



Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

GIOVANNI DINIZ DA SILVA
RAIMUNDO NONATO DE SOUSA FRANCO

**FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E
ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**

Brasília, DF
2018

GIOVANNI DINIZ DA SILVA
RAIMUNDO NONATO DE SOUSA FRANCO

FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Relatório apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para o grau de Engenheiro Eletricista.

Orientação: Prof. Mauro Moura Severino

Brasília, DF

2018

SILVA, GIOVANNI DINIZ DA e FRANCO, RAIMUNDO NONATO DE SOUSA

Ferramenta para dimensionamento e análise técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Brasília-DF, 2018.

xiii, 66p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2018).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

Faculdade de Tecnologia, Brasília, 2018. Orientação: Mauro Moura Severino.

1. Energia solar fotovoltaica;

2. Sistema fotovoltaico conectado à rede;

3. Análise técnico-econômica

I. ENE/FT/UnB

II. Título

GIOVANNI DINIZ DA SILVA
RAIMUNDO NONATO DE SOUSA FRANCO

FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Monografia de graduação submetida à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para o grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovados por:

ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO, DOUTOR, ENE/UnB.
EXAMINADOR INTERNO

RAFAEL AMARAL SHAYANI, DOUTOR, ENE/UnB.
EXAMINADOR INTERNO

MAURO MOURA SEVERINO, DOUTOR, ENE/UnB.
ORIENTADOR

Brasília, DF
2018

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Raimunda e Francisco, pelo amor, incentivo e pelos excelentes valores que me passaram durante toda vida, sem vocês eu não seria nada.

A todos os meus familiares, em especial à minha irmã, pelo apoio durante esse semestre difícil, com várias perdas de parentes próximos. Sem a força de vocês com certeza não teria conseguido chegar aonde cheguei.

À minha namorada, Jessica Ferreira, por todas as vezes que me deu abrigo, apoio, dicas valiosas e por toda a paciência durante minhas faltas.

Ao meu parceiro de TCC, Raimundo, pelos vários dias de trabalho e dedicação para que nosso trabalho ficasse o melhor possível.

A todos os meus colegas de graduação, em especial a Wesley, Diego, Wagner, Matheus e Daniel, pela ajuda nas matérias e pelos momentos de descontração.

À Universidade de Brasília e a todos os professores, em especial ao professor Mauro Moura Severino, por todo conhecimento que nos proporcionou.

Giovanni Diniz da Silva

À minha mãe, Edinalva, pelo amor, por sempre acreditar em mim e pela dedicação em me dar uma boa educação.

Aos meus, irmãos Marina e Igor, pelos conselhos e horas de descontração.

A todos os meus familiares pelo constante incentivo e pela ajuda das mais variadas formas.

Ao meu parceiro de TCC, Giovanni, pela paciência e pelos dias de dedicação ao trabalho.

A todos os meus colegas de graduação, em especial à Camila, Luís Otávio, Leonardo, Jordan, Walterlins, Wesley, Matheus, Daniel e Rômulo, pela ajuda nos estudos e pelas conversas descontraídas que me ajudavam a esquecer os problemas pessoais.

À Universidade de Brasília, à Universidade Federal do Piauí e a todos os professores, em especial ao professor Mauro Moura Severino, pelo aprendizado adquirido ao longo desses anos.

Raimundo Nonato De Sousa Franco

RESUMO

Esse trabalho apresenta um estudo de dimensionamento e avaliação técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFV). O mesmo usa dados de irradiação média mensal retirados do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª edição (ABES) para dimensionar o sistema. Além disso, a partir de uma dada taxa de juros, o trabalho faz uma avaliação econômica ao longo de 25 anos.

A ferramenta foi desenvolvida em Microsoft Excel e *Visual Basic for Application* (VBA) devido a facilidade de acesso pelos usuários. Assim, através dos dados inseridos pelo usuário, a ferramenta dimensiona e avalia se o sistema é viável tecnicamente e economicamente. Os resultados são apresentados de uma maneira simples de forma que um usuário sem muito conhecimento técnico seja capaz de interpretá-los e decidir em investir ou não no SFV.

O trabalho em questão permitiu uma análise econômica detalhada, onde foram fornecidos o valor presente líquido (VPL), tempo de *payback* simples e descontado e taxa interna de retorno (TIR). Assim a ferramenta avalia se o SFV é viável ou não, se o investimento no SFV é melhor que o investimento na poupança, Selic ou outra aplicação e qual deveria ser a taxa de retorno que um investimento deveria ter para ser melhor que o investimento no SFV. Foram apresentadas, analisadas e feitas conclusões de diferentes situações.

Os resultados que foram obtidos permitem concluir que a metodologia empregada no trabalho foi adequada e que as informações apresentadas se mostram importantes para a tomada de decisão de investir ou não no sistema fotovoltaico ou em outra área. Não foi considerado o efeito da temperatura na geração de energia, portanto, o presente estudo abre espaço para a melhorias futuras da ferramenta de forma que a mesma possa apresentar resultados mais precisos para o usuário.

ABSTRACT

This work presents a study of the design and technical-economic evaluation of grid-connected photovoltaic systems (PV). It uses monthly average irradiance data taken from the Brazilian Solar Energy Atlas - 2nd Edition (ABES) to size the system. In addition, from a given interest rate, the program makes a economic assessment over 25 years.

The tool was developed in Microsoft Excel and Visual Basic for Applications (VBA) because of ease of access by users. Thus, through the data entered by the user, the tool scales and evaluates whether the system is feasible technically and economically.

The results are presented in a simple way so that a user without much technical knowledge is able to interpret them and decide to invest or not in the PV.

The work in question allowed a detailed economic analysis, where the net present value (NPV), simple and discounted payback time and internal rate of return (IRR) were provided. So the tool assesses whether PV is feasible or not, whether PV investment is better than saving investment, Selic or other application and what should be the rate of return that an investment should have to be better than PV . Conclusions of different situations were presented, analyzed and made.

The results obtained allow us to conclude that the methodology used in the work was adequate and that the information presented is important for the decision to invest in the PV or in another area. It was not considered the effect of temperature on energy generation, therefore, the present study opens space for future improvements of the tool so that it can present more accurate results for the user.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Células fotovoltaicas de filmes finos (esquerda), monocristalina (centro) e policristalina (direita).....	4
Figura 2.2 – Células fotovoltaicas conectadas em série.....	5
Figura 2.3 – Células fotovoltaicas conectadas em paralelo.....	5
Figura 2.4 – Componentes de um módulo fotovoltaico típico.....	6
Figura 2.5 – Configuração usual de um sistema fotovoltaico isolado.....	12
Figura 2.6 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	13
Figura 2.7 – Tipos de conexões dos módulos.....	16
Figura 2.8 – Área de instalação do módulo.....	19
Figura 3.1 – Dados de irradiação solar.....	23
Figura 3.2 – Dados de coordenadas geográficas.....	24
Figura 3.3 – Municípios brasileiros com suas respectivas irradiações mensais.....	24
Figura 3.4 – Diagrama de blocos da ferramenta.....	26
Figura 3.5 – Fileiras de módulos em instalações fotovoltaicas.....	30
Figura 4.1 – Tela principal da ferramenta.....	40
Figura 4.2 – Tela de inserção de dados da fatura.....	42
Figura 4.3 – Tela de inserção de dados do painel.....	43
Figura 4.4 – Tela de inserção de dados do inversor.....	44
Figura 4.5 – Tela do relatório de dimensionamento da ferramenta.....	46
Figura 4.6 – Resultados da simulação 1 pela média de consumo.....	47
Figura 4.7 – Resultados da simulação 1 pelo histórico de consumo.....	48
Figura 4.8 – Resultados da simulação 2 pelo histórico de consumo.....	49
Figura 4.9 – Resultados da simulação 2 pela média de consumo.....	50
Figura 4.10 – Resultados da simulação 3 pela média de consumo.....	52
Figura 4.11 – Resultados da simulação 3 pelo histórico de consumo.....	53
Figura 4.12 – Resultados da simulação 4 pelo histórico de consumo.....	54
Figura 4.13 – Resultados da simulação 4 pela média de consumo.....	55
Figura 4.14 – Resultados da simulação 5.....	56
Figura 4.15 – Resultados da simulação 6.....	57

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Característica I-V do módulo fotovoltaico.....	7
Gráfico 2.2 – Características I-V e P-V do módulo fotovoltaico.....	7
Gráfico 2.3 – Influência da radiação na característica I-V do módulo.....	8
Gráfico 2.4 – Influência da temperatura na característica I-V do módulo.....	9
Gráfico 2.5 – Ondas senoidais pura, modificada e quadrada.....	10
Gráfico 2.6 – Característica I-V dos módulos conectados em (a) série e (b) paralelo..	16
Gráfico 2.7 – Característica I-V dos módulos conectados em série e em paralelo.....	17
Gráfico 2.8 – Fator de espaçamento em função da latitude do local.....	19
Gráfico 3.1 – Fluxo de caixa real de um SFV.....	35
Gráfico 3.2 – Fluxo de caixa para fins de cálculo de um SFV.....	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Ângulo de inclinação do módulo.....	18
Tabela 3.1 – Especificações do módulo fotovoltaico CS6K-265P.....	25
Tabela 3.2 – Especificações do inversor SF1600TL.....	26
Tabela 4.1 – Histórico de consumo da primeira simulação.....	47
Tabela 4.2 – Histórico de consumo da segunda simulação.....	48
Tabela 4.3 – Histórico de consumo da terceira simulação.....	51
Tabela 4.4 – Histórico de consumo da quarta simulação.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABES – Atlas Brasileiro de Energia Solar

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – corrente alternada

CC – corrente contínua

CCST – Centro de Ciência do Sistema Terrestre

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

EVA – *Ethylene Vinyl Acetat*

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LABREN – Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia

MPPT – *maximum power point tracking*

NOCT – *nominal operating cell temperature*

RN482 – Resolução Normativa Aneel Nº 482/2012

R\$ – real

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SFH – sistema fotovoltaico híbrido

SFI – sistema fotovoltaico isolado

SFV – sistema fotovoltaico

STC – *standard test conditions*

TIR – taxa interna de retorno

UF – unidade federativa

UV – ultravioleta

VBA – *Visual Basic for Applications*

VPL – valor presente líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1 Considerações iniciais	3
2.2 Energia solar fotovoltaica	3
2.3 Componentes de um sistema fotovoltaico	3
2.3.1 Módulo fotovoltaico.....	3
2.3.1.1 Características e funcionamento do módulo fotovoltaico	6
2.3.2 Inversor	9
2.3.3 Baterias	11
2.3.4 Controlador de carga	11
2.4 Sistemas fotovoltaicos	11
2.4.1 Sistemas autônomos	12
2.4.2 Sistemas conectados à rede.....	13
2.5 Categorias de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	13
2.5.1 Sistema de tarifação	14
2.6 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede	14
2.6.1 Energia produzida pelo modulo fotovoltaico	14
2.6.1.1 Método da insolação	14
2.6.1.2 Método da corrente máxima do módulo	15
2.6.2 Número e organização dos módulos fotovoltaicos	15
2.6.3 Espaçamento e área ocupada pelos módulos	17
2.7 Métodos de avaliação de viabilidade econômica e comparação de alternativas de investimento	20
2.7.1 Tempo de <i>payback</i>	20
2.7.1.1 Tempo de <i>payback</i> descontado.....	20
2.7.2 Valor presente líquido.....	21
2.7.3 Taxa interna de retorno	21
2.8 Considerações Finais	21
3. Materiais e métodos	22
3.1 Considerações iniciais	22
3.2 Materiais	22

3.2.1 Dados	22
3.2.1.1 Dados de irradiação solar global	22
3.2.1.2 Coordenadas geográficas dos municípios brasileiros	23
3.2.2 Excel.....	24
3.2.3 Equipamentos.....	25
3.3 Metodologia.....	26
3.3.1 Entradas (I).....	26
3.3.2 Dimensionamento técnico.....	28
3.3.2.1 Dimensionamento técnico a partir da área disponível	29
3.3.2.2 Dimensionamento técnico a partir do investimento máximo disponível	32
3.3.3 Avaliação econômica	35
3.3.3.1 Avaliação econômica do grupo B	38
3.3.3.2 Avaliação econômica do grupo A	38
3.4 Considerações finais	39
4. RESULTADOS E ANÁLISE	40
4.1 Considerações iniciais	40
4.2 Telas	40
4.3 Saídas	44
4.4 Simulações.....	46
4.4.1 Simulação 1	46
4.4.2 Simulação 2.....	48
4.4.3 Simulação 3.....	50
4.4.4 Simulação 4.....	53
4.4.5 Simulação 5.....	55
4.4.6 Simulação 6.....	56
4.5 Considerações finais.....	57
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES	58
REFERÊNCIAS	60
APÊNDICE 1	62

1. INTRODUÇÃO

A forma mais comum de geração de energia elétrica provém de fontes não renováveis, como o petróleo e o carvão (FORTES e CAMPOS, 2012). Essas fontes produzem grandes quantidades de gases tóxicos, como o dióxido de carbono, que causam grandes problemas ambientais. Com a demanda de energia elétrica cada vez mais aumentando e a preocupação com a preservação da natureza, surge a motivação para uso das fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica.

No caso da geração fotovoltaica, a sua grande vantagem é que basicamente seu funcionamento é possível em praticamente todos os lugares do planeta, visto que o sol atinge praticamente toda a Terra, diferentemente de algumas fontes de energia que nem todos os lugares são possíveis seu funcionamento.

Além disso, os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados à rede de eletricidade do local, permitindo gerar eletricidade em paralelismo com a rede elétrica pública (VILLALVA, 2015). Apesar de algumas situações, como quando não se possui acesso a rede elétrica ou quando se quer ter independência desta, o uso de sistemas isolados ser recomendado, nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede dispensa-se o uso de elementos armazenadores de energia, que diminuem a eficiência do sistema e encarecem o mesmo.

Com isso, a procura por sistemas fotovoltaicos vem crescendo nos últimos anos. E conseqüentemente também se faz necessário *softwares* que ajudem a dimensionar esses sistemas. Com o objetivo de auxiliar o estudo da viabilidade técnica e financeira de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, foi desenvolvida uma ferramenta em Excel capaz de dimensionar e fornecer informações técnicas e econômicas sobre o sistema fotovoltaico. Esta ferramenta teve como inspiração o trabalho de Fortes e Campos (2012), sendo esta uma versão com um enfoque diferente da ferramenta criada por eles. Não se trata de uma continuação, mas sim de um complemento, visto que este trabalho analisa casos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e o trabalho deles analisa sistemas isolados.

Por meio da ferramenta, um usuário pode escolher dimensionar o sistema fotovoltaico através da área ou pelo investimento que ele tem disponível. Com essas e mais algumas informações a ferramenta apresenta dados que irão auxiliar este

usuário a decidir sobre a implementação do sistema ou não. Dados como a disposição do sistema, quantidade de equipamentos, investimento necessário e parâmetros econômicos, como tempo de *payback* e taxa interna de retorno, podem ser conclusivos para a decisão do usuário.

A ferramenta calcula a quantidade de energia que o sistema irá gerar diariamente através de dados de irradiação média mensal retirados do atlas brasileiro de energia solar (ABES) publicado pelo o Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN). E para validar o uso da ferramenta foram feitas simulações de cada uma das possíveis situações que esta pode ser submetida e analisado se os seus resultados foram coerentes.

O trabalho foi dividido em cinco capítulos, de modo a atingir os objetivos já mencionados. Este primeiro capítulo descreve a motivação do trabalho, o objetivo do mesmo e sua estrutura.

O segundo capítulo aborda a revisão bibliográfica do trabalho. Sendo assim descreve o funcionamento dos painéis fotovoltaicos, apresenta os equipamentos necessários para o funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, os aspectos gerais para dimensionamento deste e os conceitos básicos da comparação e análise da viabilidade de investimentos.

Os materiais e métodos utilizados são apresentados no Capítulo 3. Nele são apresentados os dados de irradiação solar, os equipamentos utilizados nas simulações e a metodologia utilizada para a realização dos objetivos pretendidos.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados e análises. Mostra-se as diversas telas que compõe a versão final da ferramenta e mostra-se como são apresentados os dados de saída. Por fim são apresentadas as simulações realizadas.

Finalmente, no Capítulo 5 tem como objetivo apresentar as conclusões finais do trabalho, suas principais contribuições e sugestões para a melhoria deste ou a realização de trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Considerações iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar toda a teoria que embasa o presente trabalho. Será apresentada uma breve explicação a respeito de como a célula fotovoltaica transforma radiação solar em energia elétrica e como são classificados os sistemas fotovoltaicos. Também serão descritos os elementos constituintes de um sistema fotovoltaico conectado à rede, bem como são categorizados e como eles são dimensionados. Por fim, será apresentado um resumo sucinto dos tópicos de matemática financeira utilizados neste trabalho.

2.2 Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida pela conversão direta da luz em eletricidade por meio do amplamente conhecido efeito fotovoltaico, segundo Cresesb (2014). O principal dispositivo que permite que esse efeito ocorra é a célula fotovoltaica, fabricada com material semicondutor.

Os raios do Sol quando atingem a célula dão a energia necessária para que os elétrons saiam da banda de valência para a banda de condução e fiquem livres para formar a corrente elétrica. Porém, com o campo elétrico na banda de depleção da junção PN, os elétrons não conseguem ir para o outro lado da junção. Quando há uma conexão externa entre as regiões P e N da célula, o elétron consegue fluir para o outro lado da junção e assim forma-se a corrente elétrica.

2.3 Componentes de um sistema fotovoltaico

Nesta seção serão apresentados os principais componentes de um sistema fotovoltaico. Será dado um enfoque maior nos módulos fotovoltaicos e nos inversores, pois estes estão presentes na maioria dos sistemas. Além desses, serão brevemente comentados os controladores de carga e baterias, que também são importantes em algumas aplicações mais específicas.

2.3.1 Módulo fotovoltaico

De acordo com Villalva (2015), as células fotovoltaicas mais encontradas no mercado são feitas de silício, por ser um material bem abundante na maior parte do

planeta. Existem outros materiais semicondutores que podem atingir uma eficiência de conversão maior que a célula de silício, porém por sua tecnologia de fabricação já estar bem desenvolvida e ser mais simples e barata, esta tem uma maior aceitação no mercado até o presente momento. As células de silício mais encontradas no mercado são as de silício monocristalino, silício policristalino e de filmes finos de silício. A seguir são demonstradas as vantagens e desvantagens de cada uma.

As células de silício monocristalino são as mais eficientes dentre as três, tendo as células comerciais chegado a 18% e as testadas em laboratório a quase 25% de eficiência. Já as células de silício policristalino têm cerca de 4% a menos de eficiência que as anteriores, porém têm um custo menor por conta do seu processo de fabricação mais simples. Entretanto em termos de custo, as células de filmes finos são as vencedoras, pois gasta-se menos energia e materiais para sua produção. Além disso, esta tecnologia tem a vantagem de ser mais flexível, não ficando restrita aos formatos quadriláteros como as tecnologias cristalinas. São também mais resistentes aos efeitos de sombreamento. Porém, estas são menos eficientes que as anteriores, tendo as células comerciais cerca de 10% de eficiência (VILLALVA, 2015). A Figura 2.1 mostra essas células.



Figura 2.1 – Células fotovoltaicas de filmes finos (esquerda), monocristalina (centro) e policristalina (direita). **Fonte:** (vidrofv.geodesign.com.br/Pages/DeQue_VFV, 2015 - modificada).

Para gerar energia suficiente para alimentar equipamentos elétricos ou qualquer aplicação que se queira suprir, deve conectar várias células em série e (ou) paralelo, pois estas sozinhas produzem pouca eletricidade. De acordo com Fortes e Campos (2012), “uma única célula de silício produz uma corrente contínua (cc) entre 3 A e 5 A e uma tensão de saída de aproximadamente 0,7 V.”

O mais usual é conectar as células em série para que se aumente a tensão de saída. Assim quanto maior a tensão que se deseja na saída do módulo, mais células devem ser colocadas em série, como mostra a Figura 2.2. A tensão do módulo será a soma da tensão de cada célula conectada em série. Em casos específicos em que se deseje ter uma corrente alta na saída também pode-se conectar as células em

paralelo. Assim como no caso em série, a corrente do módulo será a soma das correntes de cada célula conectada em paralelo. A Figura 2.3 ilustra esse tipo de conexão.

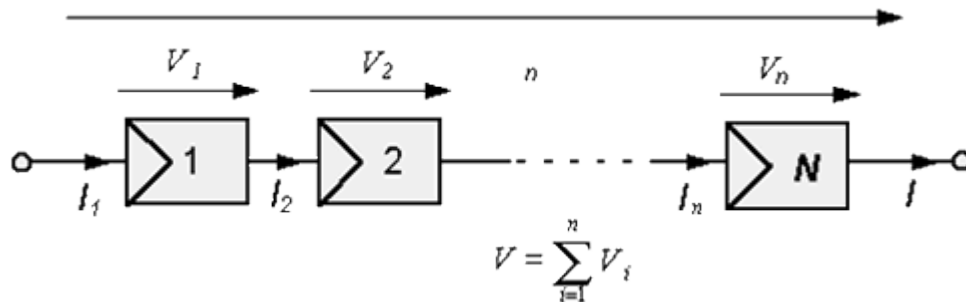


Figura 2.2 – Células fotovoltaicas conectadas em série. **Fonte:** (CRESESB, 2006).

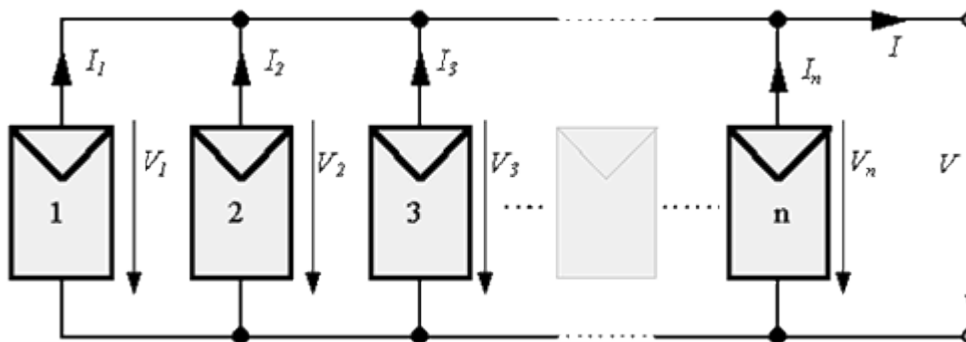


Figura 2.3 – Células fotovoltaicas conectadas em paralelo. **Fonte:** (CRESESB, 2006).

A Figura 2.4 mostra as partes integrantes de um módulo fotovoltaico típico. O conjunto de células fotovoltaicas são prensadas dentro de filmes plásticos encapsulantes, conhecidos com EVA, acetato-vinilo de etileno (*Ethylene Vinyl Acetat*), que servem de proteção contra o envelhecimento das células causado por temperatura, raios UV e umidade. A parte de cima do módulo é recoberta por um vidro especial, que é produzido para deixar o máximo de luz possível atravessa-lo. Esse vidro possui a finalidade de proteger as células da chuva. A parte de trás do painel é revestida por um filme chamado *backsheet*, que possui a finalidade de proteger as células e agir como um isolante térmico. Por fim este recebe a moldura de alumínio, que garante a rigidez necessária ao painel. Existe ainda a caixa de junção, onde são ligadas as *strings* em paralelo e onde estão localizados os cabos e conectores para interconexão de painéis em série.

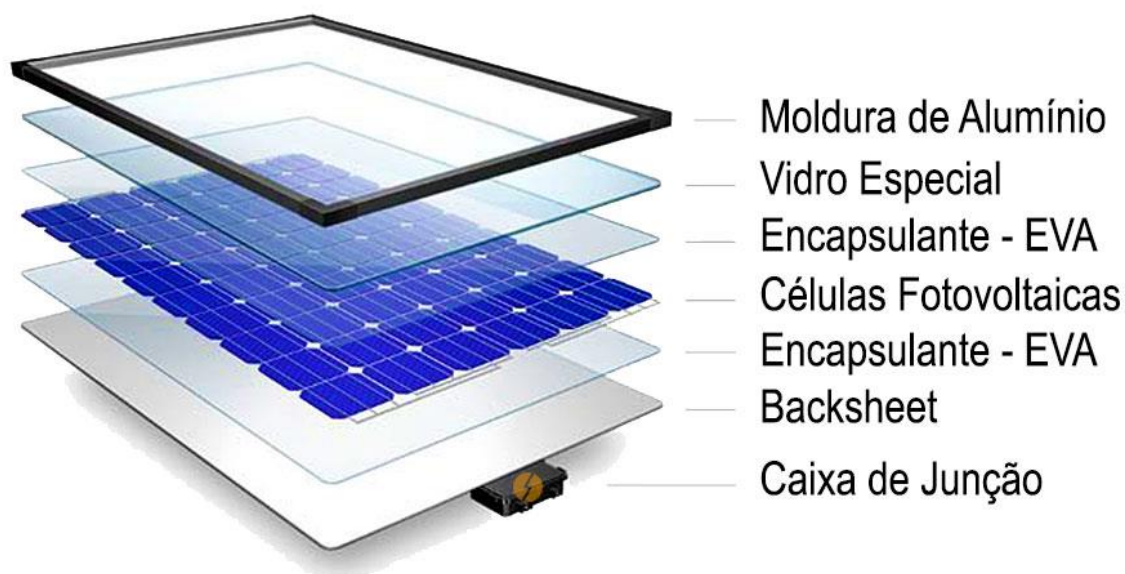


Figura 2.4 – Componentes de um módulo fotovoltaico típico. **Fonte:** (www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar).

2.3.1.1 Características e funcionamento do módulo fotovoltaico

De acordo com Villalva (2015), “O módulo fotovoltaico não apresenta uma tensão de saída constante nos seus terminais, como a de uma bateria elétrica. A tensão elétrica depende da sua corrente e vice-versa. ”. Assim sendo, a tensão e corrente nos terminais do painel dependem da carga conectada a este. Se houver uma demanda alta de corrente pela carga, a tensão de saída do módulo será baixa. Do mesmo modo, se a carga demandar uma tensão mais alta, a corrente será menor.

Dado este comportamento, existem alguns parâmetros que servem para caracterizar o painel fotovoltaico. Os principais são:

- Potência máxima (P_M);
- Tensão de máxima potência (V_{MP});
- Corrente de máxima potência (I_{MP});
- Tensão de circuito aberto (V_{OC}); e
- Corrente de curto circuito (I_{SC}).

P_M diz respeito a máxima potência que o painel pode fornecer, dadas certas condições de temperatura e radiação solar que o módulo está submetido. V_{MP} e I_{MP} são a tensão e a corrente, respectivamente, quando o módulo está fornecendo a máxima potência. O parâmetro V_{OC} significa a máxima tensão que o painel pode prover, ou seja, quando seus terminais estão desconectados. Já I_{MP} significa a máxima corrente que este pode proporcionar, ou seja, quando seus terminais estão

curto-circuitados. Para exemplificar melhor, os Gráficos 2.1 e 2.2 mostram a característica I-V e P-V, respectivamente, do painel. No primeiro gráfico pode-se observar como a corrente varia em função da tensão nos terminais do painel e pode-se observar os parâmetros citados acima. Já o segundo gráfico mostra a curva P-V do módulo em vermelho e em azul a curva I-V, observando que até certo ponto o módulo fotovoltaico funciona como uma fonte de corrente, em que se muda a tensão e a corrente permanece constante.

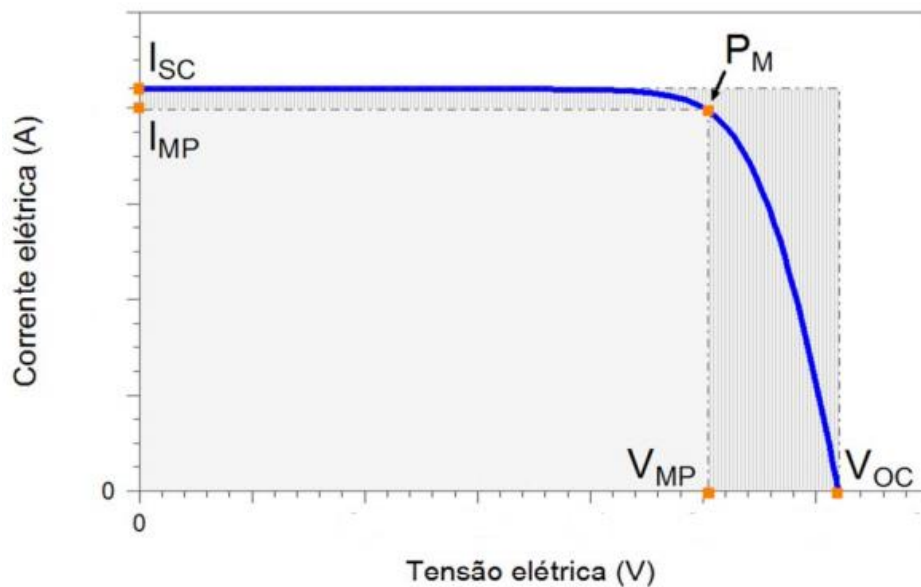


Gráfico 2.1 – Característica I-V do módulo fotovoltaico. **Fonte:** (CRESESB, 2014 - modificado).

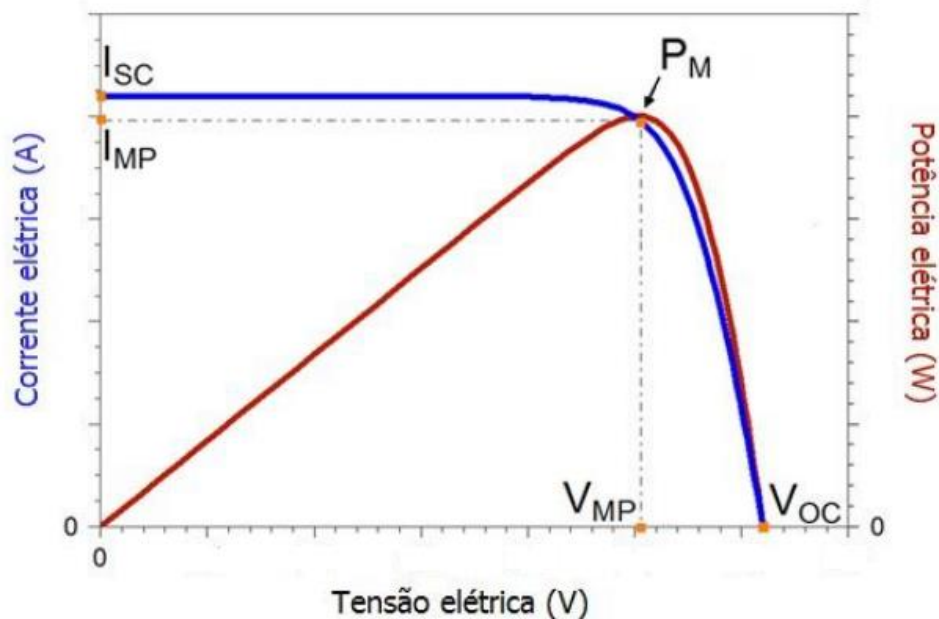


Gráfico 2.2 – Características I-V e P-V do módulo fotovoltaico. **Fonte:** (CRESESB, 2014 - modificado).

Em geral esses parâmetros são calculados pelos fabricantes para duas condições de operações: condições padronizadas de teste (STC – *standard test*

conditions) e condições normais de temperatura da célula (NOCT – *normal operation cell temperature*). Os parâmetros calculados em STC são para uma irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Todos os fabricantes devem apresentar as características para essa condição, assim pode-se comparar painéis de diversos fabricantes. Já as características em NOCT dão uma ideia maior de qual vai ser o verdadeiro comportamento do painel em condições reais de operação. Em geral, estes são calculados para uma irradiância de 800 W/m^2 e temperatura da célula de $48,4 \text{ }^\circ\text{C}$.

Como já citado anteriormente, essas são curvas são feitas a partir de uma situação específica de radiação solar e temperatura que o módulo esteja submetido. Em geral os parâmetros do painel descritos no catálogo do fabricante são para uma irradiância solar de 1000 W/m^2 e uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (VILLALVA, 2015). Uma diminuição da radiação solar tende a diminuir drasticamente a corrente que o módulo pode fornecer e diminuir um pouco a tensão máxima do módulo, consequentemente a potência máxima do módulo diminui. O Gráfico 2.3 mostra o comportamento da curva I-V do painel em função da variação da irradiância que está submetido.

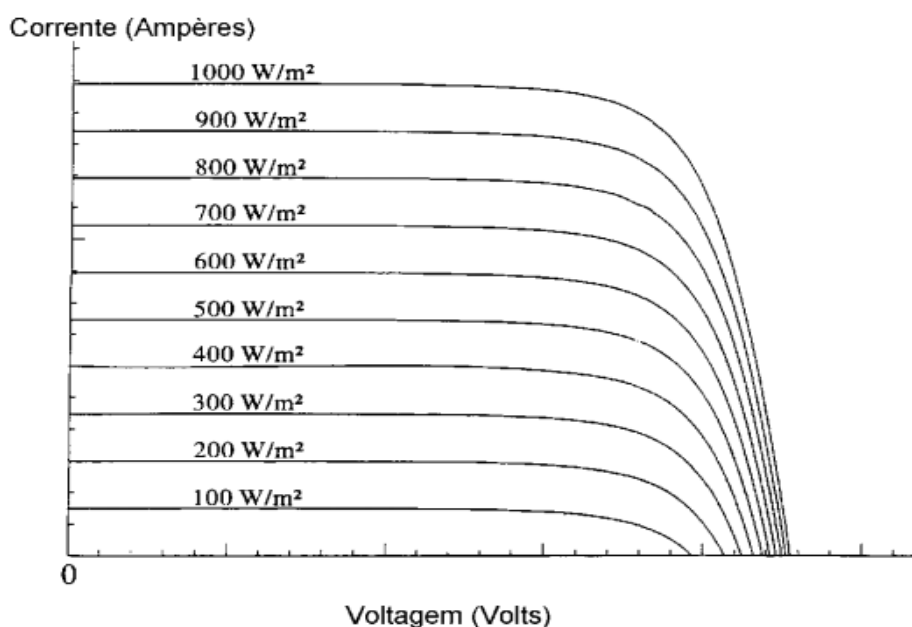


Gráfico 2.3 – Influência da radiação na característica I-V do módulo. **Fonte:** (CRESESB, 2006 - modificado).

Já um aumento da temperatura causa uma diminuição na tensão do módulo e um aumento sensível da corrente. Segundo Cresesb (2014), “em uma célula de silício cristalino, um aumento de $100 \text{ }^\circ\text{C}$ na temperatura da célula produz uma variação da ordem de $-0,2 \text{ V}$ (-30%) em V_{oc} e de $+0,2\%$ em I_{sc} .”. Portanto a potência máxima do

módulo também diminui com o aumento da temperatura. O Gráfico 2.4 mostra a influência da temperatura sobre a curva I-V do módulo.

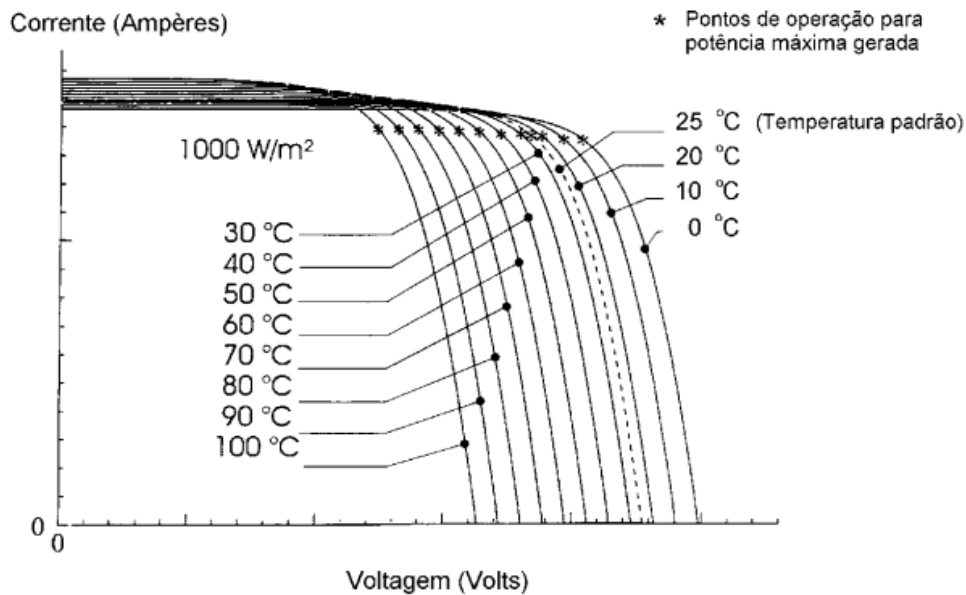


Gráfico 2.4 – Influência da temperatura na característica I-V do módulo. **Fonte:** (CRESESB, 2005 - modificado).

Outro parâmetro que é muito importante saber do módulo é a sua eficiência (η). Ele define o quão efetivo é o processo de conversão da energia solar em energia elétrica. Este parâmetro pode ser definido como:

$$\eta = \frac{P_M}{A_p * Irr}, \quad (2.1)$$

em que P_M é a potência máxima do módulo, A_p é a área do painel e Irr é a irradiância para a qual P_M foi definida.

2.3.2 Inversor

O inversor é um dispositivo que transforma energia elétrica em corrente contínua em energia elétrica em corrente alternada. Ele é necessário em sistemas que são conectados à rede de eletricidade ou que irão alimentar aparelhos que funcionam com corrente alternada. Como a maioria dos aparelhos eletrodomésticos são feitos para trabalhar desta forma, o inversor é usado em praticamente todas as aplicações de energia solar fotovoltaica.

Os principais parâmetros que devem ser observados nos inversores são:

- Potência nominal: é a potência que o inversor pode fornecer em operação normal.
- Potência máxima: é a máxima potência que o inversor pode fornecer em caso de sobrecarga, por um curto período de tempo;

- Tensão e frequência de saída: devem ser compatíveis com os aparelhos e (ou) a rede elétrica que esse fornecerá energia;
- Tensão e corrente de entrada: devem ser compatíveis com o arranjo fotovoltaico que fornecerá energia para este; e
- Eficiência: é a relação entre potência de saída e potência de entrada, ou seja, designa as perdas que há no inversor. Em geral deseja-se que esta seja mais próxima possível de 100%.

Outra característica que se deve observar é o tipo de forma de onda na saída do inversor. Os três principais são: inversores de onda quadrada, de onda senoidal modificada e de onda senoidal pura. Os dois primeiros têm um custo mais baixo que o último, porém são destinados apenas às aplicações independentes que são pouco sensíveis à distorção harmônica na tensão. Os últimos são aparelhos que geram ondas senoidais quase perfeitas, com pouca distorção harmônicas, ideais para a ligação na rede elétrica (VILLALVA, 2015). A Gráfico 2.5 mostra a forma de onda de cada um desses tipos de inversores.

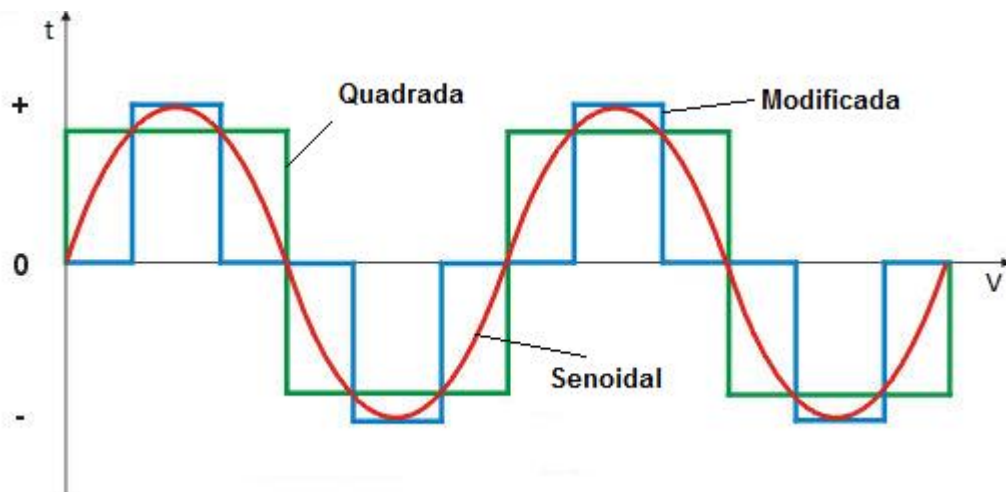


Gráfico 2.5 – Ondas senoidais pura, modificada e quadrada. **Fonte:** (www.solcentral.com.br/produtos/-modificada).

De acordo com Villalva (2015), os inversores usados em sistemas isolados e conectados à rede são diferentes. Enquanto os primeiros funcionam como fontes de tensão, os segundos funcionam como fontes de corrente. Isso se dá, pois, os segundos não devem funcionar quando a rede elétrica não está disponível, por questões de segurança dos aparelhos e de pessoas que podem estar fazendo manutenção na rede neste momento.

2.3.3 Baterias

As baterias são elementos armazenadores de energia. Elas são necessárias em sistemas isolados para armazenar energia durante momentos em que a geração é maior que o consumo, para evitar desperdício e que seja possível utilizar essa energia armazenada para consumo posterior quando a geração é insuficiente, como a noite ou em dias com pouca radiação solar. A bateria também tem a função de manter a tensão constante fornecida aos equipamentos ou ao inversor, pois a tensão se saída do módulo nem sempre é constante.

Assim como os módulos fotovoltaicos, as baterias podem ser conectadas em série e(ou) paralelo para aumentar a capacidade de fornecimento de tensão e corrente.

2.3.4 Controlador de carga

Sistemas fotovoltaicos que usam baterias geralmente também utilizam um controlador de carga. Este tem a função de evitar sobrecargas e descargas profundas nas baterias, aumentando sua vida útil. Deseja-se aumentar a vida útil das baterias, pois em geral essas são uma parcela considerável do custo de um sistema fotovoltaico. Alguns controladores mais sofisticados também possuem funções adicionais, como o gerenciamento de carregamento das baterias, que aumenta a durabilidade destas e diminui o tempo de carregamento, e o recurso de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – *maximum power point tracking*), que faz o módulo fornecer sempre a máxima potência possível, dadas a radiação solar e temperatura que este está submetido.

2.4 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos (SFVs) podem ser classificados em duas categorias principais: isolados e conectados à rede. Além desses, quando um deles operam em conjunto com outra fonte de energia, como por exemplo aerogeradores, são chamados de sistemas fotovoltaicos híbridos (SFHs). A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e(ou) da disponibilidade dos recursos energéticos. Cada um deles pode ser de complexidade variável, dependendo da aplicação em questão e das restrições específicas de cada projeto (CRESESB, 2014).

2.4.1 Sistemas autônomos

Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs), também chamados sistemas autônomos, são empregados em locais não atendidos por uma rede elétrica. (VILLALVA, 2015). Ainda que esses tenham sua vida útil diminuída e custo aumentado pelo uso de baterias, existem diversas situações que o uso dos SFIs é preferido, como em propriedades rurais não atendidas por rede elétrica, aplicações móveis, locais que desejam ter autonomia da distribuidora local, entre outros.

Os SFIs, em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento. O armazenamento pode ser em baterias, quando se deseja utilizar equipamentos elétricos em momentos que não há geração de energia, como de noite ou em períodos chuvosos. Segundo Cresesb (2014), a bateria também funciona como uma referência de tensão cc para os inversores formadores da rede do sistema isolado.

Os SFIs podem ainda funcionar sem o uso de baterias, armazenando energia de outras formas. O exemplo clássico é o sistema de bombeamento de água, onde a energia pode ser armazenada em forma de energia potencial gravitacional, armazenando a água em tanques elevados.

A Figura 2.5 mostra a configuração usual de um sistema fotovoltaico isolado.

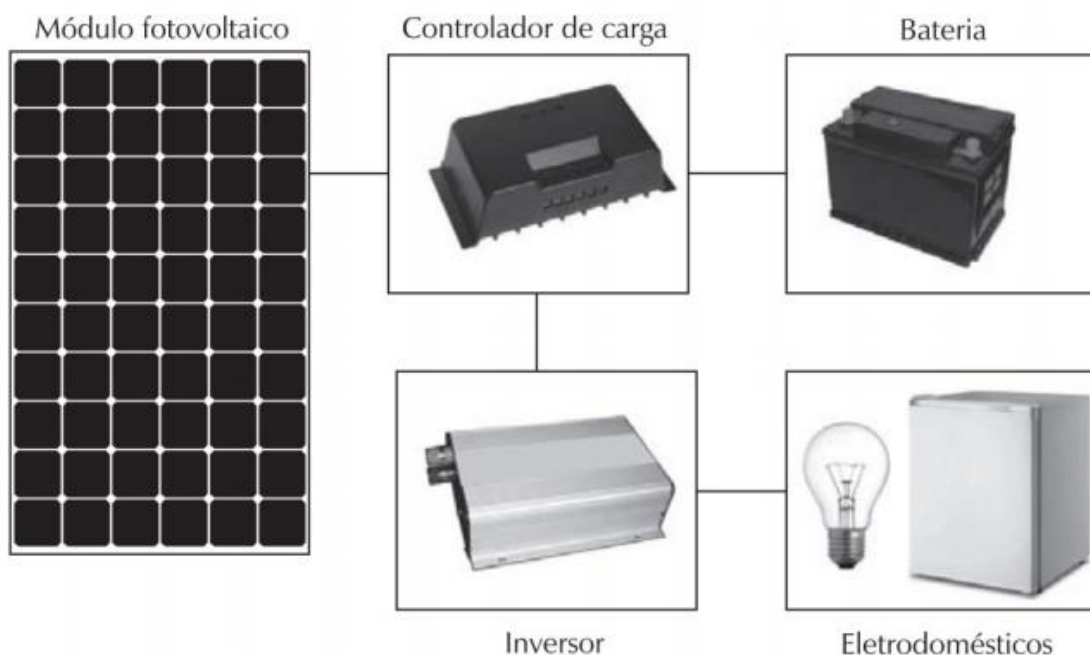


Figura 2.5 – Configuração usual de um sistema fotovoltaico isolado. **Fonte:** (VILLALVA, 2015).

2.4.2 Sistemas conectados à rede

Esse tipo de sistema fotovoltaico não necessita de armazenamento de energia, dispensando o uso de baterias. Se houver excesso de produção de energia elétrica, esta é injetada na rede elétrica, gerando créditos de energia que causam um desconto na conta de energia elétrica. Nos momentos em que o consumo é maior que a geração, a rede supre essa diferença.

O SFV conectado à rede elétrica opera em paralelo com a ela. Diferentemente do sistema autônomo, o sistema conectado é empregado em locais já atendidos por energia elétrica (VILLALVA, 2015). A Figura 2.6 ilustra a configuração desse tipo de sistema.

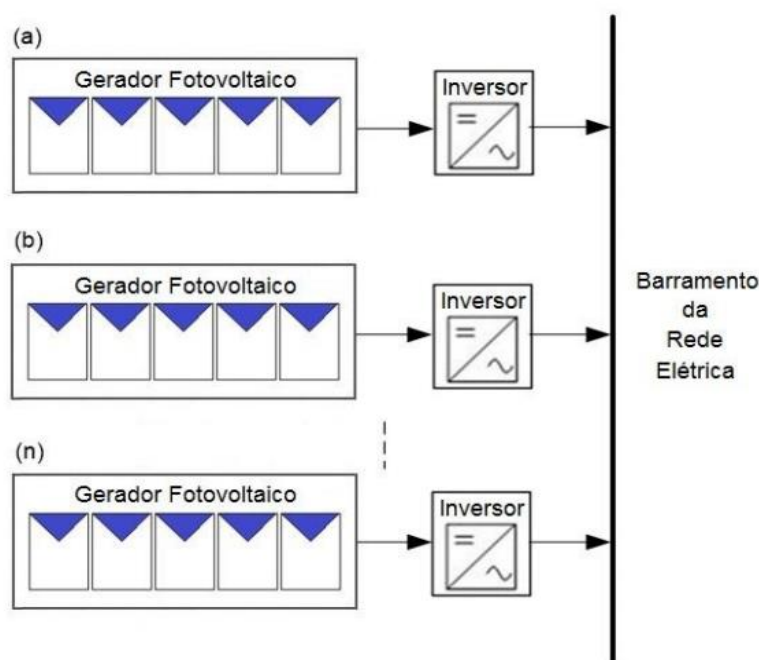


Figura 2.6 – Sistema fotovoltaico conectado à rede. **Fonte:** (CRESESB, 2014).

2.5 Categorias de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

No Brasil, os sistemas conectados à rede são divididos em duas categorias: microgeração e minigeração distribuída. A Resolução Normativa Aneel Nº 482/2012 (RN482) define os conceitos e o acesso desses ao sistema de distribuição e compensação de energia elétrica, e outras providências. A RN482 define-os da seguinte forma (ANEEL, 2012, p. 2):

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e

III - Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

2.5.1 Sistema de tarifação

O sistema de tarifação utilizado no Brasil é chamado de *net metering*. Nele um medidor bidirecional é instalado na unidade consumidora, medindo tanto o consumo quanto a produção de energia. O consumidor só paga a diferença do consumo pela geração. Caso a geração mensal seja maior que o consumo, o crédito pode ser usado nos meses subsequentes, em um prazo de até 60 meses, quando estes expiram.

2.6 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Para dimensionar um sistema fotovoltaico precisa-se saber algumas informações importantes. Deve-se saber o quanto de energia deseja-se gerar, a área disponível e o investimento que se pode fazer. Qualquer um desses pode ser um limitante do sistema fotovoltaico. Além disso deve se saber as configurações corretas do inversor e dos painéis para a correta ligação com a rede elétrica. A seguir são mostrados os principais passos para o dimensionamento de um SFV conectado à rede.

2.6.1 Energia produzida pelo modulo fotovoltaico

Para calcular a energia produzida pelo modulo diariamente, deve-se saber informações de insolação do local e as configurações do módulo e do inversor. De acordo com Villalva (2015), existem dois métodos para o cálculo da energia gerada pelo painel: o método da insolação e o método da corrente máxima do módulo. O primeiro é utilizado quando o inversor ou o controlador de carga usado tem o recurso de MPPT e o segundo quando o inversor não o têm. A seguir são apresentados esses dois métodos.

2.6.1.1 Método da insolação

Este método é utilizado quando o inversor ou o controlador de carga possui o recurso de rastreamento do ponto de máxima potência. Assim considera-se que o painel pode extrair o máximo da energia solar incidente. Para o cálculo é necessário

ter as informações da área do painel, sua eficiência e a insolação diária da região, dada em watt-hora por metro quadrado por dia (Wh/m²/dia). É possível obter esses dados em mapas solarimétricos disponíveis na internet.

Esses dados de insolação podem estar disponíveis em um formato de média mensal ou anual. Isso pode ocasionar alguns erros de previsão, já que em alguns períodos há maior insolação e em outros menos.

Tendo essas informações pode-se calcular a energia produzida diariamente pela fórmula abaixo (VILLALVA, 2015):

$$E_p = E_s \cdot A_p \cdot \eta, \quad (2.2)$$

em que E_p é a energia produzida diariamente pelo painel em watt-hora (Wh/dia), E_s é a insolação diária do local (Wh/m²/dia), A_p é a área do painel em metros quadrados (m²) e η é a eficiência do módulo.

2.6.1.2 Método da corrente máxima do módulo

Para sistemas em que o inversor ou controlador de carga não possuir o recurso de MPPT, deve-se usar este método. Ele leva em conta que não se pode ter o aproveitamento máximo energia solar. Para essa operação é necessário saber a potência de operação do módulo (P_O) e a quantidade de horas diárias de insolação. O primeiro pode ser calculado sabendo-se I_{SC} e a tensão de operação (V_O). Normalmente usasse esses parâmetros em NOCT, pois refletem as condições reais de funcionamento. Já os dados de horas diárias de insolação (h_s) podem ser obtidos em mapas solarimétricos.

Tendo essas informações pode-se calcular a energia produzida diariamente pela fórmula abaixo (VILLALVA, 2015):

$$E_p = P_O \cdot h_s, \text{ e} \quad (2.3)$$

$$P_O = I_{SC} \cdot V_O. \quad (2.4)$$

2.6.2 Número e organização dos módulos fotovoltaicos

Assim como as células fotovoltaicas, os módulos podem ser associados em série e(ou) paralelo, de acordo com a tensão e corrente que se deseja ter no arranjo fotovoltaico. Em geral, se deseja associar módulos para produzir a quantidade energia desejada. A associação em série dos módulos aumenta a tensão do arranjo e a associação em paralelo aumenta a corrente. A Figura 2.7 mostra como são feitas essas associações. Os Gráficos 2.6(a), 2.6(b) e 2.7 mostram a característica I-V do

arranjo fotovoltaico quando são conectados os módulos em série, em paralelo e em ambas, respectivamente.

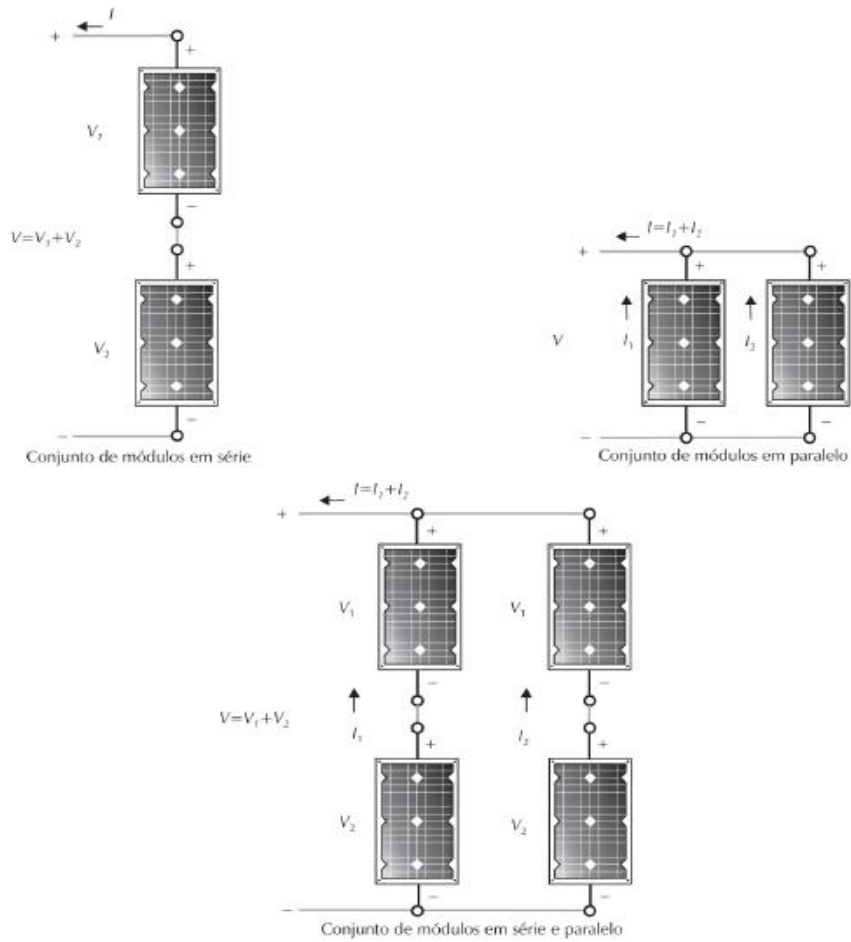


Figura 2.7 – Tipos de conexões dos módulos. Fonte: (VILLALVA, 2015).

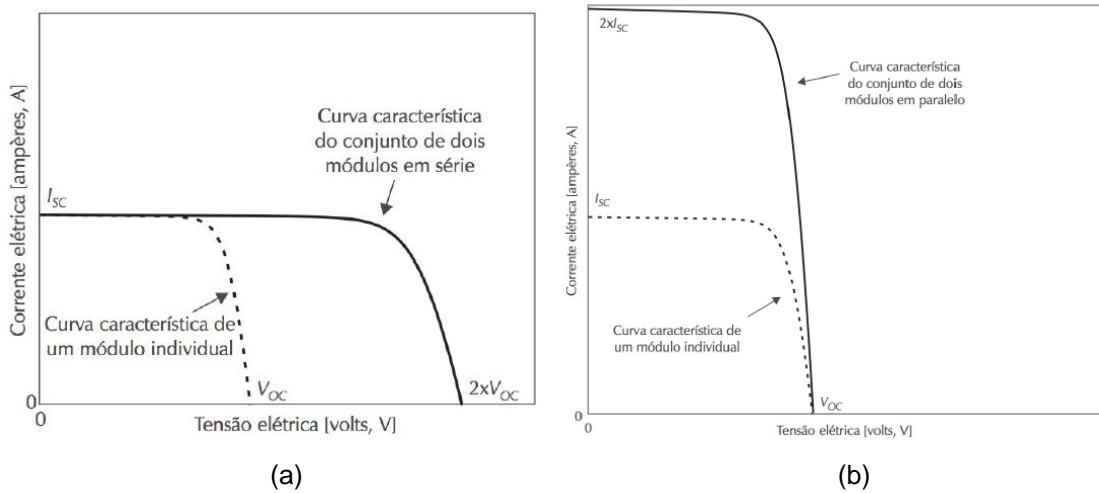


Gráfico 2.6 – Característica I-V dos módulos conectados em (a) série e (b) paralelo. Fonte: (VILLALVA, 2015).

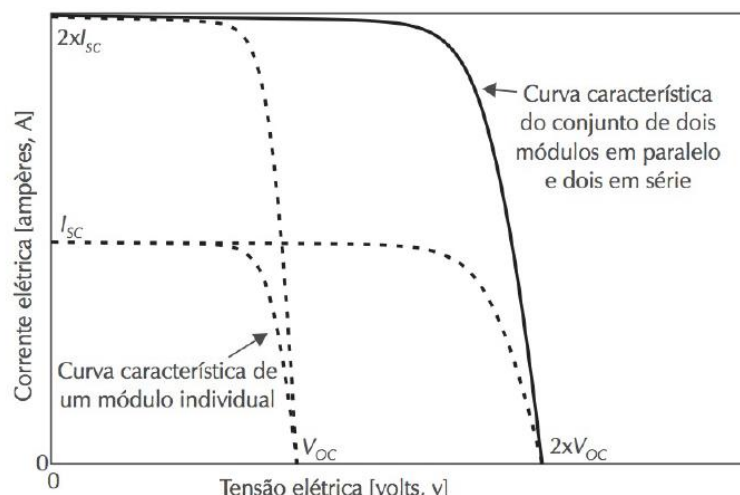


Gráfico 2.7 – Característica I-V dos módulos conectados em série e em paralelo. **Fonte:** (VILLALVA, 2015).

Para determinar a quantidade de módulos que o SFV terá, o projetista pode levar em conta três aspectos principais: o primeiro é a quantidade de energia que se quer gerar, o segundo é a área disponível para instalação e o terceiro é a quantidade de investimento que o cliente pode fazer. Qualquer um desses 3 pode determinar a quantidade de painéis do sistema e cada caso deve ser avaliado especificamente.

O cálculo é mais simples é quando apenas a energia a ser produzida é o limitante. A quantidade de módulos pode ser calculada da seguinte forma:

$$N_p = E_G / E_p, \quad (2.5)$$

em que N_p é o número de módulos, E_G é a energia que se deseja gerar em watt-hora [Wh] e E_p é a energia que o módulo gera em watt-hora [Wh] (VILLALVA, 2015). Esse cálculo deve ser arredondado para um inteiro e fica a cargo do projetista o critério de arredondamento.

O cálculo quando o investimento é o limitante é um pouco mais complexo, pois deve-se levar em conta o preço de todas as etapas do projeto, materiais, equipamentos, mão de obra e etc. Em geral deve-se analisar cada caso individualmente para ter uma estimativa do investimento a ser feito.

2.6.3 Espaçamento e área ocupada pelos módulos

O primeiro passo para se determinar o espaçamento dos módulos e a área ocupada por estes é determinar o ângulo de inclinação dos painéis. A maioria dos SFVs possuem ângulo de inclinação fixo e a escolha deste é determinante para a melhor captação dos raios solares.

Não é possível escolher um ângulo de inclinação que maximize a produção de energia elétrica durante todos os dias do ano. Este, por exemplo, é diferente no inverno e no verão, pois no inverno o Sol está mais próximo da linha do horizonte que no verão. Naturalmente, a escolha do ângulo pode privilegiar a produção de energia em determinada época do ano e fica a cargo do projetista analisar cada caso para essa determinação.

Entretanto, pode-se escolher um ângulo que maximiza a produção anual de energia. Não existe um consenso sobre como escolher esse ângulo, porém existe uma regra prática que muitos fabricantes usam. A Tabela 2.1 mostra como escolher o ângulo de inclinação baseado na latitude do local. Não é recomendado o uso de inclinações menores que 10°, para evitar o acúmulo de sujeira (VILLALVA, 2015).

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação (α) recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Tabela 2.1 – Ângulo de inclinação do módulo. **Fonte:** (VILLALVA, 2015).

De acordo com Cresesb (2014), o módulo fotovoltaico deve ficar suficientemente longe de um obstáculo que possa gerar sombra, principalmente durante os horários de maior irradiância. Uma fórmula para se calcular a distância mínima do módulo para o obstáculo para não haver sombras no módulo é mostrada abaixo. Ela é um pouco conservadora, mas garante que não haverá sombras no módulo, mesmo no inverno.

$$d = Fe \cdot H, \quad (2.6)$$

em que d é a distância mínima entre o painel e o obstáculo, Fe é o fator de espaçamento, obtido da Gráfico 2.8 e H é a diferença de altura entre o topo do obstáculo e a base do módulo. Esta fórmula pode ser adaptada para calcular a distância mínima entre as fileiras de módulos e isso será feito no capítulo 3.

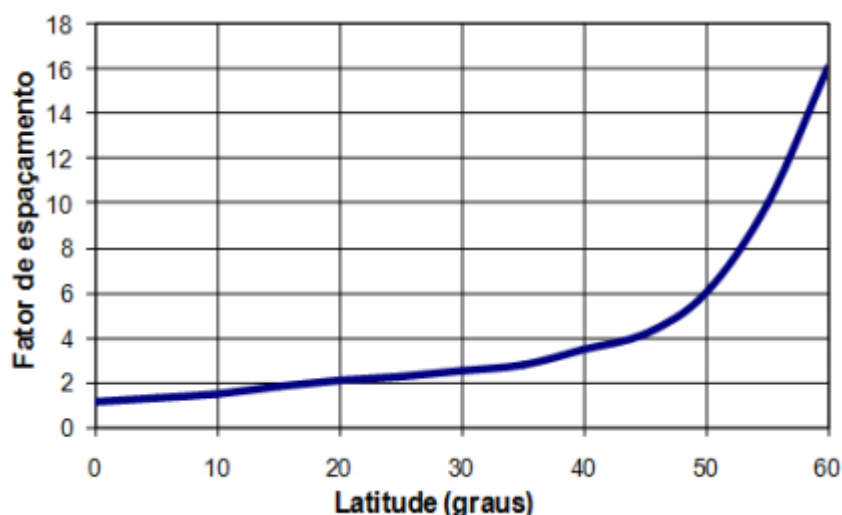


Gráfico 2.8 – Fator de espaçamento em função da latitude do local. **Fonte:** (CRESESB, 2014).

Assim pode-se determinar a área que o módulo irá realmente utilizar. De acordo com Figura 2.8, a área que o módulo irá efetivamente utilizar será o comprimento do módulo multiplicado pela largura D . A largura D pode ser calculada como a projeção do módulo no solo, calculada por simples geometria, somada com a distância mínima d entre duas fileiras de módulos.

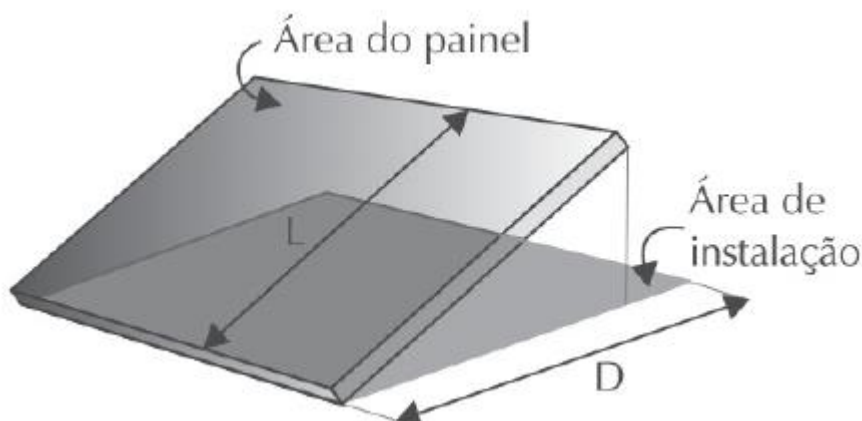


Figura 2.8 – Área de instalação do módulo. **Fonte:** (VILLALVA, 2015).

Com isso pode-se calcular a área total que o SFV irá ocupar. Como mostra a Figura 2.8, a área pode ser calculada da seguinte maneira:

$$A_{tp} = N_{pf} \cdot C_p \cdot [(N_f - 1) \cdot D + D - d], \quad (2.7)$$

onde A_{tp} é a área total que o SFV irá ocupar, C_p é o comprimento do painel, N_{pf} é o número de painéis por fileira, N_f é o número de fileiras, d é a distância mínima entre uma fileira e outra e D é a soma de d com a projeção do painel no solo. A área total não é simplesmente a soma da área de instalação de cada painel pois a última fileira

de módulos não necessita de espaçamento e, portanto, sua área de instalação é menor que as outras.

2.7 Métodos de avaliação de viabilidade econômica e comparação de alternativas de investimento

Apesar de todos os benefícios que o sistema fotovoltaico traz para a sociedade, como o de ser uma fonte de energia renovável e sustentável, o investimento ainda é alto para implantá-lo. O estudo da viabilidade econômica é fundamental para a escolha ou não de investir. Perguntas como “o investimento irá se pagar?” ou “esta é a melhor alternativa?” devem ser feitas antes da tomada de decisão. Dito isso, existem técnicas que fazem essa avaliação e comparam alternativas de investimentos. As mais comuns são o tempo de *payback*, valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR), que serão apresentadas a seguir.

2.7.1 Tempo de *payback*

O tempo *payback* é o método mais simples e utilizado na avaliação de investimentos. Ele consiste em calcular o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Seu cálculo é feito somando os valores dos rendimentos esperados até o valor ser igual ao investimento inicial (BONA, 2016). Este tempo é chamado de tempo de *payback*. Esta técnica não leva em conta o valor do dinheiro no tempo, ou seja, não considera a taxa de juros. A análise é simples, o investidor decide qual o tempo máximo que ele deseja recuperar o investimento. Se o tempo de *payback* for menor, o investimento é viável, caso contrário a aplicação é inviável.

2.7.1.1 Tempo de *payback* descontado

A grande desvantagem do método do tempo de *payback* simples é a não consideração do valor temporal do dinheiro. Além disso ele também não leva em conta os rendimentos após a recuperação do investimento. Para contornar o primeiro problema existe o tempo de *payback* descontado. A diferença deste é que ele considera o valor descontado do dinheiro, ou seja, trazido a valor presente. Em termos de matemática financeira essa variação é a mais correta, pois considera o valor presente do dinheiro.

2.7.2 Valor presente líquido

Outra forma de comparar alternativas de investimento é por meio do valor presente líquido (VPL). Este consiste em trazer todas as receitas e desembolsos para o presente, com o uso de uma taxa de desconto previamente escolhida. Se o resultado for positivo significa que o investimento é viável. Se for zero, retrata que o investimento não dará nem lucro nem prejuízo. Por fim, se a resposta for negativa expressa que com aquela taxa de desconto, o investimento é inviável economicamente. Apesar de ser um método mais sofisticado que o *payback*, por trabalhar com valores absolutos ao invés de relativos, os resultados as vezes podem ser enganosos (BONA, 2016). Por exemplo, comparar investimentos com valores muito discrepantes, podem apresentar VPLs que não indicam qual investimento é realmente melhor.

2.7.3 Taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto que iguala o VPL de um investimento a zero (BONA, 2016). Define-se o rendimento mínimo que se deseja ter, se a TIR for maior, o investimento é viável economicamente, caso contrário é considerado inviável. De acordo com Bona (2016), a vantagem da TIR é que ela pode comparar investimentos com escalas e tempos diferentes. Não existe uma fórmula definida para seu cálculo, em geral pode-se encontrá-la por tentativa e erro, *softwares*, calculadoras financeiras e interpolação a partir de uma tabela de valores conhecidos. Esse é o método mais utilizado no mercado financeiro por conta da sua flexibilidade.

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo, foram vistos os conceitos fundamentais que baseiam este trabalho. Para a boa compreensão do próximo capítulo, que tratará dos materiais e métodos utilizados, é imprescindível o entendimento das noções básicas tratadas neste capítulo.

3. Materiais e métodos

3.1 Considerações iniciais

O presente trabalho consiste em uma ferramenta programada em Excel que, dados a localidade, consumo de energia elétrica, equipamentos necessários e área ou investimento, a mesma retorna informações técnicas e financeiras de um SFV conectado à rede, além de comparação com outras alternativas de investimento. As informações fornecidas pela ferramenta são de fácil entendimento, permitindo que usuários com pouco conhecimento técnico possam interpretar os dados e decidir entre investir ou não no SFV.

Este capítulo abordará os recursos utilizados e procedimentos considerados no desenvolvimento da ferramenta.

3.2 Materiais

3.2.1 Dados

3.2.1.1 Dados de irradiação solar global

Os dados de irradiação solar global foram retirados da base de dados da segunda edição do atlas brasileiro de energia solar (ABES) publicado pelo o Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN).

De acordo com Labren (2017):

Para essa nova edição, foram empregados mais de 17 anos de dados satelitais e implementados vários avanços nas parametrizações do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, visando melhorar ainda mais a confiabilidade e acurácia da base de dados produzida e disponibilizada para acesso público. Além desses avanços, a nova versão contém análises sobre os níveis de confiança, sobre a variabilidade espacial e temporal do recurso solar, além de apresentar cenários de emprego de várias tecnologias solares.

Os dados de irradiação solar de cada localidade correspondem às médias mensais dadas em Wh/m².dia, em outras palavras, durante um mês, a irradiação diária é dada pela média mensal daquele mês e a irradiação total mensal será a irradiação diária multiplicada pela quantidade de dias do referido mês.

Para a ferramenta em questão, o uso da irradiação média mensal se justifica devido ao fato de o sistema a ser analisado ser um SFV conectado à rede com foco na análise econômica, portanto, torna-se desnecessário o estudo de curva de geração diária. Além disso, como a ferramenta abrange todos os municípios brasileiros, a quantidade de informação seria enorme, aumentando o tamanho da ferramenta. Assim, analisando o custo-benefício dessas informações, decidiu-se por utilizar médias mensais em vez de diárias ou horárias.

A Figura 3.1 mostra um exemplo de como esses dados estavam quando foram obtidos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	
1	ID	COUNTRY	LON	LAT	00_ANNUAL	01_JAN	02_FEB	03_MAR	04_APR	05_MAY	06_JUN	07_JUL	08_AUG	09_SEP	10_OCT	11_NOV	12_DEZ	
2	1	Brasil	-53,5490000000	-33,7005000000	4444	6603	5747	4999	3597	2536	2172	2292	2924	3784	5180	6453	7037	
3	2	Brasil	-53,4490000000	-33,7005000000	4446	6610	5735	4986	3588	2550	2167	2280	2926	3810	5199	6470	7036	
4	3	Brasil	-53,3490000000	-33,7005000000	4452	6630	5732	4989	3572	2563	2170	2279	2928	3820	5213	6465	7058	
5	4	Brasil	-53,2490000000	-33,7005000000	4468	6709	5820	5047	3575	2555	2151	2247	2904	3818	5219	6476	7090	
6	5	Brasil	-53,5490000000	-33,6005000000	4454	6658	5771	5014	3620	2546	2159	2271	2932	3797	5168	6443	7072	
7	6	Brasil	-53,4490000000	-33,6005000000	4451	6635	5775	5004	3607	2569	2161	2269	2924	3798	5170	6454	7044	
8	7	Brasil	-53,3490000000	-33,6005000000	4441	6574	5714	4961	3594	2591	2178	2276	2939	3816	5215	6453	6989	
9	8	Brasil	-53,2490000000	-33,6005000000	4437	6563	5714	4965	3576	2579	2163	2259	2935	3831	5225	6450	6982	
10	9	Brasil	-53,1490000000	-33,6005000000	4422	6572	5734	4972	3543	2577	2155	2247	2901	3798	5190	6407	6988	
11	10	Brasil	-53,5490000000	-33,5005000000	4486	6716	5836	5048	3660	2576	2164	2270	2937	3818	5190	6487	7128	
12	11	Brasil	-53,4490000000	-33,5005000000	4475	6666	5819	5032	3658	2587	2169	2277	2937	3811	5189	6472	7077	
13	12	Brasil	-53,3490000000	-33,5005000000	4439	6594	5726	4971	3610	2582	2175	2280	2933	3803	5181	6440	6973	
14	13	Brasil	-53,2490000000	-33,5005000000	4447	6594	5738	4956	3593	2588	2184	2275	2948	3810	5211	6483	6985	
15	14	Brasil	-53,1490000000	-33,5005000000	4448	6606	5746	4985	3595	2593	2175	2267	2927	3807	5206	6460	7012	
16	15	Brasil	-53,0490000000	-33,5005000000	4425	6560	5773	4983	3576	2563	2155	2240	2881	3777	5161	6419	7014	
17	16	Brasil	-52,9490000000	-33,5005000000	4469	6626	5885	5035	3642	2575	2160	2236	2893	3799	5210	6477	7098	
18	17	Brasil	-53,5490000000	-33,4005000000	4497	6736	5849	5086	3672	2592	2168	2281	2947	3822	5180	6494	7135	
19	18	Brasil	-53,4490000000	-33,4005000000	4479	6662	5821	5042	3670	2602	2175	2290	2941	3811	5180	6475	7078	
20	19	Brasil	-53,3490000000	-33,4005000000	4439	6583	5737	4960	3620	2594	2172	2299	2943	3780	5158	6427	6993	
21	20	Brasil	-53,2490000000	-33,4005000000	4437	6590	5720	4945	3627	2595	2198	2282	2956	3774	5164	6433	6965	
22	21	Brasil	-53,1490000000	-33,4005000000	4441	6594	5721	4947	3621	2605	2193	2265	2949	3807	5169	6427	6990	
23	22	Brasil	-53,0490000000	-33,4005000000	4432	6563	5749	4966	3592	2594	2186	2233	2926	3807	5169	6388	7012	
24	23	Brasil	-52,9490000000	-33,4005000000	4389	6446	5757	4937	3563	2550	2148	2231	2875	3765	5113	6330	6954	
25	24	Brasil	-52,8490000000	-33,4005000000	4414	6522	5815	4998	3591	2540	2141	2216	2870	3753	5160	6379	6982	
26	25	Brasil	-53,5490000000	-33,3005000000	4512	6749	5911	5100	3722	2625	2157	2298	2927	3822	5203	6492	7136	
27	26	Brasil	-53,4490000000	-33,3005000000	4481	6655	5855	5056	3686	2621	2163	2307	2938	3779	5176	6459	7077	
28	27	Brasil	-53,3490000000	-33,3005000000	4449	6565	5788	5007	3625	2599	2162	2313	2961	3777	5147	6431	7009	

Figura 3.1 – Dados de irradiação solar.

3.2.1.2 Coordenadas geográficas dos municípios brasileiros

Como os dados de irradiação solar estão divididos em coordenadas geográficas, isso dificultaria bastante a escolha de localidade pelo usuário. Por isso, para facilitar o uso da ferramenta pelos usuários, substituíram-se os dados de coordenadas geográficas, pelas informações dos municípios. Assim, foi preciso baixar uma base de dados com todos os municípios e suas respectivas latitudes e longitudes. O primeiro lugar procurado foi no *site* do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), porém não foi encontrada nenhuma base de dados deste tipo. Com a falta deste, foi encontrado no site de colaboração *GitHub* uma base de dados completa com todos os 5.570 municípios brasileiros, com suas respectivas unidades federativas (UF), códigos do IBGE, latitudes e longitudes. Esses dados foram validados, município a município por meio de dados do IBGE e do *Google Maps*.

A Figura 3.2 ilustra como esses dados estavam quando foram obtidos.

	A	B	C	D	E	F	G
1	ID	LATITUDE	LONGITUDE	Mun/UF	MUNICIPIO	UF	Valor
2	1	-9,82	-66,88	ACRELANDIA - AC	ACRELANDIA	AC	39560,03891
3	2	-10,94	-69,56	ASSIS BRASIL - AC	ASSIS BRASIL	AC	17842,15099
4	3	-11,01	-68,74	BRASILEIA - AC	BRASILEIA	AC	93373,39431
5	4	-9,83	-67,95	BUJARI - AC	BUJARI	AC	28516,56749
6	5	-10,57	-67,67	CAPIXABA - AC	CAPIXABA	AC	18886,45514
7	6	-7,63	-72,67	CRUZEIRO DO SUL - AC	CRUZEIRO DO SUL	AC	364586,1383
8	7	-11,02	-68,74	EPITACIOLANDIA - AC	EPITACIOLANDIA	AC	60489,73992
9	8	-8,16	-70,35	FEIJO - AC	FEIJO	AC	140665,2479
10	9	-9,43	-71,88	JORDAO - AC	JORDAO	AC	25407,1545
11	10	-7,61	-72,89	MANCIO LIMA - AC	MANCIO LIMA	AC	55464,22245
12	11	-8,83	-69,26	MANOEL URBANO - AC	MANOEL URBANO	AC	36200,02439
13	12	-8,94	-72,79	MARECHAL THAUMATURGO - AC	MARECHAL THAUMATURGO	AC	50555,10106
14	13	-10,27	-67,15	PLACIDO DE CASTRO - AC	PLACIDO DE CASTRO	AC	83591,73849
15	14	-9,58	-67,53	PORTO ACRE - AC	PORTO ACRE	AC	51717,89396
16	15	-8,26	-72,74	PORTO WALTER - AC	PORTO WALTER	AC	35809,97762
17	16	-9,97	-67,81	RIO BRANCO - AC	RIO BRANCO	AC	1476048,62
18	17	-7,74	-72,64	RODRIGUES ALVES - AC	RODRIGUES ALVES	AC	54883,18757
19	18	-9,43	-70,49	SANTA ROSA DO PURUS - AC	SANTA ROSA DO PURUS	AC	10990,21933
20	19	-9,06	-68,65	SENA MADUREIRA - AC	SENA MADUREIRA	AC	155217,0055
21	20	-10,15	-67,73	SENADOR GUIOMARD - AC	SENADOR GUIOMARD	AC	88074,5791
22	21	-8,16	-70,76	TARAUACA - AC	TARAUACA	AC	152932,1275
23	22	-10,65	-68,5	XAPURI - AC	XAPURI	AC	84617,85017
24	23	-9,26	-37,93	AGUA BRANCA - AL	AGUA BRANCA	AL	114328,5131
25	24	-9,68	-36,3	ANADIA - AL	ANADIA	AL	107939,8285
26	25	-9,75	-36,66	ARAPIRACA - AL	ARAPIRACA	AL	1040633,644
27	26	-9,5	-36,02	ATALAIA - AL	ATALAIA	AL	256028,8436
28	27	-9,4	-35,5	BARRA DE SANTO ANTONIO - AL	BARRA DE SANTO ANTONIO	AL	56980,26168

Figura 3.2 – Dados de coordenadas geográficas.

De acordo com o Labren (2017), a base de dados de irradiação possui resolução de 0,1° de latitude e 0,1° de longitude, totalizando 72.272 pontos de medição. Porém, de acordo com o IBGE existem 5.570 municípios no Brasil. Assim realizou-se a correspondência dos dados de irradiação com seu respectivo município. A partir de um algoritmo simples, utilizando a função “PROCV” do Excel, conseguiu-se fazer esta associação e uma amostra dos resultados é mostrado na Figura 3.3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Dados do Município					Irradiação Global (Wh/m²)									
2	LATITUDE	LONGITUDE	LONG/LAT	MUN/UF	MUNICIPIO	UF	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
3	-9,82	-66,88	-9,8;-9,8	ACRELANDIA - AC	ACRELANDIA	AC	4459	4456	4295	4342	3905	4114	4302	4867	4936
4	-10,94	-69,56	-10,9;-10,9	ASSIS BRASIL - AC	ASSIS BRASIL	AC	4667	4683	4206	4540	3946	4036	4292	4944	5147
5	-11,01	-68,74	-11,0;-11,0	BRASILEIA - AC	BRASILEIA	AC	4655	4653	4268	4566	3945	4079	4285	4858	5102
6	-9,83	-67,95	-9,8;-9,8	BUJARI - AC	BUJARI	AC	4493	4639	4233	4396	3995	4093	4330	4905	5072
7	-10,57	-67,67	-10,6;-10,6	CAPIXABA - AC	CAPIXABA	AC	4529	4525	4292	4397	3972	4043	4276	4867	5096
8	-7,63	-72,67	-7,6;-7,6	CRUZEIRO DO SUL - AC	CRUZEIRO DO SUL	AC	4702	4920	4209	4459	4232	4157	4283	5012	5256
9	-11,02	-68,74	-11,0;-11,0	EPITACIOLANDIA - AC	EPITACIOLANDIA	AC	4655	4653	4268	4566	3945	4079	4285	4858	5102
10	-8,16	-70,35	-8,2;-8,2	FEIJO - AC	FEIJO	AC	4555	4771	4177	4369	4039	4130	4350	4978	5120
11	-9,43	-71,88	-9,4;-9,4	JORDAO - AC	JORDAO	AC	4760	4818	4109	4458	4181	4125	4410	5009	5185
12	-7,61	-72,89	-7,6;-7,6	MANCIO LIMA - AC	MANCIO LIMA	AC	4752	4903	4335	4496	4279	4173	4323	5095	5200
13	-8,83	-69,26	-8,8;-8,8	MANOEL URBANO - AC	MANOEL URBANO	AC	4441	4668	4213	4357	3963	4105	4394	4977	5112
14	-8,94	-72,79	-8,9;-8,9	MARECHAL THAUMATURGO - AC	MARECHAL THAUMATURGO	AC	4717	4931	4178	4514	4261	4149	4357	5063	5333
15	-10,27	-67,15	-10,3;-10,3	PLACIDO DE CASTRO - AC	PLACIDO DE CASTRO	AC	4588	4555	4293	4404	3992	4086	4296	4835	4869
16	-9,58	-67,53	-9,6;-9,6	PORTO ACRE - AC	PORTO ACRE	AC	4411	4549	4278	4376	3975	4122	4333	4946	5010
17	-8,26	-72,74	-8,3;-8,3	PORTO WALTER - AC	PORTO WALTER	AC	4779	4887	4257	4537	4301	4184	4419	5124	5306
18	-9,97	-67,81	-10,0;-10,0	RIO BRANCO - AC	RIO BRANCO	AC	4470	4608	4216	4414	3946	4088	4263	4866	5104
19	-7,74	-72,64	-7,7;-7,7	RODRIGUES ALVES - AC	RODRIGUES ALVES	AC	4755	4923	4243	4490	4278	4184	4339	5049	5208
20	-9,43	-70,49	-9,4;-9,4	SANTA ROSA DO PURUS - AC	SANTA ROSA DO PURUS	AC	4549	4654	4139	4418	4082	4062	4365	5002	5060
21	-9,06	-68,65	-9,1;-9,1	SENA MADUREIRA - AC	SENA MADUREIRA	AC	4518	4626	4297	4342	3976	4104	4323	4932	5030
22	-10,15	-67,73	-10,2;-10,2	SENADOR GUIOMARD - AC	SENADOR GUIOMARD	AC	4514	4607	4212	4419	3938	4105	4281	4853	5083
23	-8,16	-70,76	-8,2;-8,2	TARAUACA - AC	TARAUACA	AC	4553	4775	4156	4397	4110	4123	4350	5004	5161
24	-10,65	-68,5	-10,7;-10,7	XAPURI - AC	XAPURI	AC	4644	4605	4302	4607	3957	4135	4338	4895	5055
25	-9,26	-37,93	-9,3;-9,3	AGUA BRANCA - AL	AGUA BRANCA	AL	6272	6053	5996	5295	4453	3982	4090	4805	5716
26	-9,68	-36,3	-9,7;-9,7	ANADIA - AL	ANADIA	AL	5928	5819	5794	5058	4200	3903	3962	4551	5381
27	-9,75	-36,66	-9,8;-9,8	ARAPIRACA - AL	ARAPIRACA	AL	6065	5840	5855	5113	4249	3977	4120	4683	5490
28	-9,5	-36,02	-9,6;-9,6	ATALAIA - AL	ATALAIA	AL	5873	5794	5793	5099	4245	3920	4003	4579	5379
29	-9,4	-35,5	-9,5;-9,5	BARRA DE SANTO ANTONIO - AL	BARRA DE SANTO ANTONIO	AL	6085	6032	6105	5180	4414	4082	4194	4858	5555
30	-8,84	-35,9	-8,9;-8,9	BARRA DE SAO MIGUEL - AL	BARRA DE SAO MIGUEL	AL	6125	6105	6021	5137	4364	3993	4159	4768	5496
31	-9,67	-37,12	-9,7;-9,7	BATALHA - AL	BATALHA	AL	6067	5785	5811	5152	4279	3975	4097	4724	5504
32	-9,57	-36,49	-9,6;-9,6	BELEM - AL	BELEM	AL	6100	5907	5877	5129	4257	3910	4025	4649	5513
33	-9,82	-37,28	-9,9;-9,9	BELO MONTE - AL	BELO MONTE	AL	6171	6032	5973	5243	4410	4083	4162	4782	5590

Figura 3.3 – Municípios brasileiros com suas respectivas irradiações mensais.

3.2.2 Excel

A ferramenta foi implementada no Microsoft Excel utilizando recursos do *Visual Basic for Applications* (VBA) devido a facilidade de acesso pelos usuários.

Dentre as vantagens de usar o VBA, pode-se destacar: “a) diferentes maneiras de criar, formatar e manipular documentos, e-mails, bancos de dados, formulários, planilhas e apresentações; b) quase todas as operações que podem ser executadas com um mouse, teclado ou uma caixa de diálogo também podem ser realizadas usando o VBA.” (MICROSOFT, 2018).

Na ferramenta utilizou-se o VBA para a programação de formulários para aquisição de dados de entradas, exibição de dados de saída, configurações da ferramenta e parte da programação de dimensionamento do SFV. Já as planilhas do Excel foram usadas para armazenar a base de dados de irradiação solar, informações fornecidas nos formulários pelo usuário, parte do dimensionamento do SFV e a análise de viabilidade econômica.

3.2.3 Equipamentos

Para as simulações do programa, feitas no Capítulo 4, teve de se escolher um painel e um inversor e estes ficarão no banco de dados de equipamentos para posteriores usos pelos usuários. O painel escolhido foi o CS6K-265P da Canadian Solar, uma das maiores produtoras de painéis fotovoltaicos do mundo. As especificações em STC do módulo estão listadas na Tabela 3.1:

Potência máxima (P_M)	265 W
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	37,7 V
Corrente de curto circuito (I_{SC})	9,23 A
Tensão de máxima potência (V_{MP})	30,6 V
Corrente de máxima potência (I_{MP})	8,66 A
Dimensões	1,65 m x 0,992 m
Eficiência	16,19%
NOCT	45 °C
Coeficiente de temperatura P_M	-0,41% / °C
Coeficiente de temperatura V_{OC}	-0,31% / °C
Coeficiente de temperatura I_{SC}	0,053 % / °C
Preço médio	R\$ 620,00

Tabela 3.1 – Especificações do módulo fotovoltaico CS6K-265P. **Fonte:** (CANANDIANSOLAR, 2018).

Já o inversor escolhido foi o SF1600TL da marca B&B Power, com as seguintes especificações:

Potência máxima de entrada	1850 W
Tensão máxima cc	550 V
Corrente máxima cc	13 A
Potência máxima de saída	1850 W
Tensão de saída ca	220 V
Corrente de máxima ca	7,8 A
Eficiência	97,7%
Preço médio	R\$ 2700,00

Tabela 3.2 – Especificações do inversor SF1600TL. **Fonte:** (B&B Power, 2018).

3.3 Metodologia

A diagrama de blocos mostrado na Figura 3.6 demonstra o funcionamento da ferramenta.

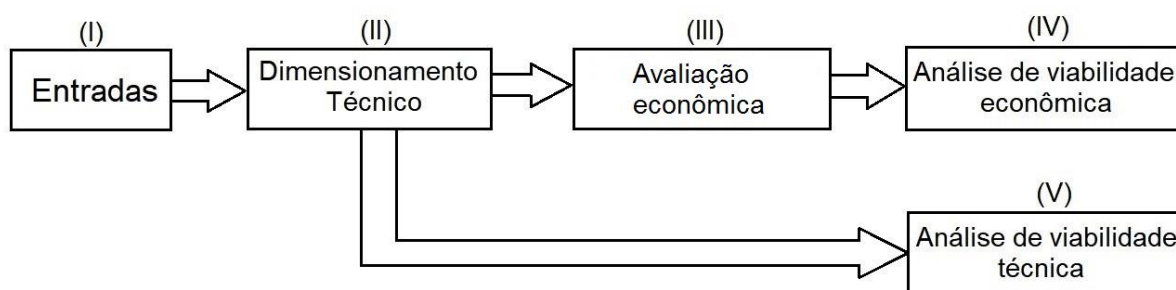


Figura 3.4 – Diagrama de blocos da ferramenta.

3.3.1 Entradas (I)

O usuário deve inserir as seguintes entradas para a ferramenta funcionar:

- Estado e município onde será instalado o SFV;
- Grupo consumidor (A ou B);
- Dados da fatura:
 - Média mensal ou histórico de consumo, na ponta e fora da ponta, quando for o caso, em kWh;
 - Valores da demanda contratada na ponta e fora da ponta, quando for o caso, em kW;
 - Tarifa de consumo de energia elétrica, na ponta e fora da ponta, quando for o caso, em R\$/kWh;
 - Tarifa da demanda contratada na ponta e fora da ponta, quando for o caso, em R\$/kW;

- Área disponível, em metros quadrados (m^2) ou máximo investimento possível, em R\$; e
- Dados dos painéis e inversor(es) que serão utilizados.

A partir dos dados de qual município o SFV será instalado, a própria ferramenta carrega as informações de latitude e irradiação solar do local. Os valores de demanda, consumo na ponta e tarifas de demanda e consumo na ponta só serão exigidos caso o usuário escolha a opção de ser consumidor do grupo A. Caso contrário, só é exigido o valor do consumo e sua respectiva tarifa. O usuário ainda escolhe qual o limitante do seu sistema, a área ou o investimento e informa o seu valor.

No caso dos painéis e do inversor, o usuário pode adicionar os modelos de sua escolha, ou optar por algum modelo que esteja no banco de dados da ferramenta. Caso ele opte por adicionar um novo modelo de painel, as informações exigidas deste são:

- Potência máxima (P_M);
- Tensões de máxima potência (V_{MP}) e de circuito aberto (V_{oc});
- Correntes de máxima potência (I_{MP}) e de curto circuito (I_{sc});
- Dimensões (m x m);
- Eficiência (η);
- Temperatura normal de operação da célula (NOCT) (opcional);
- Os coeficientes de temperatura (opcional); e
- Preço.

Já para o inversor, os parâmetros são:

- Máxima tensão de entrada;
- Máxima corrente de entrada;
- Potência nominal;
- Potência máxima;
- Tensão nominal de saída;
- Corrente nominal de saída;
- Eficiência; e
- Preço.

3.3.2 Dimensionamento técnico

Com os dados de entrada inseridos, pode-se proceder ao dimensionamento técnico. Neste passo são calculados os seguintes parâmetros:

- Número de módulos em série;
- Número de *strings*;
- Número de inversores;
- Dados de geração mensal;
- Inclinação e orientação do módulo;
- Espaçamento mínimo entre módulos;
- Área utilizada; e
- Investimento necessário.

Algumas considerações que foram feitas para obter as informações acima:

- 1) Os painéis serão sempre colocados preferencialmente em série, respeitando a limitação de máxima entrada de tensão cc do inversor. Isso se dá para diminuir a corrente de operação, diminuindo a seção dos condutores e as perdas por efeito Joule, apesar de não serem tratados aqui (VILLALVA, 2015);
- 2) Não foi levado em conta o efeito da temperatura na operação dos painéis, por conta da dificuldade de encontrar uma base de dados de temperatura compatível com a base de dados de irradiação solar. Encontrou-se base de dados de outros formatos, porém estas deveriam ser modificadas para poderem ser usadas no programa. Analisando o esforço que seria necessário para fazer isto, considerou-se que o benefício não valeria o esforço de se fazer isto, portanto decidiu-se não considerar seu efeito;
- 3) Os painéis são idênticos entre si e operam com a mesma radiação;
- 4) Como todos os inversores de SFVs conectados à rede sempre possuem o recurso de MPPT de acordo com Villalva (2015), o sistema sempre opera no ponto de máxima potência;
- 5) Considerando que os painéis estejam espaçados entre si corretamente e que não há obstáculos que causem sombra aos painéis, não há perdas por sombreamento;

- 6) Os painéis serão inclinados e orientados de acordo com o que foi determinado; e
- 7) Os painéis serão instalados com o lado menor na base e o lado maior inclinado. Essa escolha foi apenas para padronizar o cálculo.

3.3.2.1 Dimensionamento técnico a partir da área disponível

A partir de uma área disponível para instalação dos módulos informada pelo usuário, pode-se calcular a quantidade máxima de módulos que poderá ser instalada.

Dada a latitude da localidade a ser instalado o SFV, consegue-se determinar a orientação que o módulo deve estar para a maior geração de energia anual. Caso a latitude seja positiva, a orientação será para o sul geográfico e caso a latitude seja negativa a orientação é para o norte geográfico (VILLALVA, 2015). Pode-se calcular também a inclinação para a maior produção anual de energia, de acordo com a Tabela 2.1. Como dito no Capítulo 2, cada fileira de módulos deve estar espaçada da fileira adjacente para que não haja sombreamento dos módulos, principalmente nos momentos de maior incidência solar. A fórmula para se calcular o espaçamento mínimo necessário para que não haja sombreamento de um obstáculo sobre o módulo é (CRESESB, 2014):

$$d = Fe \cdot H, \quad (3.1)$$

em que d é a distância mínima entre o painel e o obstáculo, Fe é o fator de espaçamento, obtido da Gráfico 2.8 e H é a diferença de altura entre o topo do obstáculo e a base do módulo.

Não há uma fórmula explícita que relaciona a latitude com o fator de espaçamento no Gráfico 2.8. Porém, como no Brasil não há nenhum município com latitude maior que, em valor absoluto, 35° (trinta e cinco graus), pode-se limitar o gráfico até este valor de interesse e considerá-lo como uma reta. Facilmente, chegue-se a equação da reta que caracteriza a relação:

$$Fe = 0,04 \cdot lat + 1,2, \quad (3.2)$$

em que lat é a latitude em graus.

A altura H neste caso é a projeção vertical do módulo. Esta depende do ângulo de inclinação do painel. A partir da análise da geometria mostrada na Figura 3.5 pode-se calcular essa altura:

$$H = L \cdot \text{sen}(\alpha), \quad (3.3)$$

em que L é a largura do painel e α é a inclinação deste.

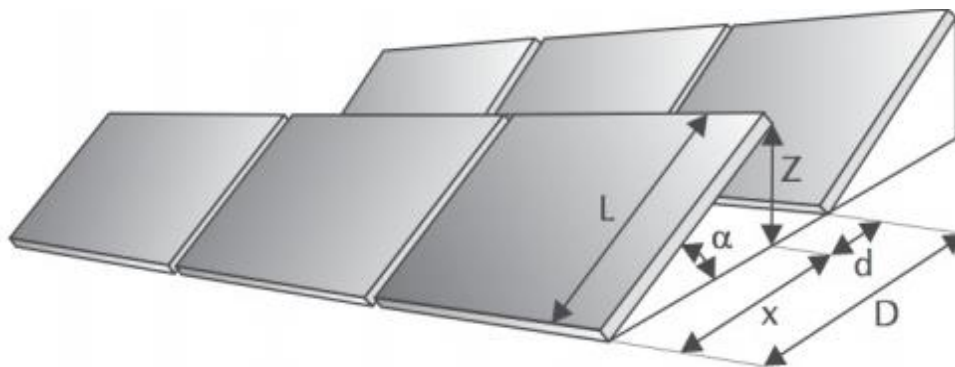


Figura 3.5 – Fileiras de módulos em instalações fotovoltaicas. **Fonte:** (VILLALVA, 2015).

A partir das informações do espaçamento entre as fileiras e da inclinação dos módulos, pode-se calcular a área mínima necessária para a instalação de cada um destes. A partir da Figura 3.5, o valor dessa área é:

$$A_{ip} = C \cdot D, \quad (3.4)$$

em que A_{ip} é a área de instalação do painel, C é o comprimento e D é a largura da área de instalação, que pode ser calculada como:

$$D = x + d, \quad (3.5)$$

em que x é a projeção horizontal do módulo, que é dada por:

$$x = L \cdot \cos(\alpha). \quad (3.6)$$

A partir da área de instalação de cada módulo calcula-se o máximo de painéis que podem ser instalados naquela área máxima de instalação determinada pelo usuário:

$$N_{p,máx} = A_{máx} / A_{ip}, \quad (3.7)$$

em que $N_{p,máx}$ é o número máximo de painéis e $A_{máx}$ é a área disponível para instalação do SFV.

As configurações dos painéis e dos inversores pode fazer com que $N_{p,máx}$ não seja alcançado. Como sempre há a tentativa de empregar o máximo de painéis em série possível, a organização dos módulos pode impedir com que este número seja possível. O número de painéis em série pode ser calculado da seguinte forma:

$$N_{p,se} = V_{in,máx} / V_{oc}, \quad (3.8)$$

em que $N_{p,se}$ é o número de painéis em série, $V_{in,máx}$ é a tensão máxima de entrada suportada pelo inversor e V_{oc} é a tensão de circuito aberto do módulo.

Segundo a premissa de que o inversor deve suportar a potência fornecida pelo SFV, então calcula-se o número máximo de painéis por inversor:

$$N_{max,inv} = P_{inv,max} / P_{painel} \quad (3.9)$$

em que $P_{inv,m\acute{a}x}$ é a potência máxima do(s) inversor(es) utilizado(s) e P_{painel} a potência máxima fornecida pelo painel.

Como o número de módulos a ser disposto na área fornecida pelo usuário deve ser compatível com a quantidade de módulos que o(s) inversor(es) suportam, considera-se como número limitante de módulos em série, $N_{p,se}$, o menor valor encontrado nas equações 3.7, 3.8 e 3.9.

Já o número de *strings* pode ser calculado como:

$$N_s = N_{p,m\acute{a}x} / N_{p,se}, \quad (3.10)$$

em que N_s é o número de *strings*. E por fim o número de painéis do SFV:

$$N_p = N_{p,se} \cdot N_s, \quad (3.11)$$

em que N_p é o número de módulos do sistema. O número máximo de *strings* por inversor pode ser dado por:

$$N_{s,max} = I_{inv} / I_{painel}, \quad (3.12)$$

em que I_{inv} é a corrente suportada pelo inversor e I_{painel} é a corrente produzida por cada painel.

Com isso pode-se calcular a quantidade de inversores que serão necessários no SFV:

$$N_{inv} = N_s / N_{s,max}, \quad (3.13)$$

em que N_{inv} é o número de inversores necessários. Assim pode-se calcular a área que realmente será utilizada, como mostrado no Capítulo 2:

$$A_{tp} = N_{p,se} \cdot C \cdot [(N_s - 1) \cdot D + D - d], \quad (3.14)$$

onde A_{tp} é a área total utilizada. Por fim, o investimento necessário para o SFV, considerando apenas os painéis e os inversores:

$$INVESTIMENTO = N_p \cdot \$_p + N_{inv} \cdot \$_{inv}, \quad (3.15)$$

em que $\$_p$ e $\$_{inv}$ são os preços unitários dos painéis e dos inversores, respectivamente.

A partir da quantidade de painéis que o SFV terá calculada na Equação (3.11), consegue-se estimar a produção diária de energia elétrica do SFV. Considerando que o inversor utilizado terá o recurso MPPT, utiliza-se o método da insolação descrito na Seção 2.6.1.1. A partir deste método, pode-se calcular a energia que será injetada na rede elétrica pelo SFV diariamente:

$$E_{PD} = E_s \cdot A_p \cdot \eta_p \cdot N_p \cdot \eta_{inv}, \quad (3.16)$$

em que E_{PD} é a energia produzida diariamente pelo SFV [Wh/dia], E_s é a insolação diária do local [Wh/m² · dia], A_p é a área da superfície do módulo, η_p é a eficiência do painel e η_{inv} é a eficiência do inversor.

De acordo com a RN482, existe um limite para a potência instalada em SFVs e esse limite corresponde a carga instalada da unidade consumidora. Portanto, considerou-se como o limite para a potência instalada a demanda contratada da unidade consumidora. Então, a partir da quantidade de módulos e inversores calcula-se então a potência instalada do SFV:

$$P_{sfv} = N_{se} \cdot N_s \cdot W_p, \quad (3.17)$$

em que P_{sfv} é a potência do SFV em Watts, N_{se} o número de módulos em série, N_s o número de *strings* e W_p a potência máxima do modulo fotovoltaico.

Caso a potência instalada do SFV seja menor que a demanda contratada informada pelo usuário, então o SFV o sistema já está dimensionado adequadamente. Caso a potência instalada pelo SFV seja maior que a demanda contratada, então precisa-se redimensionar o sistema calculando uma nova área necessária para a instalação dos módulos.

Calcula-se o número de módulos considerando, agora, a demanda informada pelo usuário:

$$N_{p,max} = D_{ctd} / W_p, \quad (3.18)$$

em que $N_{p,max}$ é o número de módulos que podem ser instalados para uma demanda informada, D_{ctd} é a demanda contratada informada pelo usuário em kW e W_p a potência máxima do sistema.

A partir deste número de módulos, calcula-se novamente a área ocupada, a disposição do SFV, o número de inversores, o investimento e a energia produzida utilizando as equações de 3.7 a 3.15.

O diagrama de blocos a seguir resume a metodologia adotada para o dimensionamento a partir de uma área informada pelo usuário.

3.3.2.2 Dimensionamento técnico a partir do investimento máximo disponível

A ferramenta possibilita o dimensionamento do SFV a partir de um dado investimento inicial. Ou seja, o usuário informa o valor em reais (R\$) que deseja investir e a ferramenta, baseada nos preços dos equipamentos, retorna a quantidade de módulos fotovoltaicos e inversores, assim como arranjo dos equipamentos.

Assim como no dimensionamento técnico a partir da área disponível (3.3.2.1), o dimensionamento técnico a partir do investimento máximo possível considera a latitude do local informado para a obtenção da orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos para um melhor aproveitamento na geração de energia. Além disso, dimensiona-se o SFV dando prioridade às conexões em série.

Nesse método de dimensionamento, procura-se encontrar a melhor configuração de arranjo dos módulos para um único inversor. Encontrado o melhor arranjo, o mesmo é replicado até que o valor de investimento informado pelo usuário seja atingido.

Para encontrar o melhor arranjo, primeiro calcula o número de painéis em série, $N_{p,se}$, pela equação 3.8. Faz necessário também saber o número máximo de *strings* que o inversor suporta:

$$N_{s,max} = I_{inv} / I_{pai}, \quad (3.19)$$

em que $N_{s,max}$ é o número máximo de *strings* que o inversor suporta, I_{inv} é a corrente máxima cc de entrada aceitável pelo inversor e I_{pai} a corrente de curto circuito do painel .

Por fim, deseja-se calcular o número máximo de módulos, $N_{p,max}$, que um único inversor suporta pela equação 3.9. Com o número máximo de painéis em série, o número máximo de *strings* e o número máximo de módulos por inversor, calcula-se número de painéis em série, $N_{p,se}$, e número de *strings* , N_s , por meio de lógica de programação mostrada no apêndice 1 e respeitando os valores calculados nas equações 3.8 , 3.9 e 3.19.

Com o melhor arranjo para um inversor, calcula-se o número o valor para um arranjo:

$$INV_{arranjo} = N_{p,se} \cdot N_s \cdot \$p + \$_{inv}, \quad (3.20)$$

em que $INV_{arranjo}$ é o valor em reais do arranjo de módulos e um inversor, $N_{p,se}$ é o número de módulos é serie do arranjo, N_s o número de *strings* do arranjo, $\$p$ é o valor de um módulo fotovoltaico e $\$_{inv}$ o valor de um inversor.

Assim a quantidade de arranjos que o SFV possuirá será:

$$Q_{arr} = INV_{total} / INV_{arranjo}, \quad (3.21)$$

em que Q_{arr} é a quantidade de arranjos do SFV, INV_{total} é o investimento informado pelo usuário e $INV_{arranjo}$ é o valor ,em reais, do arranjo.

Como em um arranjo terá um inversor, então o número de inversores e calculado por:

$$N_{inv} = Q_{arr}, \quad (3.22)$$

em que N_{inv} é o número de inversores do SFV. Assim, o número de *strings* do SFV é calculado por:

$$N_{s,SFV} = Q_{arr} \cdot N_s, \quad (3.23)$$

em que $N_{s,SFV}$ é o número de *strings* do SFV, Q_{arr} é a quantidade de arranjos e N_s , a quantidade de *strings* em um arranjo. Assim pode-se calcular a quantidade de módulos do SFV:

$$N_{p,SFV} = Q_{arr} \cdot N_{p,se} \cdot N_s, \quad (3.24)$$

De acordo com a RN482, existe um limite para a potência instalada em SFVs para os consumidores do grupo A, e esse limite corresponde a carga instalada da unidade consumidora. Portanto, considerou-se como o limite para a potência instalada a demanda contratada da unidade consumidora. Então, a partir da quantidade de módulos e inversores calcula-se então a potência instalada do SFV por meio da equação 3.16.

Caso a potência do SFV (P_{sfv}) seja menor que a demanda contratada informada pelo usuário, o sistema encontra-se adequado tanto para o investimento dado quanto para a demanda informada. Caso a potência do SFV esteja maior que a demanda contratada, então precisa-se redimensionar o sistema, agora levando em consideração a demanda informada.

Para o novo dimensionamento, usa-se a demanda informada, como a máxima potência permitida para o SFV. Assim calcula-se o número de módulos pela equação 3.17.

Dado o número de módulos N_p e a quantidade máxima de inversores N_{inv} , calcula-se o valor desses equipamentos:

$$INVESTIMENTO = N_p \cdot \$_p + N_{inv} \cdot \$_{inv}, \quad (3.25)$$

em que *INVESTIMENTO* é o valor necessário para aquisição desses equipamentos. Esse novo investimento passar a ser o valor limitante do SFV no lugar do investimento informado pelo usuário inicialmente. Assim repete o procedimento descrito no início desse tópico para calcular a quantidade de módulos e inversores através das equações 3.19 a 3.24.

Com a quantidade de módulos e inversores, calcula-se a energia gerada e injetada na rede elétrica pelo SFV diariamente pela equação 3.16 e a área máxima que será ocupada pelo SFV pela equação 3.14.

3.3.3 Avaliação econômica

Terminado o dimensionamento do sistema e com os dados da fatura inseridos, pode-se proceder à avaliação financeira. Aqui as seguintes informações são determinadas:

- Fluxo de caixa;
- Tempo de *payback* simples;
- Tempo de *payback* descontado;
- Valor presente líquido (VPL); e
- Taxa interna de retorno (TIR).

O primeiro passo para fazer qualquer tipo de análise financeira é montar o fluxo de caixa do investimento. Geralmente esse fluxo se dá com um grande investimento no começo e receitas ao longo do tempo. Neste caso é um pouco diferente, pois não são de fato receitas, mas sim uma despesa que irá diminuir. Porém, a análise continua a mesma. Para fins de cálculo, considera-se que essa economia é uma receita e a análise pode ser feita normalmente. Os Gráficos 3.1 e 3.2 exemplificam este caso. No Gráfico 3.1 mostra-se o fluxo de caixa real do investimento, onde não existem receitas de fato, mas claramente percebe-se a diminuição dos desembolsos. O Gráfico 3.2 demonstra como ficaria esse fluxo considerando que essas economias são receitas.

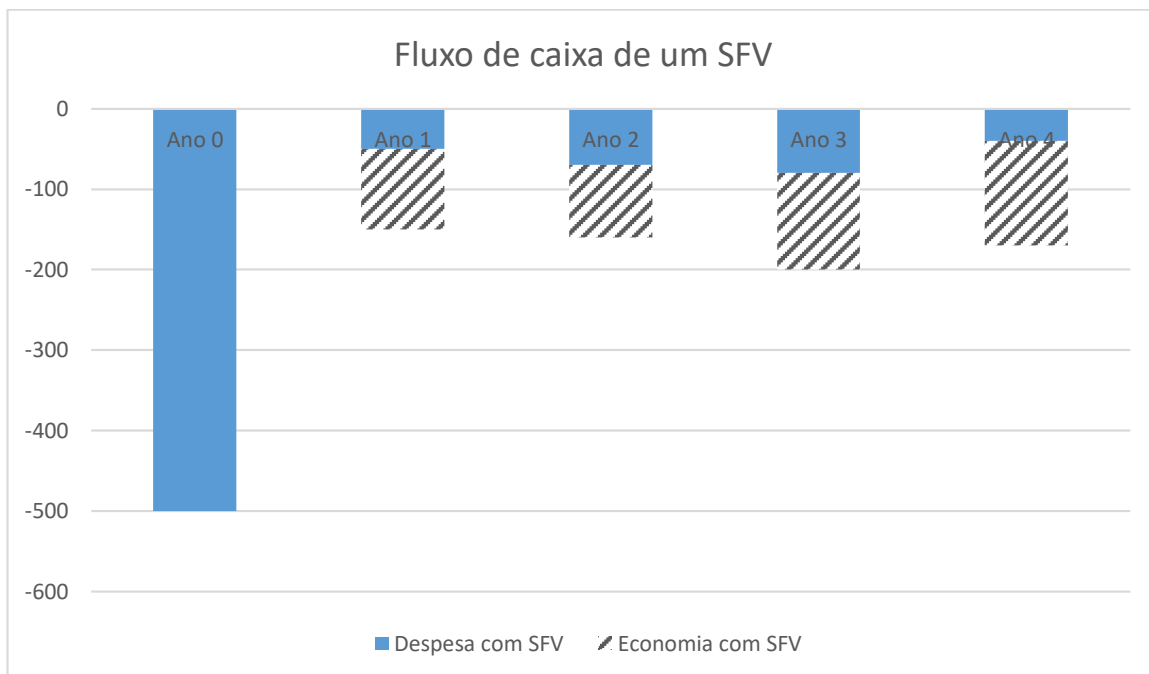


Gráfico 3.1 – Fluxo de caixa real de um SFV.

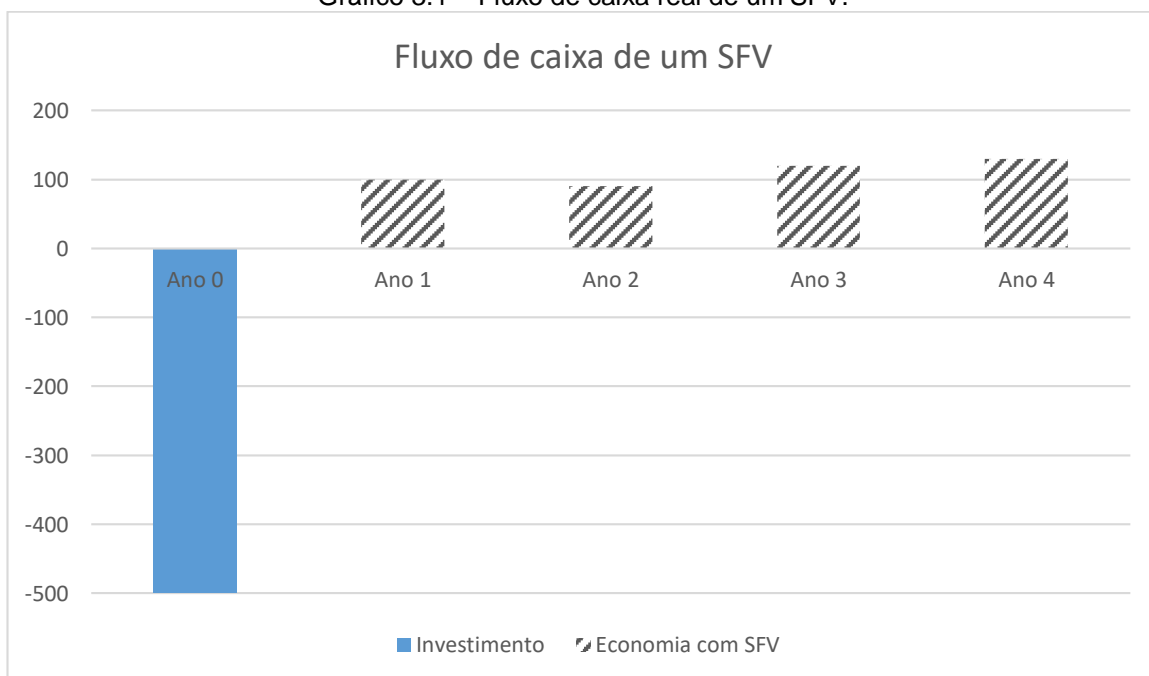


Gráfico 3.2 – Fluxo de caixa para fins de cálculo de um SFV.

Além do investimento inicial para aquisição dos painéis e inversores e da economia gera pelo SFV, deve-se considerar como fonte de despesa do SFV sua manutenção. De acordo Elysia (2017), o custo de manutenção de um SFV é cerca 0,5% ao ano do custo inicial deste, sendo apenas de limpezas periódicas nos painéis.

Já o tempo de vida útil do sistema foi considerado o tempo de vida útil do painel. Consultando diversos fabricantes tradicionais no mundo, como Canadian Solar e Yingli Solar, em média a vida útil de um painel é de cerca de 25 anos. Este tempo diz

respeito ao tempo em que os painéis funcionarão de forma eficiente, com pelo menos 80% de produção de energia em relação ao painel novo. Após esse tempo o painel continua funcionando, porém com uma eficiência possivelmente mais baixa que essa. Assim, para fins de cálculo a vida útil do SFV foi considerada 25 anos.

Foram construídos dois fluxos de caixa: o primeiro não considera o valor do dinheiro no tempo, já o segundo faz essa consideração. O primeiro serve para determinar o tempo de *payback* simples, o VPL e a TIR. Para cálculo do tempo *payback*, tanto no simples quanto no descontado, foi elaborada uma lógica que determina em quantos anos e meses o fluxo de caixa será igual a zero. O VPL e a TIR são calculados diretamente pelo Excel, que possui funções apropriadas para isso.

A taxa usada para o cálculo do VPL é definida pelo usuário. Existem três opções possíveis para comparação: poupança, SELIC ou alguma outra que o usuário deseje. De acordo com o Banco Central do Brasil (2018), determinou-se a taxa da poupança e SELIC como 4,5% a.a. e 6,5% a.a., respectivamente, que são as taxas que estavam em vigor na época da produção deste trabalho, junho de 2018. Porém caso o usuário queira mudar esses valores ele possui total liberdade.

O segundo fluxo de caixa é construído a partir dos valores referidos para o presente através da seguinte equação (CAMARGO, 1998):

$$P = \frac{F}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n} \quad (3.26)$$

em que P é o valor presente da receita ou desembolso em R\$, F é o valor futuro, neste caso o valor deste quando ele de fato ocorreu, em R\$, i é a taxa de juros anual, em % a.a. e n é a quantidade de anos do presente até o momento de entrada desta receita ou desembolso. Depois de referir todos os valores para a mesma data, monta-se o fluxo de caixa e calcula-se o tempo de *payback* descontado. O valor ao final dos 25 anos de análise é exatamente o mesmo VPL calculado pela função do Excel no fluxo de caixa simples.

A construção dos fluxos de caixa e conseqüente determinação de cada um dos parâmetros acima citados depende de qual grupo consumidor o usuário está inserido. Para o grupo A, a análise é um pouco mais complexa, pois existem tarifas para diferentes períodos do dia. Assim dividiu-se a análise entre grupo A ou B.

3.3.3.1 Avaliação econômica do grupo B

Com os dados de investimento necessário, energia produzida no mês pelo SFV, calculados anteriormente, valor da tarifa e taxa de juros, informados pelo usuário, procede-se à montagem dos fluxos de caixa. No tempo zero só há o desembolso do investimento inicial, cujo qual não se precisa fazer nenhuma operação. Para cada mês calcula-se a economia como a quantidade de energia produzida vezes a tarifa, caso esta seja menor ou igual a energia consumida. Caso a geração seja maior que o consumo, a diferença fica como crédito para ser usada no próximo mês. Ao fim do cômputo de todos os meses do ano, para a montagem do fluxo de caixa simples, soma-se todas as economias mensais e se obtêm a economia anual. A esta diminui-se o custo da manutenção anual, repete-se isto para os anos restantes e está montado o fluxo de caixa simples. Já para o fluxo de caixa descontado, refere-se o valor de cada mês ao final do ano, soma-se os valores e refere-se estes à data inicial. Repete-se isto para todos os anos restantes e assim completa-se o fluxo de caixa descontado. Com os fluxos montados pode-se calcular todos os parâmetros financeiros citados na seção anterior.

3.3.3.2 Avaliação econômica do grupo A

A avaliação desse grupo se torna mais complexa devido a existência da tarifa diferenciada, na ponta e fora da ponta, além da questão da demanda contratada. A primeira consideração que foi feita é que não há geração no horário de ponta. Essa é uma ponderação razoável, visto que esta começa às 18 horas, na maioria das localidades, horário que o sol já está quase se pondo.

De acordo com Aneel (2016), “a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste. ”. Como neste caso considera-se que a energia produzida é sempre no horário fora de ponta, o fator de ajuste é calculado como a equação abaixo:

$$FA = TFP / TP, \quad (3.27)$$

em que FA é o fator de ajuste, TFP é a tarifa fora da ponta e TP é a tarifa na ponta. Caso haja energia excedente no horário fora da ponta, esta pode ser convertida em crédito na ponta utilizando a seguinte fórmula:

$$CrP = FA \cdot EEFP, \quad (3.28)$$

em que CrP é o crédito na ponta e $EEFP$ é a energia excedente fora da ponta. Caso esse crédito exceda o valor do consumo no horário da ponta, o excedente fica como crédito para ser usado no mês seguinte, prioritariamente no horário fora de ponta, após ser dividido pelo fator de ajuste calculado na equação 3.27.

O valor da economia mensal é calculado a seguir:

$$E_{ct} = E_{cp} + E_{cfp}, \quad (3.29)$$

em que E_{ct} é a economia total, E_{cp} é a economia no horário de ponta e E_{cfp} é a economia no período fora da ponta. Essas economias são calculadas multiplicando a energia que é descontada no período vezes a tarifa deste.

A partir das economias geradas tanto no horário de ponta e fora de ponta, procede-se à montagem dos fluxos de caixa e a partir destes a obtenção dos parâmetros para análise financeira.

A demanda poderia ser mais uma fonte de economia, diminuindo a demanda contratada no período fora da ponta. Porém, para analisar essa questão deve-se saber exatamente em qual horário normalmente se mede a máxima demanda do mês e a energia produzida durante esse horário. Como não se dispõe destas informações, decidiu-se por não fazer esta análise aqui.

3.4 Considerações finais

Este capítulo teve como objetivo esclarecer como a ferramenta foi produzida, mostrando os dados, equipamentos, fórmulas e normas utilizadas. O próximo capítulo abordará os resultados obtidos e as simulações realizadas para o teste da ferramenta.

4. RESULTADOS E ANÁLISE

4.1 Considerações iniciais

Nos capítulos anteriores foram mostradas as teorias que embasam este trabalho e a lógica implementada nele. Neste capítulo serão mostrados os resultados obtido e simulações de cada situação que a ferramenta se propõe a analisar, para comprovar sua funcionalidade em todas estas.

4.2 Telas

A tela principal, mostrada na Figura 4.1, têm o intuito de inicializar a ferramenta. Nela estão contidos três botões: Iniciar, Analisar e Sair. O primeiro tem a função de abrir uma outra tela, que será mostrada adiante, que inicia a inserção de dados necessários para o dimensionamento do sistema pelo usuário. O segundo tem o objetivo de abrir a tela de resultados da ferramenta. Ele será útil para o caso de o usuário ter fechado acidentalmente o programa, e se tiver salvo seus dados não precisará digitá-los novamente para analisar os resultados. O último botão tem a simples função de fechar a ferramenta.

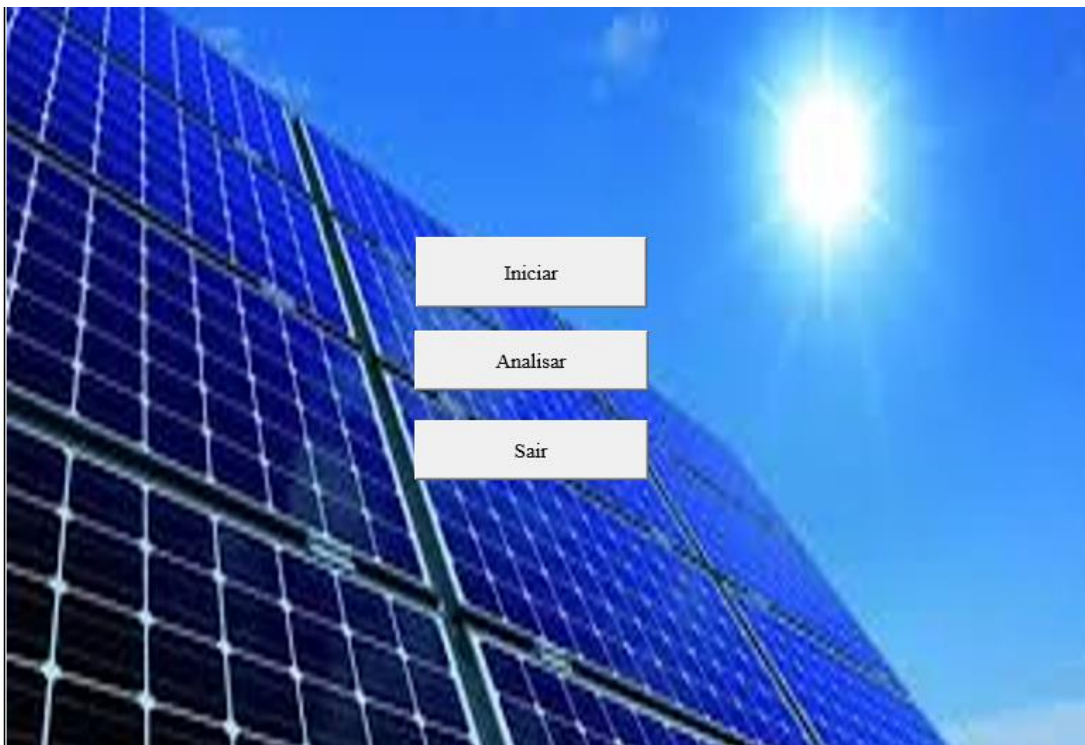


Figura 4.1 – Tela principal da ferramenta.

Clicando no botão Iniciar, a ferramenta abre a tela de inserção de dados da fatura, mostrada na Figura 4.2. Nessa tela é onde se define qual a cidade que será instalado o SFV, escolhe-se o grupo consumidor e se o consumo será inserido pela média ou histórico. Além disso, são inseridos os dados da fatura, como o consumo, demanda e tarifas. Nessa tela existem também 3 botões: Salvar, Limpar e Menu Iniciar. O primeiro salva os dados e segue para próxima tela de inserção de dados. Caso haja alguma informação obrigatória não preenchida ou preenchida incorretamente, a ferramenta exibe um aviso de erro e se mantém nesta tela até que o usuário preencha corretamente todos os campos necessários. O botão de Limpar apaga todas os campos que tenham sido preenchidos. Ele é útil para quando o usuário errou um ou mais campos e não quer ter de ficar apagando um por um. O botão Menu Iniciar caso seja clicado retorna para a tela inicial da ferramenta.

No canto esquerdo inferior há umas marcações que ajudam o usuário a se informar em qual passo do preenchimento de dados ele está. Caso determinado conjunto de dados já tenham sido preenchidos corretamente a marcação ficará verde, caso contrário ficará vermelha. Existem três marcações: dados da fatura, do painel e do inversor. Esses três são um conjunto de dados imprescindíveis para o dimensionamento.

Figura 4.2 – Tela de inserção de dados da fatura.

Caso o usuário preencha corretamente os dados da fatura, o programa avança para a tela de inserção de dados técnicos. Aqui são escolhidos a opção de dimensionamento, por área ou por investimento, a taxa de juros que será utilizada e os dados dos painéis e inversores que serão utilizados. As Figura 4.3 e 4.4 mostram essa tela, que possui uma aba para a escolha do painel e uma aba para a escolha do inversor.

As opções de dimensionamento possuem um caráter exclusivo, ou seja, ou escolhe-se dimensionar por área ou por investimento. Após escolher entre eles, o usuário digita na caixa de texto ao lado seu valor respectivo. No campo abaixo, o usuário escolhe a taxa de juros que ele irá utilizar. Como já foi dito, a taxa da poupança e da Selic vêm previamente preenchidas, porém o usuário possui a liberdade de alterá-las. Depois de escolhida a taxa a ser utilizada, o usuário clica em salvar logo abaixo para que essa taxa seja selecionada.

Para a escolha do painel e do inversor o usuário tem a opção de escolher um do banco de dados da ferramenta, caso este possua equipamentos cadastrados, ou utilizar um novo. Caso o usuário queira adicionar este equipamento ao banco de

dados, basta clicar no botão Adicionar. Após escolhido ou preenchido todos os dados do painel, clicando em Salvar o usuário poderá seguir para a escolha do inversor. Caso haja campos preenchidos incorretamente o programa exibe uma mensagem de erro e retorna para esta mesma tela. Para a escolha do inversor o procedimento é o mesmo. Por fim, quando todos os dados estiverem preenchidos corretamente, o usuário poderá clicar em Simular para que o programa faça o dimensionamento do sistema.

The screenshot shows a software window titled 'Dados de entrada' with a close button (X) in the top right corner. The window has two tabs: 'Dados da fatura' and 'Dimensionamento', with 'Dimensionamento' being the active tab. The main title is 'DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA'. Below this, there are two sub-tabs: 'Painel' and 'Inversor', with 'Painel' being the active sub-tab. The interface is divided into several sections:

- Opções:** A section with two radio buttons. The first is 'Área disponível (m²)' with an adjacent input field. The second is 'Investimento (R\$)' with an adjacent input field.
- Taxa de juros a.m. (%):** A section with three radio buttons and input fields: 'Poupança' (0,3715), 'Selic' (0,72), and 'Definido pelo usuário' (0,1). A 'Salvar' button is located below these options.
- Simular:** A large button located below the interest rate section.
- Navigation Buttons:** Three red buttons at the bottom left: 'DADOS DA FATURA', 'PAINÉIS FOTOVOLTAICOS', and 'INVERSOR(ES)'. The 'PAINÉIS FOTOVOLTAICOS' button is currently highlighted.
- Panel Data Entry:** A section titled 'Painel' with a dropdown menu for 'Painel' and an input field for 'Nome'. Below this are several input fields for technical specifications: 'Potência Máxima (W)', 'Eficiência (%)', 'Tensão máxima potência Vmp (V)', 'Corrente máxima Potência Imp (A)', 'Tensão circuito aberto Voc (V)', 'Corrente curto circuito Isc (A)', 'Dimensões (m x m)' (with a small 'X' icon between the two input boxes), 'NOCT', and 'Preço (R\$)'. To the right of these fields is a 'Coeficiente de Temperatura' section with three input fields: 'Potência (W)', 'Tensão Voc (V)', and 'Corrente (A)'.
- Action Buttons:** Four buttons at the bottom right: 'Salvar', 'Limpar', 'Menu iniciar', and 'Adicionar'.

Figura 4.3 – Tela de inserção de dados do painel.

Dados de entrada ×

Dados da fatura Dimensionamento

DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Opções

Área disponível (m²)

Investimento (R\$)

Taxa de juros a.m. (%)

Poupança

Selic

Definido pelo usuário

Panel Inversor

Inversor

Nome

Entrada		Saída	
Máx. Tensão (V)	<input type="text"/>	Potência Máx. (W)	<input type="text"/>
Potência máx (W)	<input type="text"/>	Corrente Nominal (A)	<input type="text"/>
Máx. corrente CC (A)	<input type="text"/>	Eficiência (%)	<input type="text"/>
Preço (R\$)	<input type="text"/>	Tensão nominal (V)	<input type="text"/>

Figura 4.4 – Tela de inserção de dados do inversor.

4.3 Saídas

Com todos os dados preenchidos corretamente, o usuário pode proceder para o dimensionamento do sistema. Ao clicar no botão simular, a tela do relatório de dimensionamento do SFV é aberta, conforme mostrado na Figura 4.5. Nela estão contidas informações que foram consideradas relevante para a análise do usuário e a seguir explica-se o porquê de cada uma.

Na parte superior estão os dados pessoais do usuário, apenas para identificar o relatório. Abaixo estão os dados de geração de energia em kWh. Nele estão contidos os dados de geração mensal e o excedente de energia elétrica acumulado mensal. O primeiro serve para o usuário verificar a quantidade de energia que irá ser gerado pelo SFV. Já o segundo têm a função do usuário analisar se seu sistema está superdimensionado. A ferramenta apenas calcula a geração de energia do SFV, não possuindo a função de analisar se isso é muito ou pouco em relação ao consumo. Assim, o usuário que deve olhar para o excedente e decidir se aquilo é muito ou não para ele.

Abaixo desses estão os dados técnicos do sistema. Eles possuem a função de direcionar o usuário à melhor disposição do SFV. Dados como a orientação e inclinação dos módulos e quantidade de painéis e inversores guiam o usuário sobre como deve ser projetado o SFV. Abaixo destes estão os parâmetros financeiros do sistema: os tempos de *payback* simples e descontado, valor presente líquido e taxa interna de retorno. Esses parâmetros ajudam o usuário a decidir sobre a viabilidade financeira do investimento.

Por fim, a própria ferramenta mostra algumas conclusões que se pode tirar dos parâmetros financeiros. O primeiro diz respeito à viabilidade financeira. Caso o investimento recupere seu valor dentro do tempo de vida útil dele, considera-se que este é viável financeiramente. Esta análise é diferente da que o usuário faz, pois ele pode considerar que mesmo que o investimento recupere seu valor, o tempo pode ser maior do que ele deseja esperar. A segunda conclusão que se pode ter é que se a aplicação do dinheiro no SFV é mais vantajosa do que o investimento em comparação: poupança, SELIC ou outro. Aqui simplesmente analisa-se se o VPL do SFV é maior que zero. Caso seja, o investimento em SFV é mais vantajoso. Aqui também a análise é mais objetiva, pois o usuário pode considerar que o VPL não esteja tão alto para levar em conta outros aspectos como a liquidez do investimento, por exemplo. A última conclusão que se pode tirar é em relação a TIR. Caso se encontre algum outro investimento que tenha rendimento maior que a TIR do SFV, este é mais vantajoso e assim é mais benéfico para o usuário investir nele do que no SFV.

Relatório

Informações pessoais

NOME	Chico
ESTADO	DF
CIDADE	BRASILIA

Dados de geração (kWh)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	257	245	241	231	231	220	242	284	266	267	234	258	2.977
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Dados técnicos do sistema

Área(m ²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings
14,34	15,78	6	1	6	1	6.420,00	Norte	0,82

Análise econômica

Tempo de <i>Payback</i> simples		Tempo de <i>Payback</i> Descontado	
3	Anos	3	Anos
1	Meses	9	Meses
	VPL	RS 14.313,83	
	TIR	32,83%	a.a

Conclusões

O investimento no SFV é economicamente Viável ?	SIM	
O Investimento no SFV é melhor que na SELIC ?	SIM	
Qual é a taxa mínima de atratividade ?	2,39%	a.m

*Taxa mínima de atratividade: Taxa mínima que outro investimento deve ter para que seja mais rentável não investir no sistema fotovoltaico.

Figura 4.5 – Tela do relatório de dimensionamento da ferramenta.

4.4 Simulações

Para testar o programa e avaliar a funcionalidade do mesmo foram realizadas simulações. Foram feitas no total nove simulações: para cada grupo consumidor foram testadas as opções de dimensionamento, por área e por investimento, e entrando com valores de média ou histórico de consumo. Por fim foi testado para o grupo A uma situação em que a potência total do SFV dimensionado fique maior que a demanda contratada. Assim o programa terá de redimensionar o SFV levando em conta essa restrição. Nelas também foram alteradas as taxas de juros utilizadas. Nas seções seguintes são apresentados os resultados das simulações.

4.4.1 Simulação 1

A primeira situação proposta é um usuário do grupo consumidor B, que queira dimensionar o sistema através da área disponível. A partir de uma área de 15,11 m²,

uma tarifa de 0,7086 R\$ / kWh na cidade de Brasília-DF e com o histórico de consumo mostrado na Tabela 4.1, chegou-se aos resultados exibidos nas Figuras 4.6 e 4.7.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo	240	254	238	234	228	220	198	173	242	214	260	216

Tabela 4.1 – Histórico de consumo da primeira simulação.

Percebe-se que analisando os resultados das simulações, investir no SFV é viável e é melhor que a poupança. Nota-se também que existe geração em excesso durante o ano e que caso não haja outra alternativa para utilizar esses créditos, se estará desperdiçando energia gerada. Assim sugere-se dimensionar novamente o SFV utilizando menos módulos para que a geração fique mais próxima do consumo, evitando gerar energia que não será utilizada para diminuir o valor da conta de energia. Por último repare-se que a potência instalada do SFV, 1590 W, é menor do que a potência do inversor, 1850 W. Como o SFV dificilmente trabalha na potência máxima, geralmente instala-se inversores com uma potência de cerca de 90% da potência do SFV. Assim diminui-se o custo do inversor, sem alterar o rendimento do SFV. Então neste caso sugere-se utilizar um inversor com potência de 1431 W, ou maior, para diminuir o valor total do SFV.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME	Giovanni												
ESTADO	DF												
CIDADE	BRASILIA												
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	257	245	241	231	231	220	242	284	266	267	234	258	2.977
Energia Gerada em excesso acumulada	30,3	49,4	63,8	68,7	73,4	66,9	82,1	140,0	179,8	220,4	227,8	259,5	259,5
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
14,34	15,78	6	1	6	1	6.420,00	Norte	0,82					
Potência do SFV (kW) 1,59													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples						Tempo de Payback Descontado							
3 Anos			5 Meses			3 Anos			9 Meses				
VPL						R\$ 21.981,66							
TIR						29,95% a.a							
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?								SIM					
O investimento no SFV é melhor que na Poupança ?								SIM					
Qual é a taxa mínima de atratividade ?								2,21% a.m					
Sistema com geração anual em excesso de 260 kWh. Sistema sobredimensionado													

Figura 4.6 – Resultados da simulação 1 pela média de consumo.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME							Giovanni						
ESTADO							DF						
CIDADE							BRASILIA						
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	257	245	241	231	231	220	242	284	266	267	234	258	2.977
Energia Gerada em excesso acumulada	16,8	8,3	11,0	8,4	11,5	11,4	55,1	166,3	190,5	243,6	217,4	259,6	259,6
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
14,34	15,78	6	1	6	1	6.420,00	Norte	0,82					
Potência do SFV (kW)													
1,59													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples							Tempo de Payback Descontado						
3 Anos			5 Meses				3 Anos			9 Meses			
VPL							R\$ 21.981,24						
TIR							29,95% a.a						
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?										SIM			
O investimento no SFV é melhor que na Poupança ?										SIM			
Qual é a taxa mínima de atratividade ?										2,21% a.m			
Sistema com geração anual em excesso de 260 kWh. Sistema sobredimensionado													

Figura 4.7 – Resultados da simulação 1 pelo histórico de consumo.

4.4.2 Simulação 2

A segunda situação proposta é um usuário do grupo consumidor B, que queira dimensionar o sistema através de um dado investimento. A partir de um investimento de R\$ 15.000,00, uma tarifa de 0,6672 R\$ / kWh na cidade de Teresina-PI e com o histórico de consumo mostrado na Tabela 4.2, chegou-se aos resultados exibidos nas Figuras 4.8 e 4.9.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo	681	642	585	671	734	749	580	742	673	784	697	670

Tabela 4.2 – Histórico de consumo da segunda simulação.

Nessa simulação novamente o investimento no SFV é viável e melhor que a poupança. Não houve geração em excesso e, portanto, o sistema não está superdimensionado. Porém assim como na simulação anterior, a potência total dos inversores está um pouco maior que a potência do SFV. Assim para diminuir custos

poderiam ser escolhidos outros inversores, mantendo o funcionamento adequado do sistema.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME						Deusimar							
ESTADO						PI							
CIDADE						TERESINA							
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	492	454	496	469	487	482	526	581	602	612	574	544	6.320
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
24,13	10,00	6	2	12	2	12.840,00	Norte	0,40					
Pôtencia do SFV (kW) 3,18													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples						Tempo de Payback Descontado							
3			Anos			3			Anos				
1			Meses			5			Meses				
VPL						R\$ 49.360,95							
TIR						32,81% a.a							
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?						SIM							
O investimento no SFV é melhor que na Poupança ?						SIM							
Qual é a taxa mínima de atratividade ?						2,39% a.m							

Figura 4.8 – Resultados da simulação 2 pelo histórico de consumo.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME							Deusimar						
ESTADO							PI						
CIDADE							TERESINA						
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	492	454	496	469	487	482	526	581	602	612	574	544	6.320
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
24,13	10,00	6	2	12	2	12.840,00	Norte	0,40					
Pôtencia do SFV (kW)													
3,18													
Análise econômica													
Tempo de <i>Payback</i> simples				Tempo de <i>Payback</i> Descontado									
3	Anos			3	Anos								
1	Meses			5	Meses								
VPL				RS 49.360,95									
TIR				32,81% a.a									
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?							SIM						
O investimento no SFV é melhor que na Poupança ?							SIM						
Qual é a taxa mínima de atratividade ?							2,39% a.m						

Figura 4.9 – Resultados da simulação 2 pela média de consumo.

4.4.3 Simulação 3

Para a simulação do grupo consumidor A dimensionado por área, conseguiu-se os seguintes dados de um consumidor: demanda de 250 kW tanto para o horário de ponta quanto para o horário fora de ponta com tarifa de R\$ 11,9615 e área de 2.115,44 m². O histórico de consumo está mostrado na Tabela 4.3 e as tarifas são de R\$ 1,4304 para horário da ponta e R\$ 0,4895 no horário fora de ponta. Os resultados da simulação são mostrados nas Figuras 4.10 e 4.11.

Repara-se que as simulações com média e histórico tiveram resultados um pouco diferentes. Isso ocorre, pois, os meses de janeiro e dezembro são bastantes diferentes do restante. Assim, como a análise é feita ano a ano e em dezembro houve excesso de geração, esse excesso não foi abatido nos meses seguintes. Assim a análise pelo histórico obteve resultados ligeiramente piores. Além disso, repare-se na grande quantidade de inversores e que novamente a potência total deste foi maior que a potência do SFV. Porém, ao contrário das outras simulações, nesta poder-se-ia

optar por utilizar inversores com potência maior, assim diminuindo o número de inversores do sistema e talvez o custo total.

Os dados desta simulação foram retirados de um estudo de caso de um órgão público. Nesse estudo, chegou-se aos resultados de tempo de *payback* simples e descontado de 4 anos e 9 meses e 5 anos e 9 meses, respectivamente. Comparando com os resultados obtidos na simulação, percebe-se valores muito próximos, mostrando a eficácia da ferramenta.

	Consumo na ponta (kWh)	Consumo fora da ponta (kWh)
Janeiro	2.212,58	21.098,51
Fevereiro	5.266,69	50.567,38
Março	4.982,88	48.748,14
Abril	5.614,72	56.298,02
Mai	5.723,55	53.568,93
Junho	5.941,84	56.978,25
Julho	5.325,26	51.587,08
Agosto	6.262,27	57.179,72
Setembro	6.238,05	56.809,46
Outubro	6.136,84	56.003,10
Novembro	5.387,36	54.655,47
Dezembro	2.771,67	26.430,30

Tabela 4.3 – Histórico de consumo da terceira simulação.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME						Comercial 2							
ESTADO						DF							
CIDADE						BRASILIA							
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Annual
Energia Gerada	37.748	36.087	38.395	34.013	33.965	32.328	36.529	41.787	39.130	39.283	34.369	37.987	437.568
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
2.108,15	15,78	6	147	882	147	943.740,00	Norte	0,82					
Pôtencia do SFV (kW) 233,73													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples						Tempo de Payback Descontado							
4 Anos			6 Anos			7 Meses			1 Meses				
VPL				R\$ 1.115.340,88				a.a					
TIR				22,04%				a.a					
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?						SIM							
O Investimento no SFV é melhor que na SELIC ?						SIM							
Qual é a taxa mínima de atratividade ?						1,67%		a.a					

Figura 4.10 – Resultados da simulação 3 pela média de consumo.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME						Comercial 2							
ESTADO						DF							
CIDADE						BRASILIA							
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	37.745	36.087	35.395	34.013	33.965	32.328	35.529	41.787	39.130	39.253	34.369	37.957	437.558
Energia Gerada em excesso acumulada	3.483,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.172,97	1.172,97
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
2.108,15	15,78	6	147	882	147	943.740,00	Norte	0,82					
Potência do SFV (kW)													
233,73													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples						Tempo de Payback Descontado							
4			Anos			6			Anos				
8			Meses			3			Meses				
VPL						R\$ 1.066.623,59							
TIR						21,50% a.a							
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?							SIM						
O Investimento no SFV é melhor que na SELIC ?							SIM						
Qual é a taxa mínima de atratividade ?							1,64% a.m						
Sistema com geração anual em excesso de 1173 kWh. Sistema sobredimensionado													

Figura 4.11 – Resultados da simulação 3 pelo histórico de consumo.

4.4.4 Simulação 4

Para a simulação do grupo consumidor A dimensionado por Investimento, conseguiu-se os seguintes dados de um consumidor: demanda de 350 kW tanto para o horário de ponta quanto para o horário fora de ponta com tarifa de demanda na ponta de R\$ 25,5830, tarifa de demanda na fora ponta de R\$ 7,9235 e investimento de R\$ 1.000.000,00. O histórico de consumo está mostrado na Tabela 4.4 e as tarifas são de R\$ 0,6432 para horário da ponta e R\$ 0,4493 no horário fora de ponta. Os resultados da simulação são mostrados nas Figuras 4.12 e 4.13.

Novamente, nesta simulação os resultados foram positivos economicamente. Não houve energia gerada em excesso e a potência total dos inversores foi de 286,75 kW que é maior que a potência do SFV, 246,45 kW. Novamente pode-se melhorar os resultados obtidos redimensionando os inversores para obter uma potência mais próxima da potência do SFV. Além disso o investimento necessário foi menor que o investimento máximo informado pelo usuário.

	Consumo na ponta (kWh)	Consumo fora da ponta (kWh)
Janeiro	14.619	139.181
Fevereiro	13.060	137.373
Março	12.204	127.027
Abril	14.173	133.039
Mai	15.151	129.437
Junho	14.051	170.514
Julho	12.102	145.457
Agosto	13.205	148.120
Setembro	13.454	139.492
Outubro	12.462	128.646
Novembro	14.482	139.487
Dezembro	11.253	147.242

Tabela 4.4 – Histórico de consumo da quarta simulação.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME						Simulação 4							
ESTADO						DF							
CIDADE						BRASILIA							
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	39.799	38.051	37.321	35.864	35.813	34.087	37.463	44.061	41.260	41.389	36.240	40.023	461.370
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Exp. entre strings					
2.222,88	15,78	6	155	930	155	995.100,00	Norte	0,82					
Pôtencia do SFV (kW) 246,45													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples						Tempo de Payback Descontado							
5 Anos			6 Anos			10 Anos							
0 Meses			10 Meses			Meses							
VPL				R\$ 993.718,98									
TIR				20,12%				a.a					
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?						SIM							
O Investimento no SFV é melhor que na SELIC ?						SIM							
Qual é a taxa mínima de atratividade ?						1,54% a.m							

Figura 4.12 – Resultados da simulação 4 pelo histórico de consumo.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME							Simulação 4						
ESTADO							DF						
CIDADE							BRASILIA						
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	39.799	38.051	37.321	35.864	35.813	34.087	37.463	44.061	41.260	41.389	36.240	40.023	461.370
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
2.222,88	15,78	6	155	930	155	995.100,00	Norte	0,82					
Pôtencia do SFV (kW)													
246,45													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples				Tempo de Payback Descontado									
5	Anos			6	Anos								
0	Meses			10	Meses								
VPL				RS 993.718,98									
TIR				20,12%				a.a					
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?							SIM						
O Investimento no SFV é melhor que na SELIC ?							SIM						
Qual é a taxa mínima de atratividade ?							1,54% a.a						

Figura 4.13 – Resultados da simulação 4 pela média de consumo.

4.4.5 Simulação 5

Esta simulação possui o objetivo mostrar como a demanda contratada influencia no dimensionamento do SFV. De acordo com a RN482, a potência instalada do SFV não pode ultrapassar a demanda contratada no horário fora da ponta do consumidor. Sendo assim, repetiu-se a simulação 3, porém diminuiu-se o valor da demanda de 250 kW para 200 kW. O resultado desta simulação é mostrado na Figura 4.14.

Percebe-se que a quantidade de módulos diminui de 882 na simulação 3 para 750 nesta simulação. Assim a potência instalada que era de 233,73 kW diminui para 198,75 kW, ficando abaixo do valor da demanda contratada e, portanto, respeitando a norma. Ainda assim o investimento continua viável.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME							Simulação 5						
ESTADO							DF						
CIDADE							BRASILIA						
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Energia Gerada	32.096	30.686	30.097	28.923	28.882	27.490	30.212	35.633	33.274	33.378	29.226	32.277	372.073
Energia Gerada em excesso acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dados técnicos do sistema													
Área(m²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
1.792,65	15,78	6	125	750	125	802.500,00	Norte	0,82					
Pôtencia do SFV (kW)													
198,75													
Análise econômica													
Tempo de <i>Payback</i> simples				Tempo de <i>Payback</i> Descontado									
4	Anos			6	Anos								
7	Meses			1	Meses								
VPL				RS 948.419,12									
TIR				22,04% a.a									
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?							SIM						
O Investimento no SFV é melhor que na SELIC ?							SIM						
Qual é a taxa mínima de atratividade ?							1,67% a.m						

Figura 4.14 – Resultados da simulação 5.

4.4.6 Simulação 6

A última simulação visa apresentar uma situação em que não é viável investir no SFV. Sendo assim, utilizou-se os dados da simulação 1, porém os valores dos equipamentos utilizados descritos no capítulo 3 foram quintuplicados. O resultado é mostrado na figura 4.15.

Como esperado neste caso, os resultados foram inviáveis. Utilizando como referência a taxa de juros da poupança e o método do tempo de *payback* descontado, não se recuperaria o investimento durante a vida útil de 25 anos determinada. E com uma TIR muito baixa, 0,28% a.m., o investimento se mostrou pior até que a própria poupança, que têm um dos rendimentos mais baixos do mercado financeiro.

Relatório													
Informações pessoais													
NOME							Simulação 6						
ESTADO							DF						
CIDADE							BRASILIA						
Dados de geração (kWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nor	Dez	Anual
Energia Gerada	257	245	241	231	231	220	242	284	266	267	234	258	2.977
Energia Gerada em excesso acumulada	30,3	49,4	63,8	68,7	73,4	66,9	82,1	140,0	179,8	220,4	227,8	259,5	259,5
Dados técnicos do sistema													
Área(m ²)	Inclinação	Nº módulos série	Nº Strings	Nº Módulos	Nº Inversores	Investimento(R\$)	Orientação	Esp. entre strings					
14,34	15,78	6	1	6	1	32.100,00	Norte	0,82					
Pôtencia do SFV (kW)													
1,59													
Análise econômica													
Tempo de Payback simples				Tempo de Payback Descontado									
16	Anos			INVIÁVEL			Anos						
9	Meses			INVIÁVEL			Meses						
VPL				-R\$ 3.698,34									
TIR				3,39% a.a									
Conclusões													
O investimento no SFV é economicamente Viável ?							NÃO						
O investimento no SFV é melhor que na Poupança ?							NÃO						
Qual é a taxa mínima de atratividade ?							0,28% a.m						
Sistema com geração anual em excesso de 260 kWh. Sistema sobredimensionado													

Figura 4.15 – Resultados da simulação 6

4.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou a ferramenta desenvolvida, mostrando o conteúdo das telas de entrada e saída. Além disso, foram feitas dez simulações em diferentes situações para apresentar as diferentes funcionalidades e a eficácia da ferramenta.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

O uso da energia solar fotovoltaica vem crescendo ano após ano no Brasil. Isso se dá pela busca da diversificação da matriz energética brasileira por conta de dois fatores. Cada vez mais percebe-se que as hidrelétricas reduziram sua produção de energia devido a redução das chuvas que vêm ocorrendo gradativamente no país, encarecendo o preço da energia elétrica. Uma prova disso são os diversos meses com bandeira amarela e vermelha nos últimos tempos. O outro fator é a necessidade de explorar recursos renováveis de produção de energia, haja visto a busca atual pela sustentabilidade.

Com o grande potencial solar energético do Brasil e com o avanço da tecnologia, o uso de sistemas fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais um ótimo investimento. Com isso mais pessoas vão se interessando por essa tecnologia. Entretanto nem sempre é fácil avaliar a viabilidade desta.

Existem vários programas atualmente que dimensionam sistemas fotovoltaicos, porém a maioria são de uso apenas para quem já possui alguma experiência no assunto. Caso uma pessoa leiga queira verificar a viabilidade de um sistema, muitas das vezes não consegue usar esses programas, tendo que recorrer a alguém mais experiente para ajudá-lo.

O intuito deste trabalho foi de criar uma ferramenta simples, podendo ser utilizada tanto por pessoas leigas quanto por quem já tem experiência no assunto, porém que entregue informações valiosas que ajude a decidir em seguir em frente ou não com o investimento.

A ferramenta dimensiona um sistema fotovoltaico conectado à rede e disponibiliza informações acerca da disposição do sistema e parâmetros econômicos que possibilita ao usuário a análise se é possível e se vale a pena investir em um sistema deste tipo.

O diferencial da ferramenta está na flexibilidade, atendendo tanto consumidores do grupo A ou do grupo B, tanto pela média quanto pelo histórico de consumo e também sua simplicidade, visto que os dados de entrada são fáceis de serem obtidos.

A partir de simulações foi demonstrada a eficiência da ferramenta, sendo testada nas situações mais comuns de serem encontradas e que obteve resultados satisfatórios nesses testes.

Para futuros trabalhos, aconselha-se:

- Incluir no estudo a influência da temperatura no funcionamento dos equipamentos;
- Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e (ou) híbridos;
- Utilizar dados de irradiação diários ou horários, para uma avaliação mais exata;
- Adicionar uma opção de análise em condições não ideais, como orientação e inclinação diferentes do recomendado, sombreamento, entre outros;
- Inserção de um mapa interativo, para que o usuário possa escolher exatamente onde estará localizado o sistema fotovoltaico;
- Adicionar custos de instalação, cabos, estrutura física, entre outros, para que a avaliação econômica fique mais fiel a realidade;
- Incluir dimensionamento a partir da potência;
- Incluir restrição da potência do sistema fotovoltaico para consumidores do grupo B.

REFERÊNCIAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 15 de junho de 2018.

_____. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016.

Banco Central do Brasil. Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em: 20 de junho de 2018.

B&B Power. Disponível em: <www.bbpower.cn>. Acesso em: 23 de junho de 2018.

BONA, André. *Conheça os métodos de análise de investimentos*. 2016. Disponível em: <andrebona.com.br/analise-de-investimentos>. Acesso em: 17 de junho de 2018.

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. *Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico*. Brasília: FINATEC, 1998.

CANADIANSOLAR. *CS6K – 285 | 190 | 295P: High efficiency poly module*. 2018. Disponível em: <www.canadiansolar.com>. Acesso em: 23 de junho de 2018.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo Brito. *Energia solar: princípios e aplicações*. 2005. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 12 de junho de 2018.

_____. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 10 de junho de 2018.

CUSTO DE MANUTENÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO: alto ou baixo?. Elysia energia solar. 2017. Disponível em: <www.elysia.com.br/blog/manutencao-de-painel-fotovoltaico>. Acesso em: 25 de junho de 2018.

FORTES, Gabriel Pereira e CAMPOS, Lucas de Andrade Arueira. *Ferramenta para dimensionamento e análise de viabilidade técnica de sistemas fotovoltaicos*. 2012. 62p. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <www.ibge.gov.br>. Acesso em: 11 de maio de 2018.

LABREN – Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. Disponível em: <labren.ccst.inpe.br>. Acesso em: 23 de abril de 2018.

____. *Metadata para: global_horizontal_means*. 2017. Disponível em: <labren.ccst.inpe.br>. Acesso em: 23 de abril de 2018.

MICROSOFT. *Introdução ao VBA no Office*. 2018. Disponível em: <msdn.microsoft.com>. Acesso em: 7 de março de 2018.

MUNICÍPIOS BRASILEIROS. 2018. Disponível em: <github.com/kelvins/Municipios-Brasileiros>. Acesso em: 10 de maio de 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

APÊNDICE 1 – Programação feita em visual Basic (VBA) para o dimensionamento técnico a partir do investimento máximo disponível

Dim Nse As Long

Dim INV As Double

Dim Np_inv As Long

Dim Vinv As Long

Dim Vpai As Long

Dim NPmax As Long

Dim linv As Long

Dim lpai As Long

Dim Np As Long

Dim Ninv As Long

Dim preço_painel As Long

Dim preço_inversor As Long

Dim INV_total As Double

Dim aux As Long

Dim dem_ctd As Long

Dim Psf As Long

Dim pai As Long ' auxiliar do número de paineis

Dim pot_painel As Long

Dim n_paineis As Long

Dim pot_inv As Long

Dim s As Long

Dim p As Long

Dim se As Long

Dim par As Long

Dim inv1 As Long

Dim Qarr As Long

Dim Npai As Long

Dim par_total As Long

Dim Ns_max As Long

Dim i As Long

i = 0

Sheets("Equip. e dados selecionados").Activate ' ativa a planilha

Vinv = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("G22").Value ' carrega tensão do inversor

Vpai = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("G14").Value ' carrega tensão Voc do painel

linv = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("I22").Value ' carrega corrente Isc do inversor

lpai = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("H14").Value ' carrega corrente Isc do painel

preço_painel = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("L14").Value ' carrega Preço do painel

preço_inversor = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("N22").Value ' carrega preço do inversor

INV_total = TextBox121.Value

pot_painel = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados selecionados").Range("E14").Value

dem_ctd = (ThisWorkbook.Worksheets("Dados_conta").Range("C35").Value) * 1000

```
pot_inv = ThisWorkbook.Worksheets("Equip. e dados  
selecionados").Range("H22").Value
```

testar:

```
' Numero Máximo de módulos em serie
```

```
Nse = Int(Vinv / Vpai)
```

```
' testado ok
```

```
' 2 Número máximo módulos inversor
```

```
NPmax = Int(pot_inv / pot_painel)
```

```
' 3 Número máximo de strings por inversor
```

```
Ns_max = Int(linv / lpai)
```

novo:

```
s = 1
```

```
aux = 1
```

```
Do While s <= Nse
```

```
    p = 1
```

```
    Do While p <= Ns_max
```

```
        pai = s * p
```

```
        If pai > aux And pai <= NPmax Then
```

aux = pai

se = s

par = p

End If

p = p + 1

Loop

s = s + 1

Loop

inv1 = preço_inversor + aux * preço_painel

Qarr = Int(INV_total / inv1)

Ninv = Qarr

Npai = Qarr * aux

par_total = Qarr * par

INV = Ninv * preço_inversor + Npai * preço_painel

Psf = Npai * pot_painel

If Psf > dem_ctd Then

 INV_total = (dem_ctd / pot_painel) * preço_painel + (Qarr) * preço_inversor
'calcula novo investimento

