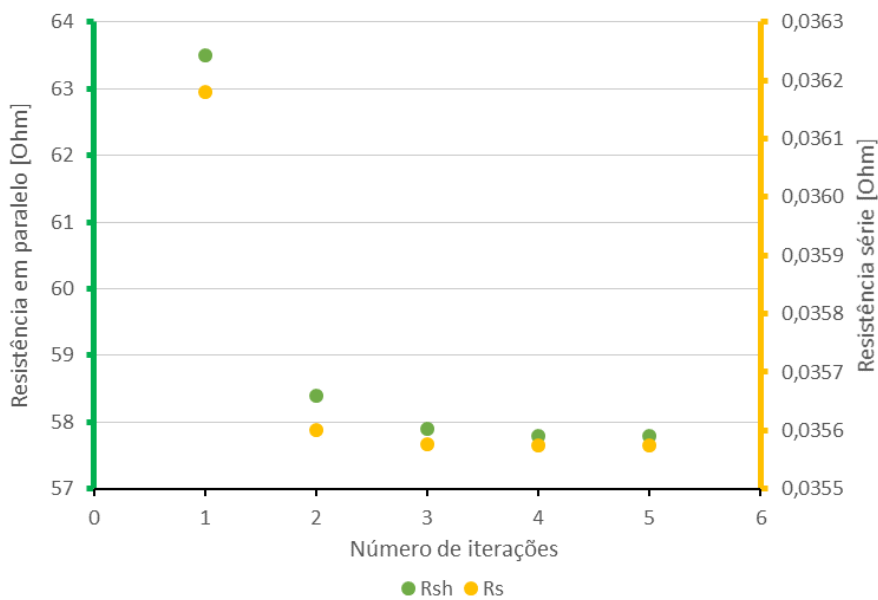
Igualando (39) a (41) e explicitando R_{sh} , obtém-se:

$$R_{sh} = \frac{V_m^2 + R_s^2 (I_{sc} I_m - I_m^2) + R_s (n_s V t I_m - I_{sc} V_m) - n_s V t V_m}{R_s (I_m^2 - I_{sc} I_m) + V_m (I_{sc} - I_m) - n_s V t I_m}. \quad (42)$$

Assim estão definidas as resistências série e paralelo do módulo, necessitando definir a abordagem da metodologia para utilização das mesmas.

O conceito aplicado na metodologia ACT baseia-se na estratégia de ignorar variáveis desconhecidas em uma equação em troca da baixa precisão do valor obtido, mas mesmo assim é uma aproximação inicial. O valor obtido então pode ser aplicado em uma segunda equação que fará a estimativa inicial da variável ignorada, que por sua vez retornará agora um valor com melhor aproximação, e em uma sequência de *loops* os valores começam a convergir, o que ocorre em torno de cinco iterações, como apresentado na figura 41.

Figura 41 - Taxa de convergência da metodologia ACT



Fonte: Adaptado de Muhammad et al. (2019)

Diante do exposto pode-se então considerar a equação (35) ignorando os termos que contenham R_{sh} , ficando como se segue:

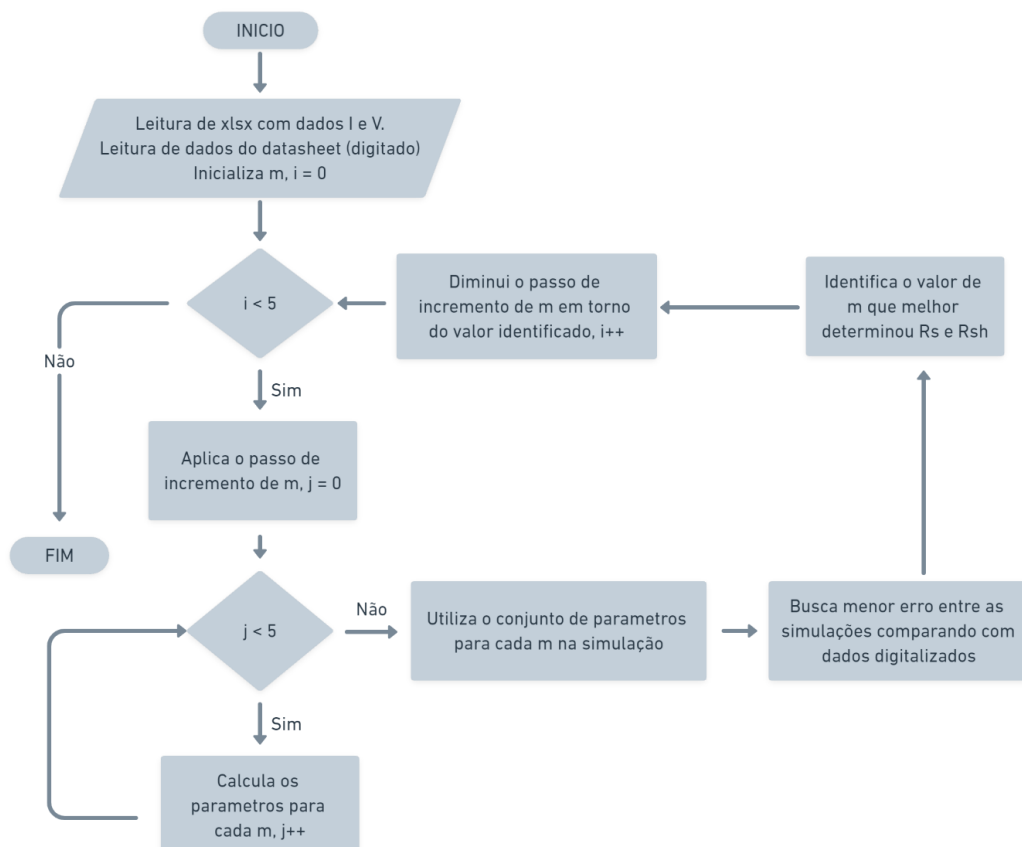
$$R_{s,i} = \frac{(n_s V t) \ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) - V_m + V_{oc}}{I_m} \quad (43)$$

A equação acima será a aproximação inicial para ser aplicado na equação (42), cujo resultado será aplicado na equação (35), repetindo-se as iterações com a utilização dessas duas equações.

3.3.1 Metodologia aplicada no algoritmo computacional e validação de R_{sh} e R_s

A implementação do algoritmo está representada na figura 42, que de forma resumida e simplificada apresenta os principais passos da rotina. Na inicialização é feita a leitura de dados a partir de um arquivo com extensão .xlsx contendo os dados digitalizados da curva I-V do módulo, inicializado os valores dos dados do *datasheet*, criação de um *array* para a variável m , com valor iniciando em 0,5 e incrementando em 0,1 para cada item subsequente do *array*, finalizando com valor 6,0.

Figura 42 - Fluxograma da rotina computacional para o cálculo de parâmetros R_s , R_{sh} e m do módulo



Fonte: Elaborado pelo autor

O primeiro bloco de tomada de decisão será responsável por aumentar o número de casas decimais confiáveis, nesta situação limitada à quinta casa decimal. Na primeira execução do bloco é feito o incremento com passo 0,1, no segundo são feitos incrementos de 0,01,

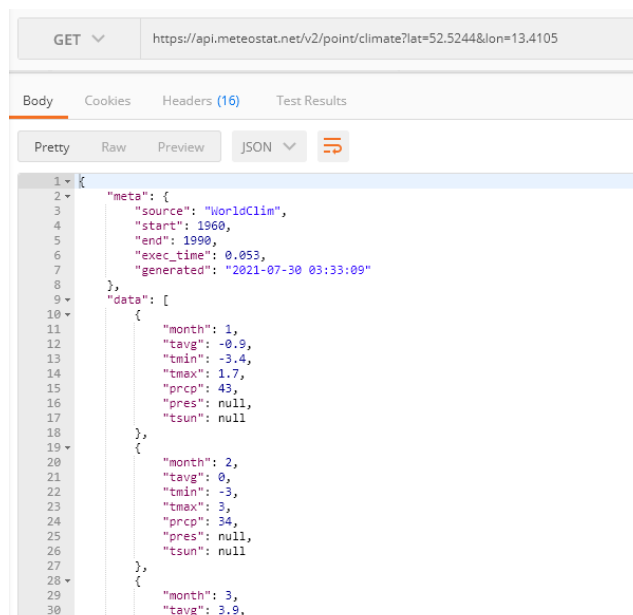
sucessivamente até a quinta execução. Aplicado o passo de incremento de m , serão utilizadas as equações da seção anterior para determinar os parâmetros de resistências, sendo executado em um *loop* de cinco vezes para garantir a convergência dos valores. Ao sair deste bloco é feita a análise comparativa das simulações baseadas nos parâmetros calculados, comparação dos mesmos com os valores do arquivo de referência e por fim escolhido o conjunto de fatores que obteve melhores resultados. Em seguida, será feito a diminuição do passo de incremento de m em torno do valor escolhido e refeito novamente o processo.

3.4 Obtenção de temperatura ambiente

Como apresentado na seção 2.4.3, diversas informações podem ser divulgadas e consumidas de APIs. Para obtenção da temperatura ambiente será utilizado uma base de dados que é divulgada por meio de um *endpoint* de uma API.

Existem inúmeras aplicações que disponibilizam dados de temperatura, mas a maioria oferece dados em padrões diferentes de objetos *json*, como dados para *download* com extensão *.csv*, em padrão *xml* que é uma linguagem de marcação para guardar dados de uma forma estruturada ou ainda oferece os dados após a aquisição de um plano de assinatura. Para este trabalho, será utilizada a API disponibilizada pela Meteostat Developers, plataforma que dispõe de dados em escala mundial obtidos a partir de estações de medição, contendo informações de temperatura ambiente, precipitação, velocidade do vento, direção do vento, pressão atmosférica e em alguns casos, o total de luz solar mensal em minutos.

Figura 43 - Saída típica de acesso a API Meteostat



```
GET https://api.meteostat.net/v2/point/climate?lat=52.5244&lon=13.4105

Body Cookies Headers (16) Test Results

Pretty Raw Preview JSON

1 {
2   "meta": {
3     "source": "WorldClim",
4     "start": 1960,
5     "end": 1990,
6     "exec_time": 0.053,
7     "generated": "2021-07-30 03:33:09"
8   },
9   "data": [
10    {
11      "month": 1,
12      "tavg": -0.9,
13      "tmin": -3.4,
14      "tmax": 1.7,
15      "prcp": 43,
16      "pres": null,
17      "tsun": null
18    },
19    {
20      "month": 2,
21      "tavg": 0,
22      "tmin": -3,
23      "tmax": 3,
24      "prcp": 34,
25      "pres": null,
26      "tsun": null
27    },
28    {
29      "month": 3,
30      "tavg": 3.9,
```

Fonte: Elaborado pelo autor

A figura 43 traz os dados correspondentes à latitude 52,52° norte e longitude 13,41° leste, correspondendo as coordenadas da cidade de Berlim, sendo utilizado para esta consulta o software Postman, que nada mais é que um API *Client* para testes de desenvolvedores. O software proposto irá utilizar a API da Meteostat como provedor dos dados de temperatura ambiente. A temperatura média é identificada como *tavg*.

3.5 Obtenção de irradiação: método empírico e utilização de APIs

Dados de radiação incidente, apesar dos avanços em sua difusão, ainda são uma das problemáticas que se apresentam nas atividades de predição de disponibilidade de recursos em energia solar. Quando disponíveis, podem conter falhas de medições, para tanto deve-se fazer um estudo preliminar do nível de confiabilidade das informações, na qual cientistas tentam validá-las com a utilização de modelos baseados em dados de satélites (PETRIBÚ et al., 2017; SILVA et al., 2010).

Os equipamentos para medição de radiação (piranômetro, piroeliometro e heliógrafo), diferem em quantidade de componentes da radiação que podem medir e na precisão de suas medições. Uma característica comum a esses equipamentos é seu alto valor de aquisição e manutenção, o que leva naturalmente a fonte de dados caras, principalmente se passam por tratamento prévio a disponibilização. Quando não disponíveis, dados de radiação podem ser estimados por meio de modelos matemáticos. Os modelos de Angström e de Johnson-Woorward utilizam a insolação para estimar a radiação solar incidente (BELÚCIO et al., 2014).

3.5.1 Metodologia empírica

Para localizações geográficas onde dados de radiação não estão disponíveis será empregado um modelo empírico para determinação da radiação. Em um levantamento feito por Reno *et al.* (2012) é apresentado alguns modelos de predição de irradiação, divididos em três seções de complexidade: modelos muito simples para determinar a irradiância em dias claros; modelos simples para determinar a irradiância horizontal global em um dia claro e; modelos complexos para determinar a irradiância horizontal global em um dia claro.

Neste trabalho serão levados em consideração os modelos muito simples de predição, pois os demais modelos requerem parâmetros de difícil acesso e que não estão disponíveis para todas as localizações. Dentre os modelos muito simples, o critério de escolha do modelo a ser empregado será a avaliação do nível de complexidade comparado a qualidade da predição dos

resultados. A figura 44, apresenta a raiz do erro quadrático médio (RMSE, do inglês *Root Mean Square Error*) e erro médio por viés (MBE, do inglês *Mean Bias Error*) obtidos ao se utilizar algumas técnicas de modelos de predição da irradiância. Na figura 44, o primeiro ao sexto item pertencem aos modelos muito simples de predição.

O modelo de Adnot–Bourges–Campana–Gicquel (ABCG) para predição de irradiância para céu aberto pode ser vista na seguinte equação:

$$GHI = 951,39 \times (\cos(\theta_z))^{1,15}, \quad (44)$$

onde:

GHI soma da irradiância difusa incidente em uma superfície horizontal mais a irradiância normal direta projetada na superfície horizontal (W/m^2);

θ_z ângulo zenital ($^\circ$).

Para o modelo de Berger–Duffie (BD), considerou-se a seguinte equação:

$$GHI = G_E \times 0,70 \times \cos(\theta_z), \quad (45)$$

sendo:

G_E irradiância extraterrestre (W/m^2).

Para o modelo Daneshyar–Paltridge–Proctor (DPP):

$$GHI = G_{DR} \times \cos(\theta_z) + G_{DF}, \quad (46)$$

onde:

G_{DR} irradiância solar direta (W/m^2);

G_{DF} irradiância solar difusa (W/m^2).

O modelo de Haurwitz modelo é definido como se segue:

$$GHI = 1098 \times \cos(\theta_z) \times \exp\left(\frac{-0,057}{\cos(\theta_z)}\right). \quad (47)$$

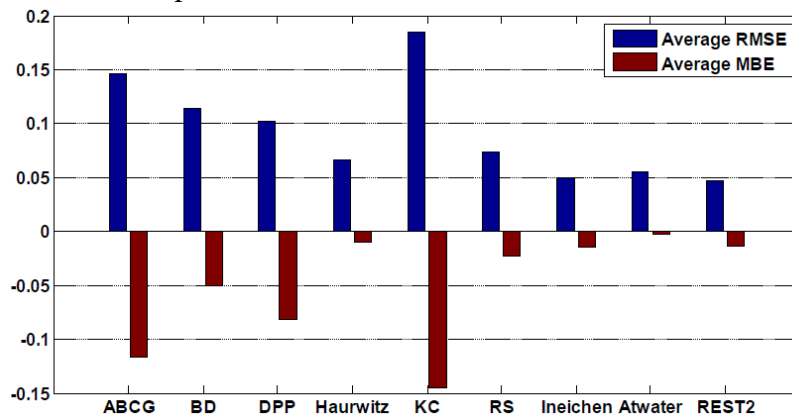
O modelo de Kasten–Czeplak (KC) segue de acordo com a seguinte equação:

$$GHI = 910 \times \cos(\theta_z) - 30, \quad (48)$$

e por fim o modelo de Robledo-Soler (RS) pode ser verificado na equação a seguir:

$$GHI = 1159,24 \times (\cos(\theta_z))^{1,179} - \exp(-0,0019 \times (90^\circ - \theta_z)). \quad (49)$$

Figura 44 - RMSE e MBE médios como uma porcentagem da irradiância medida para cada modelo de céu claro em todos os locais



Fonte: Reno *et al.*(2012, p. 44)

Os dois melhores resultados foram os modelos de Haurwitz e RS, com melhores resultados para Haurwitz, com RMSE de 6,6%, apresentando também um dos menores erros de polarização médio. Cada modelo tem uma distribuição ou largura de dados semelhante, mas o ângulo de alguns modelos está significativamente errado. A partir disso, com um simples fator de multiplicação poderia ser aplicado a esses modelos para aproximá-los do GHI medido (RENO; HANSEN, 2012).

Assim, será empregado a metodologia de Haurwitz. Da equação (47), $\cos(\theta_z)$ pode ser expresso da seguinte forma:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\phi)\sin(\delta), \quad (50)$$

onde:

- ϕ latitude (°);
- δ ângulo de declinação (°);
- ω ângulo horário (°);

O ângulo de declinação δ pode ser expresso por:

$$\delta = 23,45 \times \sin(X), \quad (51)$$

sendo:

$$X = \frac{360^\circ}{365} (DDA - 81), \quad (52)$$

com:

DDA dia do ano (adimensional).

O ângulo horário ω pode ser definido como na equação abaixo:

$$\omega = (TS[h] - 12) \times 15, \quad (53)$$

sendo:

TS tempo solar;

TS pode ser expresso como:

$$TS = HLR + E_{oT}, \quad (54)$$

com:

HLR hora local real (h);

E_{oT} correção de tempo de acordo com a posição do Sol durante o ano (min).

HLR é expresso como:

$$HLR = HL + 4(L_{st} - L_{loc}), \quad (55)$$

para:

HL hora local (h);

L_{st} meridiano padrão para o fuso horário local (°);

L_{loc} longitude do local em questão (°).

As longitudes estão em graus oeste, ou seja, $0^\circ < L < 360^\circ$.

E_{oT} está definido como se segue:

$$E_{oT} = 9,87 \times \sin(2X) - 7,53 \times \cos(X) - 1,5 \times \sin(X). \quad (56)$$

3.5.2 Utilização de APIs

Por serem dados obtidos por equipamentos com valores de compra e manutenção altos, as APIs de dados de irradiação gratuitos são escassas. Plataformas como a SolarAnywhere, Solcast, Solargis e OpenWeather oferecem uma grande base de dados confiáveis, rápida e segura com abrangência global, mas todas cobram para obtenção de uma chave de acesso aos dados.

Dentro das opções disponíveis, existem instituições governamentais de cunho científico que desenvolvem e mantêm plataformas para disponibilização de dados solares por meio de APIs. Neste trabalho serão considerados as plataformas desenvolvidas pelo *The European Commission's Science and Knowledge Service*, o PVGIS do EU SCIENCE HUB e *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

O NREL dispõe de dados para todo o território dos Estados Unidos, sendo necessário para acessar a criação de uma chave de acesso e um sistema para submeter a requisição ao servidor dos dados. A página oficial da API pode ser acessado pelo seguinte link <https://developer.nrel.gov/docs/solar/solar-resource-v1/>, contendo instruções e informações para os passos iniciais com na plataforma. Na figura 49 (esquerda) observa-se uma saída típica para uma requisição feita para as coordenadas 40° norte e 105° oeste, coordenadas da cidade de Denver, no estado do Colorado. A saída de dados contém três grupos principais, irradiância normal direta média (avg_dni), irradiância horizontal global média (avg_ghi) e irradiância na inclinação média da latitude (avg_lat_tilt), contendo em cada um os dados mensais. Os valores correspondem a horas de Sol Pleno, ou seja, a quantidade de horas considerando que a irradiação seja de 1000 W/m².

Para as simulações da proposta deste trabalho serão considerados os dados de avg_ghi, por se tratar de uma análise superficial sem detalhamento, a princípio, das condições de instalação dos equipamentos.

A base de dados do PVGIS, cobrem uma área maior, inclusive a região dos Estados Unidos. Na figura 46 tem-se a ilustração da área com disponibilidade de dados e qual banco de dados é a fonte que serve as informações. Como observado, grande parcela do planeta já está com dados disponíveis. Cabe ressaltar que na área de abrangência existe a possibilidade de acesso a informações gerais de dados solares, mas não ter informação da irradiância.

Diferente do NREL o PVGIS não traz a média mensal de um ano típico, mas as médias mensais dos anos de 2005 a 2016, ficando a cargo do utilizador fazer a média para obter dados que correspondam a um ano típico. As instruções gerais de utilização da API podem ser encontradas em <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/noninteractive>, contendo também informações de outros recursos disponíveis na plataforma. Na figura 45 (direita) observa-se se uma saída típica para uma requisição feita para as coordenadas 45° norte e 8° leste, coordenadas da cidade de Turim, na Itália. A saída da API corresponde à média mensal de irradiação no plano horizontal.

O critério de utilização e escolha dos dados a serem utilizados na simulação serão, fonte de dados de APIs regionais, fonte de dados de APIs mundiais, se nenhum dado for encontrado para as coordenadas o último recurso será a obtenção dos dados pelo método empírico.

Figura 45 - Saída típica de acesso a API NREL (esquerda) e acesso ao PVGIS (direita)

```

"lat": "40",
"lon": "-105"
},
"outputs": {
  "avg_dni": {
    "annual": 6.06,
    "monthly": {
      "jan": 5,
      "feb": 5.34,
      "mar": 5.94,
      "apr": 6.11,
      "may": 6.36,
      "jun": 7.43,
      "jul": 7.48,
      "aug": 6.65,
      "sep": 6.81,
      "oct": 5.82,
      "nov": 5.11,
      "dec": 4.67
    }
  },
  "avg_ghi": {
    "annual": 4.81,
    "monthly": {
      "jan": 2.5,
      "feb": 3.43,
      "mar": 4.69,
      "apr": 5.69,
      "may": 6.6,
      "jun": 7.25,
      "jul": 7.14,
      "aug": 6.24,
      "sep": 5.35,
      "oct": 3.85,
      "nov": 2.75,
      "dec": 2.19
    }
  },
  "avg_lat_tilt": {
    "annual": 5.82,
    "monthly": {
      "jan": 4.79,
      "feb": 5.4,
      "mar": 6.07,
      "apr": 6.11,
      "may": 6.25,
      "jun": 6.47,
      "jul": 6.58,
      "aug": 6.44,
      "sep": 6.53,
      "oct": 5.71,
      "nov": 4.99
    }
  }
}

```

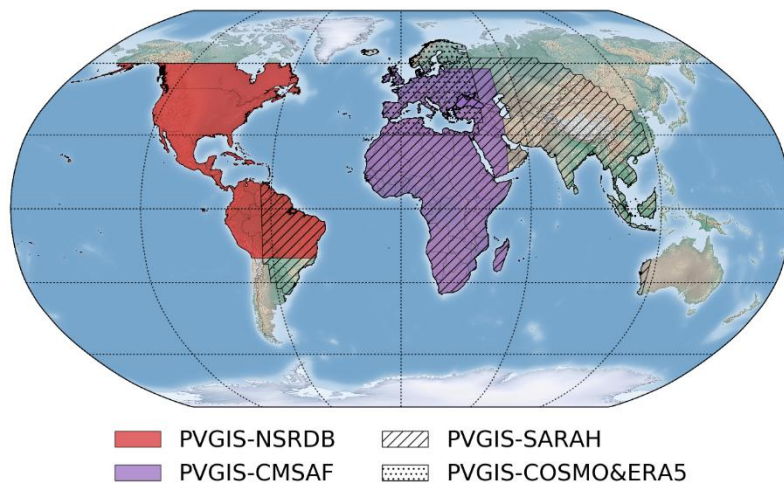
```

- inputs: {
  + location: {...},
  + meteo data: {...},
  + plane: {...}
},
- outputs: {
  - monthly: [
    - {
      year: 2005,
      month: 1,
      H(h)_m: 57.77
    },
    - {
      year: 2005,
      month: 2,
      H(h)_m: 77.76
    },
    - {
      year: 2005,
      month: 3,
      H(h)_m: 120.58
    },
    - {
      year: 2005,
      month: 4,
      H(h)_m: 133.31
    },
    - {
      year: 2005,
      month: 5,
      H(h)_m: 195.3
    },
    - {
      year: 2005,
      month: 6,

```

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 46 - Área de abrangência e fonte de dados da API PVGIS



Fonte: ©PVGIS © European Communities, 2001-2017

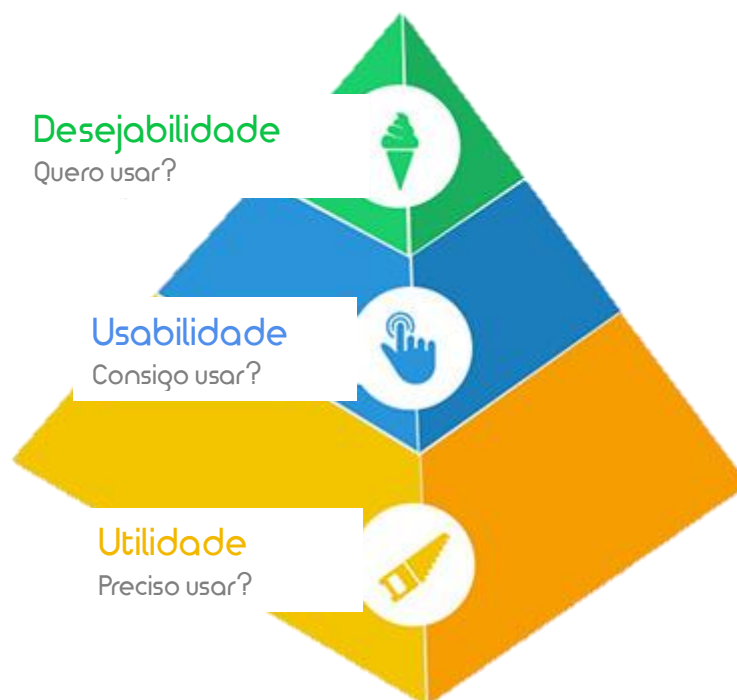
3.6 Criação de Banco de Dados de Módulos

Com o objetivo de ampliar a base analítica, será proposta a possibilidade de criar um banco de dados de módulos fotovoltaicos. Contendo todas as informações básicas dos módulos com a possibilidade de realizar simulações rápidas sem necessariamente recalculando todos os parâmetros. Com o uso do SQLite a aplicação terá acesso simples e rápido a base de módulos que o usuário irá criar. Esta base pode ser instalada com produtos pré-definidos quando o usuário fizer a instalação do *software*.

3.7 Sketch básico de layout do software

Apesar de não ser o foco do trabalho, buscou-se atender alguns princípios da *User Experience* (UX). Para atender os princípios básicos da UX, a aplicação deve ser apoiada nos três princípios básicos apresentados na pirâmide da boa experiência do usuário.

Figura 47 - Princípios da UX



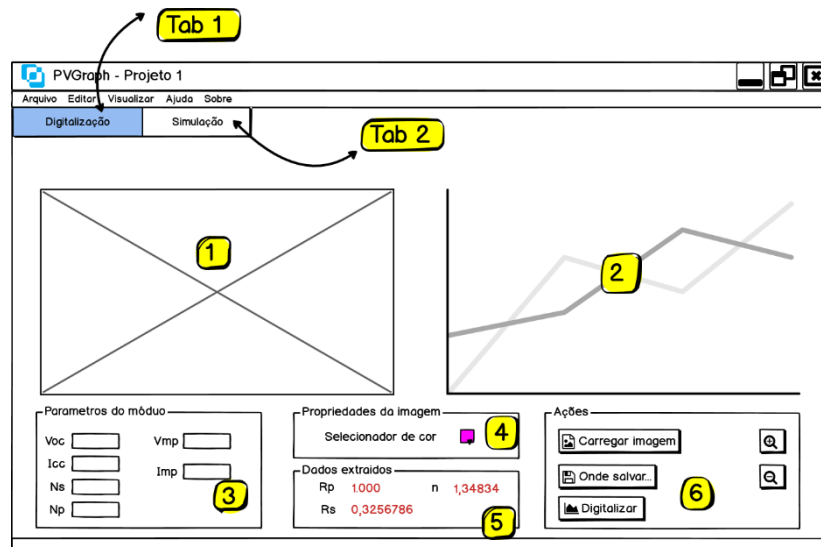
Fonte: Elaborado pelo autor

Para atender a base, a aplicação deve ter utilidade de aplicação, propósito definido focado na resolução de algum problema. Para a usabilidade foca-se em entregar um produto de fácil utilização, a interface de contato deve não deve ser o ponto onde o usuário desiste da aplicação. Por fim, o poder de atração da aplicação, sendo obtido pelo conjunto assertividade

da solução, a facilidade de uso, boa comunicação, as respostas e “humanidade” do tratamento do sistema, o layout agradável/amigável. Pensando em atender o básico da UX, foi elaborando um esboço inicial da *User Interface*. O sistema será desenvolvido com base em um sistema de *Tabs*, apresentando vários painéis de conteúdo mutuamente exclusivos na mesma área.

Conforme a figura 48, a primeira guia da aplicação conterà a área de digitalização o das curvas I-V das folhas de dados. A região 1 será reservada para a visualização da figura a ser digitalizada, inserida pelo usuário, já na área 2 serão exibidos os gráficos dos dados digitalizados e os dados da primeira simulação baseada nos dados extraídos. Na área 3 estarão os campos de entrada das informações técnicas dos módulos que estão disponíveis no *datasheet*, a área 4 será do seletor de cores para identificar o gráfico na figura a ser digitalizado, caso haja mais de um gráfico. Na área 5 será apresentado os dados calculados de R_s , R_{sh} e m para o módulo e na área 6 estarão os botões de ação para manipulação da figura, executar a extração das informações e salvar as informações no banco de dados.

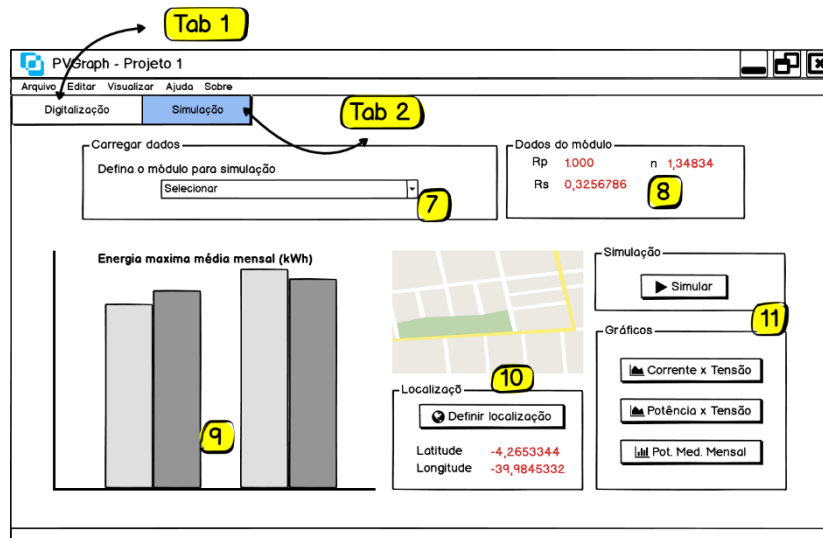
Figura 48 - *Sketch* da tela inicial (tab 1) da aplicação proposta



Fonte: Elaborado pelo autor

A segunda guia conterà a área de simulação e análises comparativas de rendimentos dos módulos, conforme apresenta a figura 49, com a região 7 reservada a seleção do módulo a ser usado na simulação, 8 será a região que apresenta os dados do módulo selecionado. Em 9 serão expostos os gráficos de geração de energia por mês para cada simulação, a região 10 terá os controles e visualizações da região geográfica selecionada para a simulação e 11 conterà os controles que efetivamente executará a simulação e visualizações de gráficos adicionais.

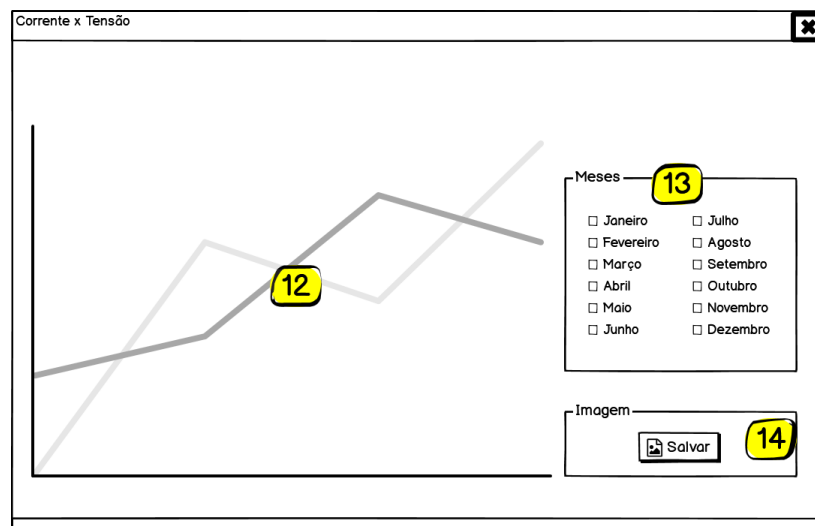
Figura 49 - *Sketch* da tela secundária (tab 2) da aplicação proposta



Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 50 tem-se a janela de visualização de gráficos auxiliares, objetivando analisar com detalhes a informações utilizadas e/ou geradas na simulação. Será introduzido um controle para salvar todas as imagens geradas.

Figura 50 - Janela de visualização de gráficos auxiliares



Fonte: Elaborado pelo autor

3.8 Simulação de Eficiência, Energia produzida e dados gerais

Adicionalmente as telas de visualização propostas na seção anterior, será considerada uma área para análise de eficiência para cada módulo conforme a equação (2), energia gerada

utilizando a equação (15) sendo considerando que o módulo está trabalhando no ponto de máxima potência para as condições de irradiância e temperatura utilizadas na simulação.

Serão expostos ainda os dados utilizados na simulação, como a temperatura ambiente, temperatura do módulo, irradiância média mensal e energia acumulada anual disponível. De igual forma os dados poderão ser visualizados em uma tela de detalhamento, com possibilidade de salva-las.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

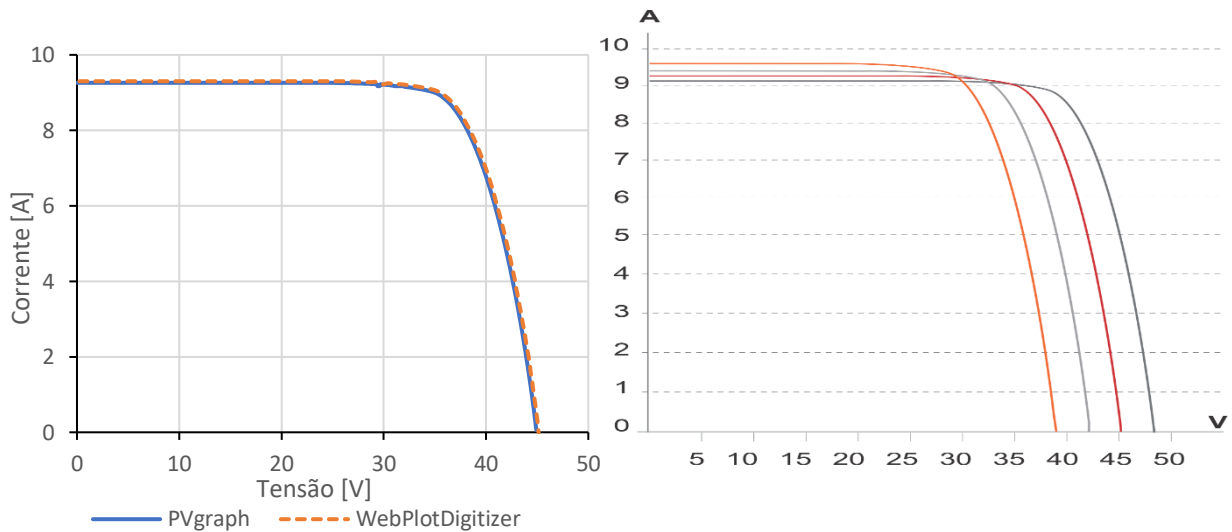
Nesta seção será apresentado os principais resultados obtidos no decorrer da pesquisa, sendo dividido em subseções que seguem a lógica do desenvolvimento da metodologia. Para efeitos de identificação e registro, o *software* proposto será denominado de PVGraph, nome escolhido baseado nas funcionalidades e recursos que a aplicação deve apresentar.

4.1 Digitalização de curvas I-V

Como processo inicial para o desenvolvimento da metodologia, as curvas características I-V deve constar em um formato estruturado, contendo os pares ordenados do gráfico, possibilitando assim a realização de comparações entre a qualidade de estimativa dos parâmetros do modelo representativo da célula e as medições em condições de STC da folha de dados, realizadas por meio de simulações.

Na subseção 3.1 foram detalhados os procedimentos para realização da extração da curva para formato em planilha que possa ser visualizada no *software* Excel®, bem como possa ser lido pela aplicação que se propôs a desenvolver. Os resultados obtidos da execução da metodologia descrita estão resumidos no grupo de imagens que se segue, onde é feito a comparação da qualidade do método de digitalização proposto com a figura de referência utilizada na extração, e utilizando um *software* específico para este procedimento, o Automeris (ou WebPlotDigitizer). Com objetivo de avaliar a metodologia com grupos diversos de módulos fotovoltaicos, o processo analítico da qualidade de digitalização das curvas foi realizado para três modelos, de diferentes fabricantes. Nas figuras 51, 52 e 53 estão, respectivamente, as digitalizações e figuras de referência dos módulos CS6U-320P da fabricante Canadian, JAM72S10-400 da fabricante JA Solar e 72HPH430M da Longi.

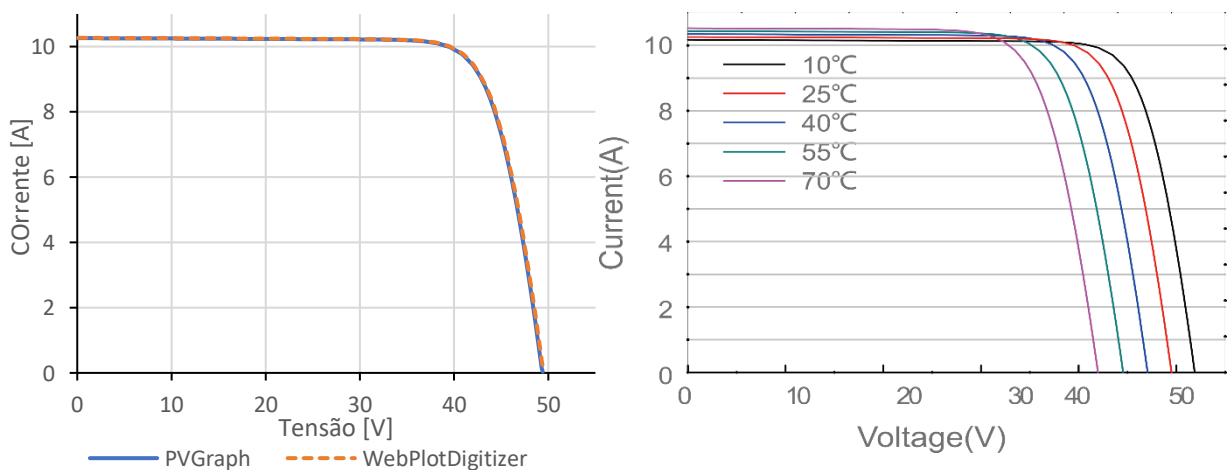
Figura 51 - Digitalização da curva I-V pelo processo proposto em 3.1 e pelo WebPlotDigitizer (esquerda). Gráficos de ensaio das curvas I-V do módulo CANADIAN CS6U-320P utilizado como referência de extração (direita)



Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura acima a esquerda tem-se dois gráficos digitalizados, a denominação PVGraph se refere a metodologia que se propõe no trabalho. Os resultados mostraram excelente correspondência com a curva digitalizada pelo WebPlotDigitizer, saindo um pouco da correlação a partir do ponto de 30 volts, mas mantendo a tendência e o padrão. Se observado na figura da direita, o ponto onde a digitalização sai da correlação tem-se a interferência das curvas para outros valores de temperatura. Assim, se a curva de referência para a digitalização não tiver uma boa qualidade (em relação ao número de pixels - resolução) e contiver muitas obstruções na curva de interesse, a digitalização pode perder em qualidade e fidelidade.

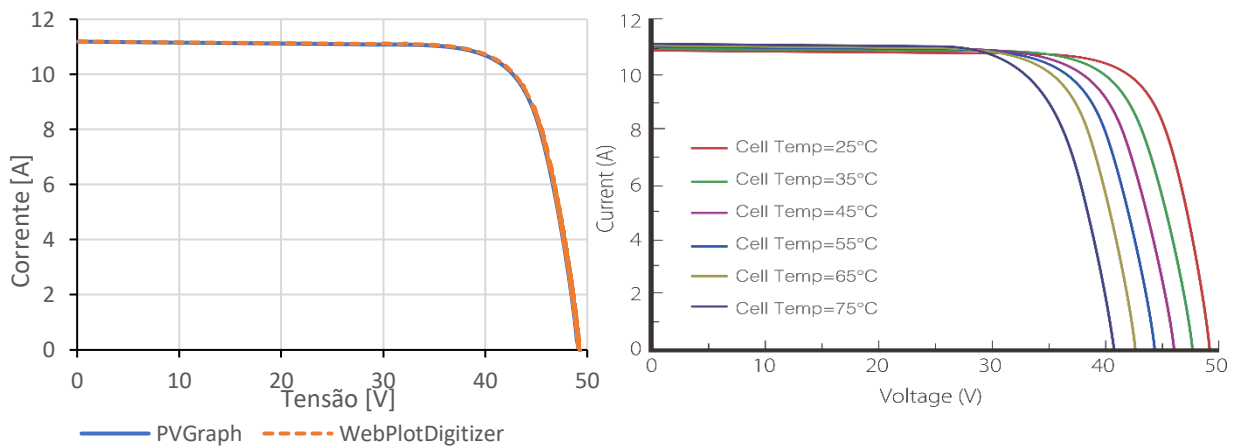
Figura 52 - Digitalização da curva I-V pelo processo proposto em 3.1 e pelo WebPlotDigitizer (esquerda). Gráficos de ensaio das curvas I-V do módulo JA SOLAR - JAM72S10-400 utilizado como referência de extração (direita)



Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 52 (direita), com a utilização do CorelDraw® ordenou-se a curva para temperatura de 25°C a frente das outras curvas, a fim de evitar obstruções. A correlação obtida pelo PVGraph em relação ao WebPlotDigitizer foi melhor que a apresentada na figura 51, com ótimo padrão na representação.

Figura 53 - Digitalização da curva I-V pelo processo proposto em 3.1 e pelo WebPlotDigitizer (esquerda). Gráficos de ensaio das curvas I-V do módulo LONGI-72HPH-430M utilizado como referência de extração (direita)



Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 53 foi considerado a situação onde a figura de referência contém uma curva com espessura maior, (ocupando uma quantidade maior de pixels). Para esta situação, o PVGraph busca fazer a média, verticalmente, do número de pixels com a cor correspondente a curva. Esta média vai divergir para cada nova coluna de pixels, aumentando o desvio da tendência e consequentemente divergindo a correlação, como observado a partir da marcação de 45 volts na figura. Apesar desta observação, não houve perdas significativas para esta situação.

Considerando os três conjuntos de imagens, a metodologia proposta se apresentou como uma boa opção para digitalização de curvas I-V a ser empregada no *software* proposto. Com isto, não será necessário *softwares* de terceiros para prosseguir no desenvolvimento da metodologia.

4.2 Extração de parâmetros intrínsecos do módulo

Na subseção 3.3 foram apresentadas algumas metodologias para extração dos parâmetros ditos intrínsecos dos módulos fotovoltaicos (fator de idealidade – m , resistência serie – R_s e resistência em paralelo - R_{sh}), alguns de simples aplicação, outros com alto grau

de complexidade. Objetivando uma análise direta, mas contendo informações precisas, a metodologia empregada (ACT, apresentado nas tabelas de resultados como PVGraph) foi comparado aos resultados obtidos pelos métodos de extração utilizando o Solver, que consegue valores com boas correspondências nas simulações, segundo a bibliografia, e o método da inclinação das retas do gráfico I-V, relativamente simples, e não determina o valor para m .

A tabela 2 apresenta os resultados para as três metodologias aplicadas no módulo CANADIAN CS6U-320P, com observação para o método da inclinação, o qual não consegue determinar o valor para m . Para efeitos de validação, os resultados obtidos pelo Solver serão os valores de referência. Para o módulo da Canadian, observa-se nas duas últimas colunas os erros relativos entre o PVGraph e a Inclinação (E – P/I), com valores de 40,68% para na comparação do valor de R_s e 9,33% para o comparativo de R_{sh} . No comparativo em o PVGraph e o Solver (E – P/S) obteve-se para m um erro relativo de 0,1792%, para R_s 2,37% e para R_{sh} um valor de erro relativo de 4,10%. O erro de 40,68% em E-P/I para R_s destaca a volatilidade nos valores obtidos com o método da inclinação, já que a escolha dos pontos do gráfico a serem considerados para extração das resistências é subjetivo.

Tabela 2 - Estimativa de m , R_s e R_{sh} utilizando o Solver, método da inclinação e o PVGraph para o módulo CANADIAN CS6U-320P

ESTIMATIVA DE PARAMETROS - CANADIAN					
	SOLVER	INCLINAÇÃO	PVGraph	E - P/I (%)	E – P/S (%)
m	1,139028608	-	1,14107	-	0,1792
R_s	0,37509685	0,617360168	0,366204	40,68	2,37
R_{sh}	1050,245208	1000	1093,319	9,33	4,10

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o módulo da JA SOLAR - JAM72S10-400, os erros são maiores, chegando a 55,70% na comparação do valor de R_{sh} para E – P/S, 15,21% em R_s e 13,9% para m . No comparativo de E – P/I os erros são de 51,64% para R_s e 9,45 para R_{sh} . Novamente observa-se um erro alto em E – P/I para R_s .

Tabela 3 - Estimativa de m , R_s e R_{sh} utilizando o Solver, método da inclinação e o PVGraph para o módulo JA SOLAR - JAM72S10-400

ESTIMATIVA DE PARAMETROS - JA SOLAR					
	SOLVER	INCLINAÇÃO	PVGraph	E - P/I (%)	E - P/S (%)
m	0,915316456	-	1,04256	-	13,9
R_s	0,327497487	0,574217628	0,277672	51,64	15,21
R_{sh}	504,0232895	714,2857143	784,7761	9,45	55,70

Fonte:

Elaborado pelo autor.

Quando aplicado ao módulo LONGI-72HPH-430M, os erros se ficam em torno da média da tabela 3, com a alternância de magnitude de erros para as resistências em E – P/S e ligeiro aumento em m . Em E – P/I se manteve próximo.

Tabela 4 - Estimativa de m , R_s e R_{sh} utilizando o Solver, método da inclinação e o PVGraph para o módulo LONGI-72HPH-430M

ESTIMATIVA DE PARÂMETROS - LONGI					
	SOLVER	INCLINAÇÃO	PVGraph	E - P/I (%)	E - P/S (%)
m	1,132234932	-	0,931895	-	17,69
R_s	0,146026489	0,402544079	0,209027	48,07	43,14
R_{sh}	266,1463731	285,7142857	341,3689	9,31	28,26

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar de alguns valores obtidos de erros terem relevante magnitude, o erro relativo, para os casos de m e R_s , tratam de valores por vezes abaixo de 1, podendo levar a interpretações equivocadas, em ocasiões.

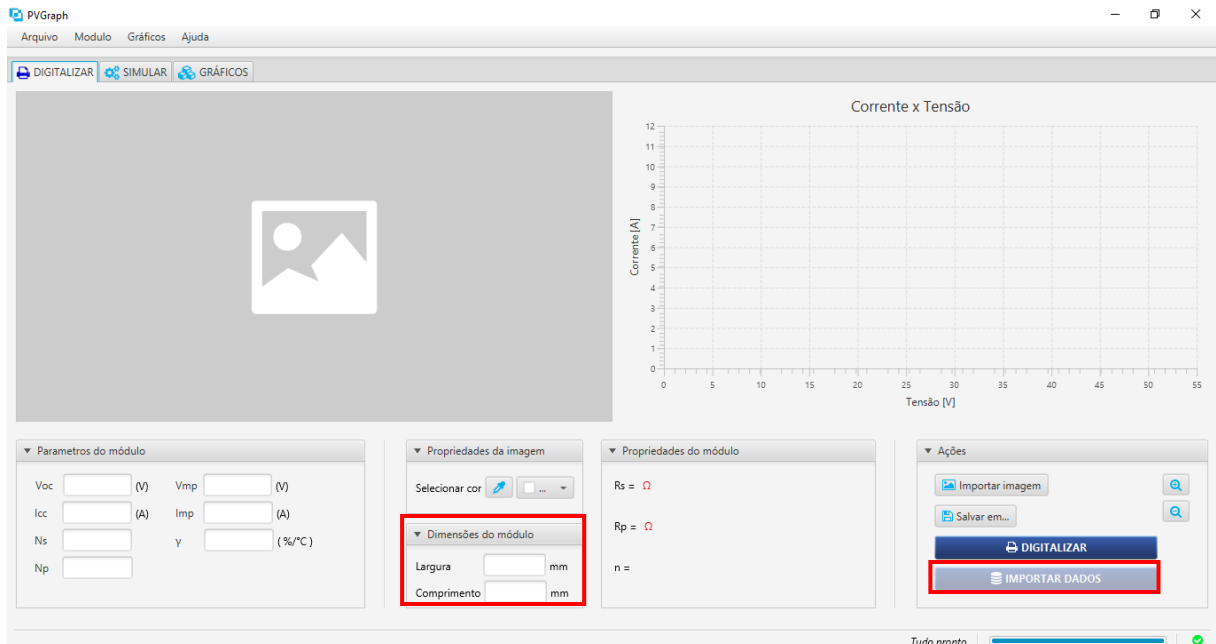
Outra observação que se pode apontar das três tabelas, e neste caso considerando apenas E – P/S, é que não há ocorrência mútua de grandes erros para os três fatores ao mesmo tempo, ou seja, pode-se inferir que para conseguir valores aceitáveis e uma boa correlação de valores simulados, a metodologia compensa o alto erro em certa região da curva I-V, trazendo correspondências melhores em uma ou nas duas outras regiões (reta inicial, relacionado a R_{sh} , joelho da curva relacionado a m e a reta ao final da curva relacionado a R_s).

4.3 Simulação de rendimento de módulos fotovoltaicos

4.3.1 Interface visual

A tela inicial da aplicação foi idealizada conforme a figura 48, com campos de entrada necessários para fazer a digitalização das curvas I-V da figura obtida do *datasheet*. Conforme observado na figura 54 a maior parte do *layout* se manteve na versão final, com inclusão de duas seções, uma área para inserção das dimensões do módulo que se deseja digitalizar a curva, e uma área dentro da seção de “Ações” com botão que permite importar o módulo com todas as informações inseridas e extraídas na digitalização para o bando de dados interno da aplicação.

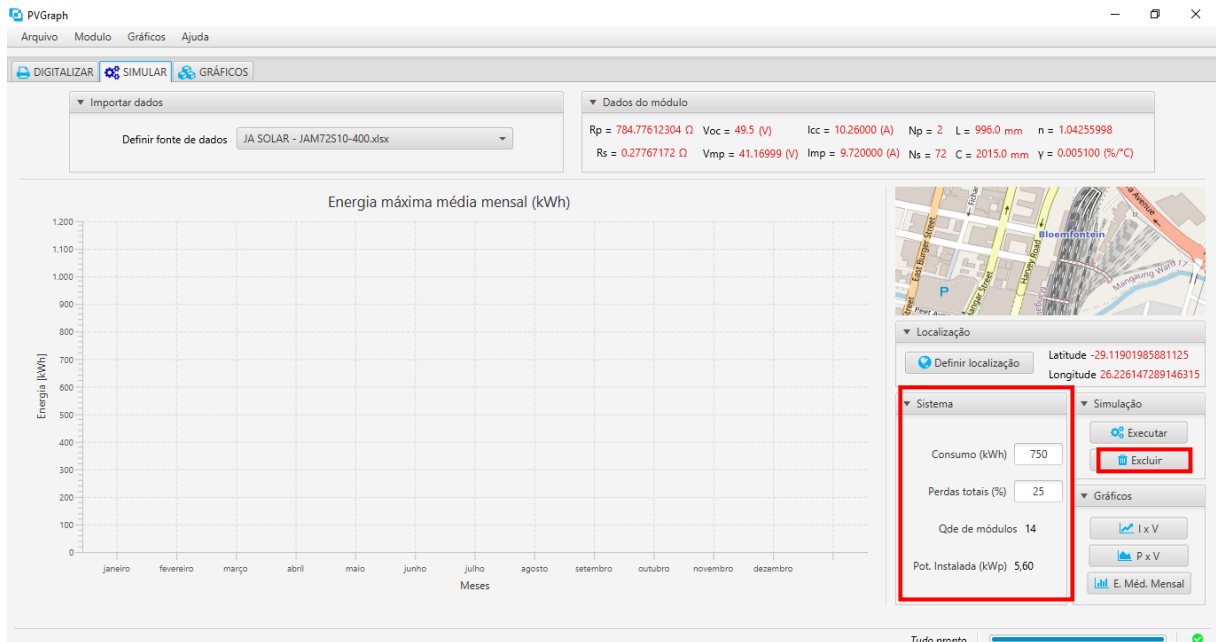
Figura 54 - Interface visual da tela inicial da aplicação - área de digitalização de curvas I-V



Fonte: Elaborado pelo autor

A segunda tela da aplicação, ou *Tab 2*, está representado na figura 56, com sua idealização inicial apresentado na figura 49. As principais alterações foram o aumento da área dedicada ao gráfico com a saída da simulação de energia média mensal produzida, a inserção de uma área dedicada a análise de um sistema fotovoltaico e a inclusão de um botão para apagar as informações que estiverem contidas na tela.

Figura 56 - Interface visual da segunda tela - área para simulações



Fonte: Elaborado pelo autor

Na proposta inicial da aplicação não previa a *Tab 3*, conforme consta na figura 55, mas viu-se a necessidade de uma interface que fizesse a união de todos os dados gerados ou utilizados nas simulações. Os gráficos disponíveis são respectivamente, da esquerda para a direita e de cima para baixo, Temperatura ambiente, Eficiência do módulo, Irradiância média, Temperatura do módulo, Horas de Sol e Energia acumulada.

Figura 55 - Interface visual da terceira tela - área de análise de dados



Fonte: Elaborado pelo autor

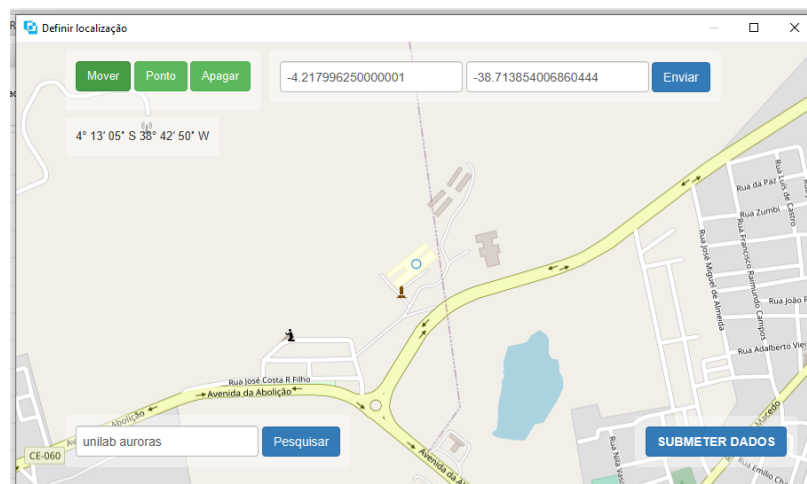
Com a possibilidade de apresentar múltiplos dados em um mesmo gráfico, essa seção é exclusiva para visualização das informações. Todos os gráficos gerados podem ser baixados com extensão .png.

4.3.2 Análise de simulações

A fonte de dados do EU SCIENCE HUB, apresentado na subseção 3.5.2 será utilizado apenas como fonte de dados comparativa, os dados de irradiação utilizados nas simulações com coordenadas fora da região dos Estados Unidos foi obtido de forma empírica conforme a subseção 3.5.1.

O primeiro local escolhido para realização de simulação foi o Campus das Auroras da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira (UNILAB), local onde já se encontra um sistema fotovoltaico em operação.

Figura 57 - Coordenadas utilizadas na simulação 1



Fonte: Elaborado pelo autor

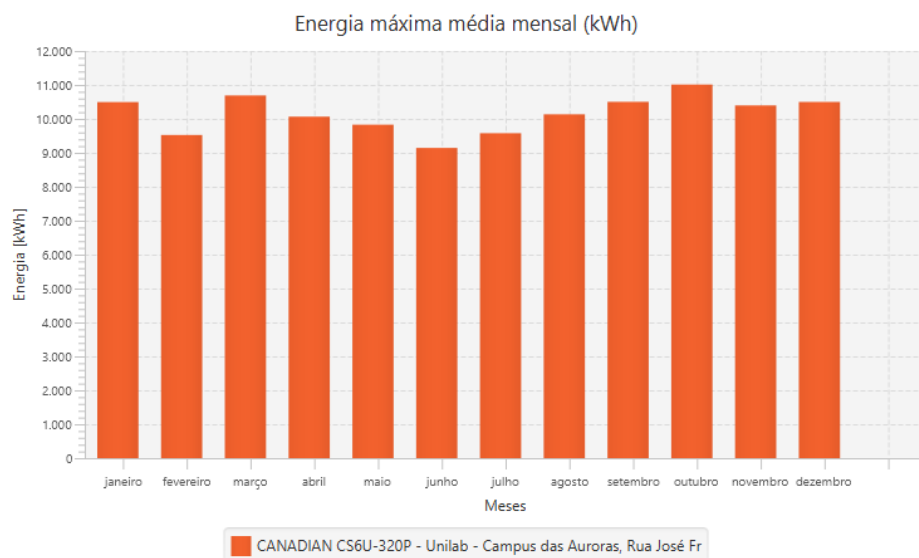
Na seção de “Sistema” fixou-se o consumo médio mensal em 10.000 kWh, com perdas globais (perdas em cabos, inversores de potência, sujeira nos módulos) em 25%, utilizando módulos CS6U-320P da Canadian. O sistema estimou 211 módulos para suprir esta demanda, com potência instalada total de 67,48 kWp conforme a figura 59. A produção média de energia deve ficar em torno da demanda de consumo mensal do empreendimento (10.000 kWh/mês), sendo exposto na figura 59.

Figura 59 - Dados do sistema 1 em avaliação pelo PVGraph



Fonte: Elaborado pelo autor

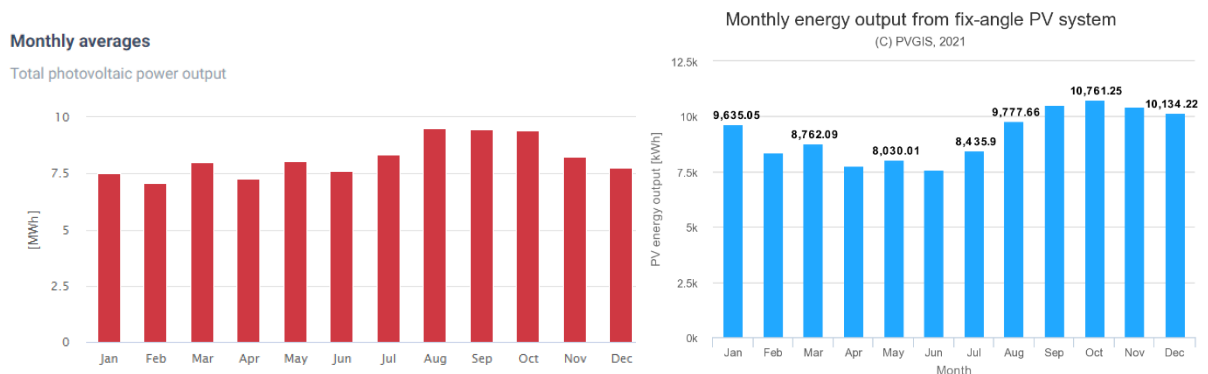
Figura 60 - Geração máxima média mensal de energia para as coordenadas e sistema 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Para efeitos de validação os resultados obtidos no PVGraph da figura anterior foram comparados as plataformas citadas no início da seção. Seus resultados podem ser vistos na figura 58.

Figura 58 - Simulações de rendimento de um sistema de 67,48 kWp nas coordenadas em estudo. Dados da plataforma GLOBAL SOLAR ATLAS (esquerda) e do PVGIS (direita)



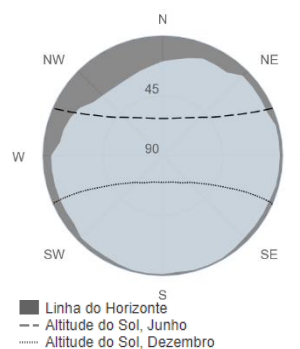
Fonte: Elaborado pelo autor

Para um sistema 67,48kWp instalado nas coordenadas em estudo, a produção média de energia mensal seria de 8.191,33 kWh/mês segundo a plataforma Atlas Solar Global, levando a um erro relativo de 22,08%. Para a plataforma PVGIS, a produção média seria de 8.628,34 kWh/mês, erro relativo associado de 15,90%. Segundo os erros apresentados na análise comparativa, os valores altos para os erros relativos podem ser traduzidos da seguinte forma: um sistema de 67,48kWp não seria capaz de suprir a demanda média de 10.000kWh/mês, como indicava os resultados do PVGraph. Desta forma, a metodologia empírica de previsão de irradiância média mensal superestimou a disponibilidade.

Para as duas comparações, a produção de energia estimada pelo PVGraph ficou com valor acima. Para explicar os erros associados das simulações pode-se verificar três fatores que tem influência direta nas simulações. Primeiro verifica-se nos gráficos da figura 58 que os níveis de produção de energia tem tendência de ser menor nos seis primeiros meses do ano, o que não ocorre na figura 60, pois o método empírico de estimativa de radiação não considera os efeitos do tempo nublado (o tempo nublado é característico para essas coordenadas no primeiro semestre do ano). Na figura 61 verifica-se a linha do horizonte, onde a região cinza informa a interferência na linha do horizonte ocasionado por picos e montanhas.

Além dos fatores de baixa radiação em períodos do ano e a influência de interferências na linha do horizonte, as plataformas *online* de simulação não apresentam informação para o modelo e características dos módulos que estão sendo usados nas estimativas.

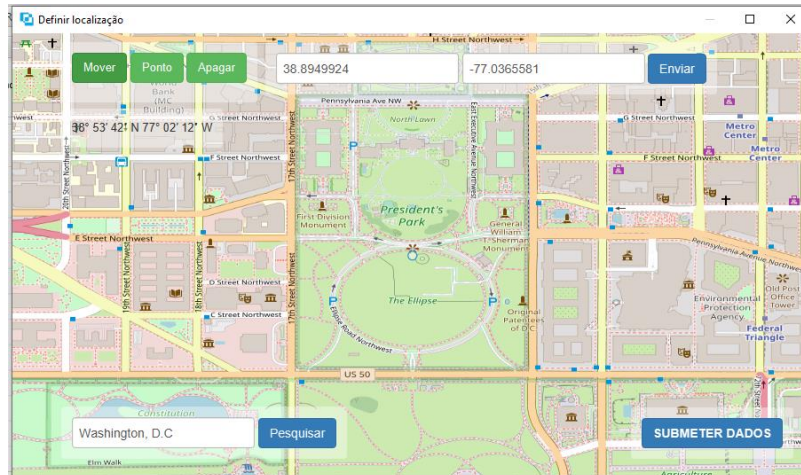
Figura 61 - Linha do horizonte nas coordenadas em estudo



Fonte: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR

A segunda simulação será feita em uma região onde os dados de radiação podem ser adquiridos diretamente da API do NREL, para este caso será a área central da cidade de Washington, D.C., conforme apresentado na figura 62.

Figura 62 - Coordenadas utilizadas na simulação 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Os mesmos dados serão considerados para este sistema, com consumo médio mensal de 10.000 kWh/mês, perdas globais do sistema em torno de 25% com a utilização do módulo CS6U-320P da Canadian. De acordo com a estimativa do PVGraph e apresentado na figura 63, o número de módulos necessários para suprir a demanda média seriam de 294 unidades, com potência instalada de 94,02kWp.

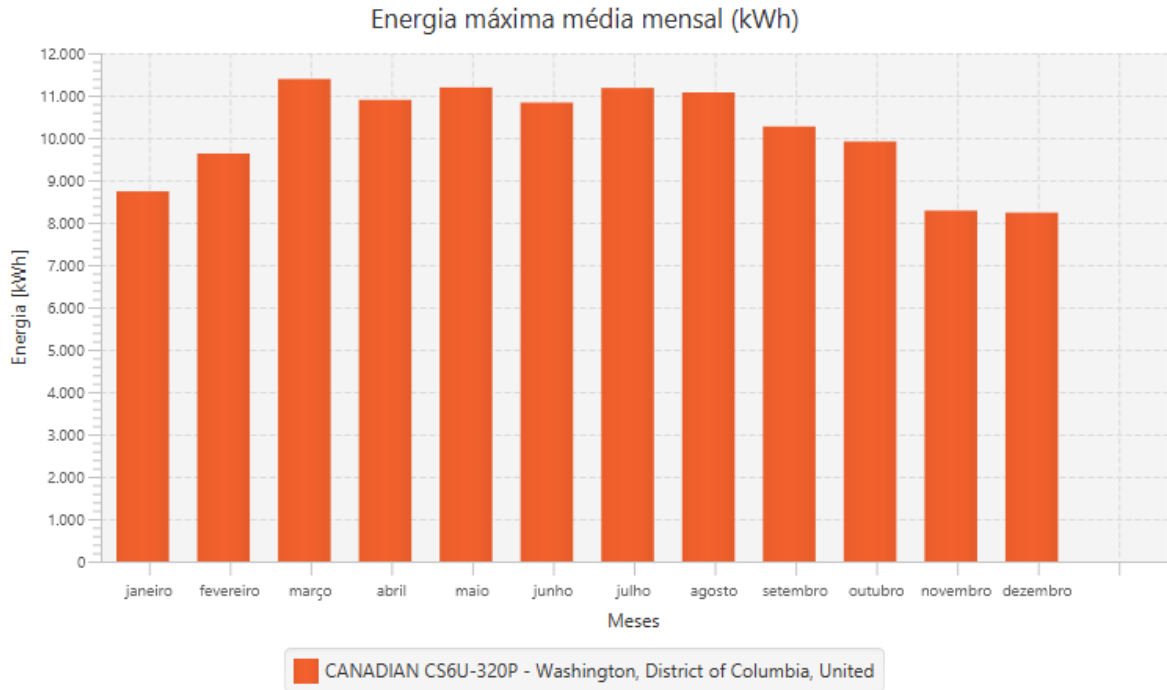
Figura 63 - Dados do sistema 2 em avaliação pelo PVGraph

Sistema	
Consumo (kWh)	10000
Perdas totais (%)	25
Qde de módulos	294
Pot. Instalada (kWp)	94,02

Fonte: Elaborado pelo autor

A produção máxima média mensal de energia estimada pela aplicação está apresentada na figura 64, com média de valores de produção em torno da demanda média mensal de energia (10.000 kWh/mês).

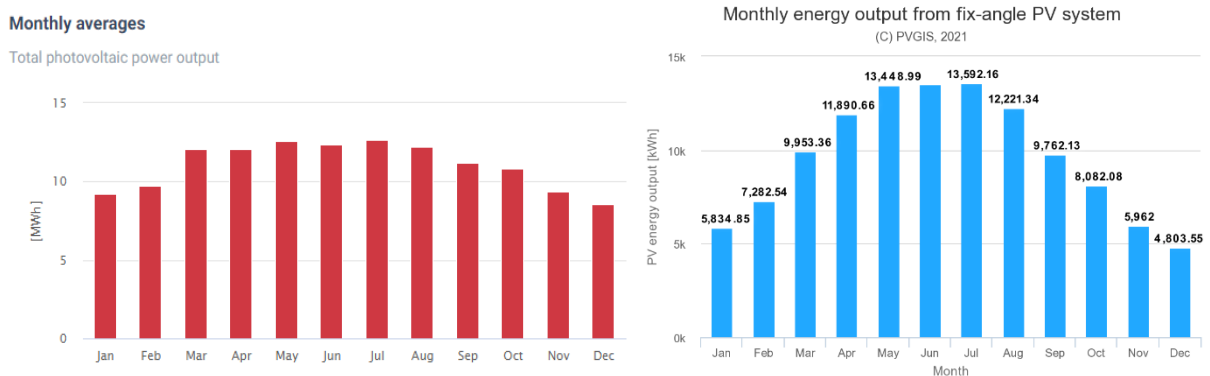
Figura 64 - Geração máxima média mensal de energia para as coordenadas e sistema 1



Fonte: Elaborado pelo autor

A análise comparativa com as plataformas segue na figura na figura 65, onde, segundo o Atlas Solar Global, a produção média de energia de um sistema de 94,02kWp nas coordenadas de estudo seria de 11.072,33 kWh/mês, quando comparado ao PVGraph constata-se um erro relativo de 9,68%. Na plataforma PVGIS, a estimativa de geração média de energia do mesmo sistema seria de 9.725,62 kWh/mês, levando a um erro relativo de 2,82%.

Figura 65 - Simulações de rendimento de um sistema de 94,02 kWp nas coordenadas em estudo. Dados da plataforma GLOBAL SOLAR ATLAS (esquerda) e do PVGIS (direita)



Fonte: Elaborado pelo autor

Nesta simulação, a plataforma PVGIS apresenta um padrão diferente ao obtido com a Global Solar Atlas e a simulação do PVGraph, podendo ser explicado pelo uso de dados obtidos pela média de medições de apenas 10 anos recentes.

As estimativas de geração de energia baseadas no uso de API de radiação foram significativamente mais eficazes quando comparadas ao uso do método empírico. Nesta simulação, o valor médio de geração esteve entre os valores comparados das plataformas.

De certa forma, com uso de APIs com área de cobertura maior, as simulações se mostram promissoras e condizentes com a realidade. De toda forma existe a grande necessidade de implementar metodologias mais eficazes no cálculo e obtenção de parâmetros do módulo e na estimativa da radiação incidente. A princípio pode-se desenvolver um estudo para calibração do método empírico usados na aplicação, buscando correlações entre a localização e períodos de baixa radiação.

CONCLUSÃO

O setor de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos passa atualmente pelo processo de regulação, o que trará mais confiança aos investidores e uma crescente em sua implementação, mais ainda do que se observa até então. A disseminação e implementação da tecnologia está diretamente correlacionada a um mercado suprido de equipamentos, profissionais capacitados e incentivos financeiros e fiscais.

Direcionado a análise técnica no estudo dos sistemas fotovoltaicos, a aplicação proposta neste trabalho destina-se a verificação dos equipamentos de geração, por meio do estudo de técnicas e desenvolvimento de ferramentas capazes de mostrar de forma simples e visual o rendimento de módulos fotovoltaicos comerciais em condições reais de operação. Neste ponto, o trabalho destina-se a lançar um olhar crítico na escolha de equipamentos no mercado, traçando perfil característico dos módulos fotovoltaicos por meio de seus parâmetros intrínsecos.

Quando relacionado a capacitação de profissionais para o setor, o *software* PVGraph traz as funcionalidades e resultados já usuais quando se pretende dimensionar sistemas, mas pouco difundido, como as plataformas do Atlas Solar Global e PVGIS. Como levantado no estudo bibliográfico, *softwares* para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos normalmente são pagos ou de difícil operação, com raras exceções que atenda a maioria dos pequenos e médios empreendedores do setor.

Em sua proposta como um *software* autossuficiente para análise de eficiência de módulos fotovoltaicos comerciais, o PVGraph apresentou bons resultados de forma global, apresentando boas correlações de geração de energia quando utilizando de fonte de dados consumidas de APIs, com erro de 9,68% em relação ao Atlas Solar Global e 2,82% quando comparado aos resultados do PVGIS. Os resultados para simulações utilizando o método empírico implementado no *software* e apresentado na subseção 3.5.1 não obteve bons resultados, com erros relativos de 22,08% quando comparado as simulações da plataforma Atlas Solar Global, e de 15,90% quando comparado a plataforma PVGIS.

A funcionalidade de digitalização de curvas I-V, conforme a subseção 4.1, teve ótimos resultados, podendo ser amplamente empregado na digitalização e utilização para outras funcionalidades, já que os dados são exportados em planilhas do Excel. A ressalva a ser feita para a funcionalidade é que se deve utilizar imagens de referência (contendo a curva I-V) com boa resolução e com baixos níveis de obstrução da curva de interesse.

A extração dos parâmetros intrínsecos do módulo divergiu em certo grau quando comparado as metodologias expostas na bibliografia, no entanto, o conjunto de dados extraídos para cada módulo obteve boas correlações dentro das simulações considerando temperatura de 25°C e irradiância de 1.000W/m² (condições de STC). Desta forma, entende-se que um conjunto específico de valores para os três parâmetros (fator de idealidade do diodo, resistência serie e resistência em paralelo) é capaz de se ajustar no modelo matemático objetivando alcançar o menor erro quando comparado aos dados digitalizados.

A UI da aplicação apresenta-se como intuitiva, de fácil utilização e pensando na UX, toda atividade dentro da aplicação que precise de tempo de processamento é sinalizado com alguma animação indicativa. Para atender as necessidades gerais, apenas bons resultados obtidos dentro da aplicação não serão tão úteis se a interface de utilização não for amigável ao usuário.

Com objetivo de aperfeiçoamento da aplicação, recomenda-se a princípio um refinamento da metodologia para estimativa de índices de radiação, com implementação de novos fatores de influência relevante como baixos índices de radiação ocasionados por céu nublado e previsão de níveis de sombreamento pela topografia local e/ou edificações próximas ao local de avaliação do sistema. Com o sistema de *Tabs* utilizado propositalmente para crescimento das funcionalidades dentro da aplicação, abre possibilidades para avaliação de outros equipamentos como inversores, caixas de junção, dimensionamento de cabos e proteção de sistemas fotovoltaicos conectados ou não na rede.

A inclusão da API da plataforma SCIENCE HUB para obtenção de dados de radiação será crucial na obtenção de resultados com melhores correspondências, possibilitando o dimensionamento com assertividade, diminuindo riscos de sub ou superdimensionamento de sistemas fotovoltaicos pelo usuário final. Ainda é possível avaliar a inclusão de um ambiente para visualização tridimensional da localização, com funcionalidades de escolha de orientação e inclinação dos módulos, objetivando o aumento nos índices de eficiência.

REFERÊNCIAS

AKHSASSI, M. et al. Mathematical models calculating PV module temperature using weather data: Experimental study. **Lecture Notes in Electrical Engineering**, v. 519:630–63, n. Abril, p. 10, 2018.

ALLAN, D. **Introdução ao Java Virtual Machine (JVM)**. Disponível em: <<https://www.devmedia.com.br/introducao-ao-java-virtual-machine-jvm/27624>>. Acesso em: 2 ago. 2021.

AWS. **O que é banco de dados relacional?** Disponível em: <<https://aws.amazon.com/pt/relational-database/>>. Acesso em: 5 ago. 2021.

AYRÃO, V. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL. CONCEITOS, APLICAÇÕES E ESTUDOS DE CASO**. 1. ed. Rio de Janeiro: 30 de outubro, 2018.

BELÚCIO, L. P. et al. Radiação solar global estimada a partir da insolação para Macapá (AP). **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 29, n. 4, p. 494–504, 2014.

BUENO, P. H. **Modelagem Analítica e Numérica Semiempírica de Células Fotovoltaicas**. [s.l.] Universidade Federal de Minas Gerais, 2016.

BÜHLER, A. J. **DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS FOTOVOLTAICOS A PARTIR DE ENSAIOS DE CURVAS CARACTERÍSTICAS SEM ILUMINAÇÃO**. Tese de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.

BÜHLER, A. J.; SANTOS, F. H. DOS; GABE, I. J. **Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...** Gramado - RS: 2018

CAELUM. **O QUE É JAVA**. Disponível em: <<https://www.caelum.com.br/apostila-java-orientacao-objetos/o-que-e-java>>. Acesso em: 2 ago. 2021.

CASTRO, R. M. G. **INTRODUÇÃO À ENERGIA FOTOVOLTAICA** Rui M.G. Castro. **DEEC / Seção de Energia**, v. 2002, n. edição 0, nov. 2002.

CHAPRA, S. C.; CANALE, R. P. **Métodos Numéricos para Engenharia**. 5ª ed. Porto Alegre: 2011, 2008.

COMMISSION, I. E. **Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics**, 2006.

COSTA, W. T. **Modelagem, Estimação De Parâmetros E Método MPPT Para Módulos Fotovoltaicos**. Tese de mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo, 2010.

DECEASED, J. A. D.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. Fourth Ed. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013. v. 3

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021**. **Empresa de Pesquisa Energetica**, 2021.

GASPARIN, F. P. **DESENVOLVIMENTO DE UM TRAÇADOR DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. Tese de metrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009.

GONZÁLEZ-LONGATT, F. M. **Model of Photovoltaic Module in Matlab™2DO CONGRESO IBEROAMERICANO DE ESTUDIANTES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN (II CIBELEC 2005)**.

KININGER, F. **Photovoltaic Systems Technology SS 2003Kassel: Universität KasselWilhelmshöher, Alemanha, 2003**.

MOHAMED, N. et al. Single-Diode Model and Two-Diode Model of PV Modules: A Comparison. **IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering**, p. 210–214, 2013.

MUHAMMAD, F. F. et al. Simple and efficient estimation of photovoltaic cells and modules parameters using approximation and correction technique. **PLoS ONE**, v. 14, n. 1, p. 1–19, maio 2019.

MULESOFT. **O que é uma API**. Disponível em: <<https://www.mulesoft.com/pt/resources/api/what-is-an-api>>. Acesso em: 4 ago. 2021.

MUÑOZ-GARCÍA, M. A. et al. Characterization of thin film PV modules under standard test conditions : Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. **Solar Energy**, v. 86, p. 3049–3056, 2012.

NASCIMENTO, C. A. DO. **PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA**. Tese de mestrado. Universidade Federal de Lavras, 2004.

OLIVATI, C. DE A. **Efeito fotovoltaico e fotocondutividade em dispositivos poliméricos**. São Carlos: Universidade de São Paulo, 16 mar. 2000.

OPENJFX. **OpenJDK Wiki**. Disponível em: <<https://wiki.openjdk.java.net/display/OpenJFX>>. Acesso em: 3 ago. 2021.

ORACLE. **O Que É um Banco de Dados Relacional**. Disponível em: <<https://www.oracle.com/br/database/what-is-a-relational-database/>>. Acesso em: 4 ago. 2021.

PETTRIBÚ, L. et al. PROCEDIMENTO OBJETIVO PARA A GARANTIA DE QUALIDADE DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 21, n. 2012, p. 67–78, 2017.

PONTES, W. M. C. S. **AVALIAÇÃO DE MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. Trabalho de conclusão de curso, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira, 2018.

REDHAT. **INTERFACE DE PROGRAMAÇÃO DE APLICAÇÕES. O que é API?**

Disponível em: <<https://www.redhat.com/pt-br/topics/api/what-are-application-programming-interfaces>>. Acesso em: 4 ago. 2021.

RENO, M. J.; HANSEN, C. Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis. **Sandia Report**, n. SAND2012-2389, p. 68, 2012.

SAUTHIER, L. F. et al. MODELAGEM MATEMÁTICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EMPREGADOS EM AMBIENTES DE SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **SEPOC 2018**, p. 1–6, out. 2018.

SILVA, R. A. E et al. Study of the variability of solar radiation in northeast Brazil. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 14, n. 5, p. 501–509, 2010.

SOUZA, A. C. DE; MELO, F. C.; JR, J. R. M. MODELAGEM COMPUTACIONAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. **X Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica**, p. 1–6, 16 out. 2015.

SQLITE. **What Is SQLite?** Disponível em: <<https://www.sqlite.org/index.html>>. Acesso em: 6 ago. 2021.

URBANETZ, I. V. et al. Panorama atual e Cenário 2025 da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. **Smart Energy 2018**, p. 1–9, 2018.

VASCONCELOS, H. C. Sol... Em vez de petróleo! Materiais semicondutores para produção de eletricidade por efeito fotovoltaico. **Açores magazine** |, p. 28–29, 2017.

VERA, L. H. **PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS**. Tese de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004.

WALKER, G. Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model. **Journal of Electrical and Electronics Engineering, Australia**, v. 21, n. 1, p. 49–55, 2001.

APÊNDICE A – SOFTWARES PARA ANÁLISE DE SISTEMAS FV

Nome	Foco do programa	Idioma	Preço US\$	Passo de tempo	B. D. componentes	Endereço eletrônico
DASTPVPS 5.3	SB	I	287	A, M, D	M, I, C	www.ibam.de
HOMER 2.0	SFVA, SFVC, SFVH	I	Grátis	A, M, D, H	B, E, G	http://analysis.nrel.gov/homer/
HIBRID2 1.3	SFVA, SFVH	I	800	S/I	S/I	www.ecs.umass.dn/mie/labs/rerl/hy2/intro
InseD 7.0	*1	I, A, E	562	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C, D	www.inseDi.com
Modes 1.1	SFVA, SFVC, SFVH	A	562	H	M, E, A, BM, CS, G, B, I, C, D	www.ewis.fh-konstanz.de/modes.htm
PV-DesignPro 5.0	SFVA, SFVC, SFVH	I, E	149	A, M, D, H	M, E, G, B, I, C	http://www.mauisolarsoftware.com/
PVS 2000	SFVA, SFVC, SFVH	I, A	438	A, M, H	M, G, I, C	www.ecozept.de
PV*SOLPro 2.2	SFVA, SFVC, SFVH	I, A, E, F	560	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C	www.valentin.com
PVSYST 3.21	SFVA, SFVC, SFVH	I	510	A, M, D, H	M, G, EA, B, I, CC, C	www.pvsyst.com
RESTsCREEN	SFVA, SFVC, SFVH	I, F	Grátis		G	http://www.retscreen.net/
SolarPro 2.68	SFVA	I, J	3148	A, M, D, H	M, G	www.lapsys.co.jp/english
SolDIM 5.02	SFVA, SFVC, SFVH	I, A	197	A, M, D	M, G, I, B, C	www.soldim.de
SolEm 2.14	SFVC	A	62	A, M, D, H	M, G, I	www.solem.de
SolSim 1.0	SFVA, SFVC, SFVH	I, A	731	H	M, E, A, BM, B, I	www.ewis.fh-konstanz.de/solsim.htm
Fdim 1.0	SFCA, SFVC	E	S/I	A	G	msdrach@ctima.uma.es

FV-Expert	SFVA, SFVC, SFVH	E	S/I	A	G	www.sensolar.com
PV F-CHART	SFVA	I	600	H	G	http://www.fchart.com/
PVSize	SFVA	P	Grátis	A, M, D, S, H	M, G, T, B, I, CC, C	http://www.solar.ufgs.br

Fonte: Vera (2004, 19)

LEGENDA

Passo de tempo A: ano, M: mês, D: dia, H: hora.

Foco do programa SFVA: sistema fotovoltaico autônomo, SFVC: sistema fotovoltaico conectado a rede, SFVH: sistema híbrido, SB: sistema de bombeamento, 1*: sistemas térmicos e fotovoltaicos em geral, 2*: dados meteorológicos.

Base de dados de componentes:

M: módulos, G: irradiância e temperatura, B: bateria, I: inversor, CC: controlador de carga, C: consumo, E: gerador eólico, D: gerador diesel, CS: coletores solares, BM: biomassa, A: gerador hidráulico, EA: energia auxiliar.