

FELIX AUGUSTO PAZUCH

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA O
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS E
INTERLIGADOS À REDE**

CASCVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2017

FELIX AUGUSTO PAZUCH

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA O
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS E
INTERLIGADOS À REDE**

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós – Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para a obtenção do título de Mestre.

ORIENTADOR: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira

COORIENTADOR: Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

CASCVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2017

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)

P368d

Pazuch, Felix Augusto

Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e interligados à rede./Felix Augusto Pazuch. Cascavel, 2017.

118 f.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira

Coorientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná,
Campus de Cascavel, 2017

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura

1. Energia solar. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Dimensionamento. 4.
Análise econômica. I. Nogueira, Carlos Eduardo Camargo. II. Souza, Samuel
Nelson Melegari de. III. Universidade Estadual do Oeste do Paraná. IV. Título.

CDD 21.ed. 621.042

621.3

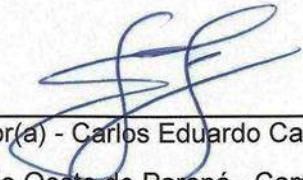
CIP-NBR 12899

Ficha catalográfica elaborada por Helena Soterio Beijo – CRB 9ª/965

FELIX AUGUSTO PAZUCH


Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e interligados à rede.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes Renováveis e Racionalização de Energia Na Agroindústria e Agricultura, APROVADO(A) pela seguinte banca examinadora:



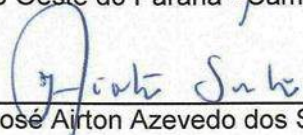
Orientador(a) - Carlos Eduardo Camargo Nogueira

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Jair Antonio Cruz Siqueira

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



José Ailton Azevedo dos Santos

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Medianeira (UTFPR)

Cascavel, 17 de fevereiro de 2017

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Declinação solar durante os equinócios e solstícios.	5
Figura 2: Movimento do planeta terra e estações do ano.	5
Figura 3: Declinação do planeta terra em quatro posições ao longo do ano.....	6
Figura 4: (a) Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s , representando a posição do sol em relação ao plano horizontal; (b) Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: ângulos β , γ , γ_s e θ	7
Figura 5: Componentes da radiação solar.	8
Figura 6: Radiação solar global diária, média anual.....	9
Figura 7: Taxa de crescimento anual das energias renováveis.....	10
Figura 8: Estrutura cristalina do silício e processo de autocondução.....	12
Figura 9: Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo N e P. ...	12
Figura 10: Difusão de elétrons da junção P – N.	13
Figura 11: Estrutura típica da célula solar (esquerda) e princípio de funcionamento (direita).	14
Figura 12: Cenário de expansão da potência fotovoltaica instalada no mundo.....	15
Figura 13: Tecnologias de células fotovoltaicas comerciais.....	16
Figura 14: Geração fotovoltaica em iluminação pública.	16
Figura 15: Sistema fotovoltaico Grid_tie.....	17
Figura 16: Sistema fotovoltaico Off_grid.	18
Figura 17: Esquema de conexão em série – paralelo de várias células fotovoltaicas (esquerda) e distintas curvas I – V (corrente x tensão) obtidas pela associação de 36 células fotovoltaicas (direita).	20
Figura 18: Seção transversal da configuração convencional de um módulo fotovoltaico.	21
Figura 19: Gráfico Corrente x Tensão x Potência do conceito MPPT (<i>Maximum Power Point Tracker</i>).....	21
Figura 20: Influência das variações de radiação e temperatura da característica do gráfico I – V (corrente x tensão) de um módulo fotovoltaico.....	22
Figura 21: Valores aproximados para células de silício.	22
Figura 22: Funcionamento normal de um conjunto de células fotovoltaicas.	24

Figura 23: Célula sombreada convertendo eletricidade em calor.....	24
Figura 24: Diodos de derivação desviando a corrente reversa.	25
Figura 25: Diodos de <i>by – pass</i> nas caixas de conexão dos módulos.	25
Figura 26: Diagrama de ligação com a rede, de um sistema fotovoltaico Grid_tie....	26
Figura 27: Inversor trifásico para sistemas fotovoltaicos.....	27
Figura 28: Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento.....	28
Figura 29: Componentes de uma bateria chumbo – ácido.....	30
Figura 30: Curvas típicas do efeito da profundidade de descarga e da temperatura na vida útil da bateria.	32
Figura 31: Controlador série com LVD opcional.....	34
Figura 32: Controlador paralelo (<i>shunt</i>) com LVD opcional.....	34
Figura 33: Esquema de ligação de um controlador de carga tipo On_Off.....	36
Figura 34: Comparação da curva de geração fotovoltaica típica e da curva de carga residencial típica.....	41
Figura 35: Representação esquemática do Homer.....	44
Figura 36: Representação esquemática do Hybrid 2.	45
Figura 37: Representação esquemática do RETScreen.	46
Figura 38: Representação esquemática do iHOGA.	48
Figura 39: Representação esquemática da arquitetura geral do Trnsys.	50
Figura 40: Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.....	59
Figura 41: Fluxograma com as etapas do FOTODIM.....	75
Figura 42: Tela inicial do FOTODIM.....	76
Figura 43: Tela da escolha da configuração ilustrando a imagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	77
Figura 44: Tela da escolha da configuração ilustrando a imagem de um sistema fotovoltaico isolado da rede.....	77
Figura 45: Janela de entrada de dados de consumo e tensão contratada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	78
Figura 46: Janela para a seleção do local do projeto e orientação dos módulos.	79

Figura 47: Janela do aplicativo para escolha dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	80
Figura 48: Janela do aplicativo para escolha dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	81
Figura 49: Janela do FOTODIM para simples conferência dos resultados salvos. ...	82
Figura 50: Consumo x Geração de energia do projeto proposto para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	84
Figura 51: Gráfico do tempo do retorno do investimento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	85
Figura 52: Tela de consumo e demanda para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	86
Figura 53: Janela para a seleção do inversor e da bateria para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	87
Figura 54: Janela de escolha do controlador de carga e do módulo fotovoltaico para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	89
Figura 55: Janela da análise econômica do projeto para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	90
Figura 56: Número de ciclos x profundidade de descarga de uma bateria chumbo-ácido.....	91
Figura 57: Janela dos resultados salvos para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	92
Figura 58: Consumo x Geração do projeto proposto para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	94
Figura 59: Gráfico do tempo do retorno do investimento para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.....	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Características de células fotovoltaicas.....	15
Tabela 2: Exemplos de equipamentos elétricos que devem ser evitados ou proibidos em sistemas isolados de pequeno porte.	19
Tabela 3: Principais elementos de uma célula fotovoltaica.	23
Tabela 4: Histórico do consumo mensal informado.....	83
Tabela 5: Características do local do projeto escolhido.	83
Tabela 6: Radiação solar horizontal incidente no local do projeto.....	83
Tabela 7: Radiação solar corrigida para sistemas Grid_tie.....	83
Tabela 8: Equipamentos fotovoltaicos selecionados para sistemas Grid_tie.	84
Tabela 9: Resultados da análise econômica para sistemas Grid_tie.	84
Tabela 10: Vida útil de uma bateria chumbo-ácido.	90
Tabela 11: Valores da demanda e do consumo calculados.	92
Tabela 12: Características do local selecionado.	92
Tabela 13: Radiação solar horizontal incidente no local do projeto.....	92
Tabela 14: Radiação corrigida para sistema Off_grid.	93
Tabela 15: Características do banco de baterias.	93
Tabela 16: Equipamentos fotovoltaicos selecionados.....	93
Tabela 17: Resultados da análise econômica para sistemas Off_grid.....	93

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

A – Amper

Ah – Amper hora

BEN – Boletim Energético Nacional

BNDS – Banco Nacional do Desenvolvimento

c.a. – Corrente Alternada

c.c. – Corrente Contínua

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

FV – Fotovoltaico

h - hora

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEC – International Electrotechnical Commission

Min - Minutos

PIB – Produto Interno Bruto

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

p – paralelo

s – série

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica

V – Tensão Elétrica

PAZUCH, Felix Augusto; MSc; Universidade Estadual do Oeste do Paraná; Fevereiro – 2017. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para o Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Interligados à Rede.** Orientador: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

RESUMO

O presente trabalho trata do desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: sistemas interligados à rede da concessionária (Grid_tie) e sistemas isolados (Off_grid). Os cálculos para o dimensionamento foram obtidos do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – CRESESB, do Manual de Tecnologia, Projeto e Instalação de Sistemas fotovoltaicos – GREENPO e do Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares – BLUESOL. Para ambos os sistemas, a etapa do dimensionamento que se assemelha as duas configurações é a informação do local do projeto fotovoltaico. Conhecendo os dados de latitude, longitude e altitude do local a ferramenta calcula o ângulo dos módulos para melhor absorção da radiação fotovoltaica. Para sistemas conectados à rede é necessária ainda a informação do consumo da edificação que vai ser atendida pelo sistema fotovoltaico. Para sistemas isolados, além das informações do local, é necessário conhecer a demanda e o consumo da edificação. Por meio de uma lista de equipamentos elétricos são definidos os equipamentos dependentes do sistema fotovoltaico. Os critérios de tomada de decisão são baseados em análise econômica, a partir de índices como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback Descontado. Como resultados foram apresentados as telas desenvolvidas para a ferramenta de dimensionamento e exemplos de dimensionamentos de ambos os sistemas fotovoltaicos através de tabelas e gráficos. O aplicativo desenvolvido funciona de forma ininterrupta sem apresentar problemas e mostrou-se confiável, pois todos os cálculos sejam eles do algoritmo de dimensionamento ou dos cálculos da análise econômica, possuem embasamento teórico.

PALAVRAS – CHAVES: energia solar, sistemas fotovoltaicos, dimensionamento, análise econômica.

PAZUCH, Felix Augusto; MSc; Universidade Estadual do Oeste do Paraná; February – 2017. **Development of a Computational Tool for System Sizing Photovoltaics Isolated and Interconnected Grid.** Adviser: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

ABSTRACT

The present work deals with the development of a computational tool for sizing of photovoltaic systems connected to the network systems of the concessionaire (Grid_tie) and isolated systems (Off_grid). The calculations for the scaling were obtained from the Photovoltaic systems engineering Handbook – CRESESB, technology, design and installation of photovoltaic systems – GREENPO and Digital Book introduction to Solar Systems – BLUESOL. For both systems, the sizing step that resembles the two configurations is the location information of the photovoltaic project. Knowing the data of latitude, longitude and altitude of the site the tool calculates the angle of the modules for better absorption of the photovoltaic radiation. For systems connected to the network, it is also necessary to provide information on the consumption of the building to be serviced by the photovoltaic system. For isolated systems, besides the information of the place, it is necessary to know the demand and consumption of the building. By means of a list of electrical equipment, the equipment dependent on the photovoltaic system is defined. The decision-making criteria are based on economic analysis, based on indices such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Discounted Payback. As results we presented the screens developed for the sizing tool and examples of sizing of both photovoltaic systems through tables and graphs. The developed application works in an uninterrupted manner without presenting problems and proved to be reliable, since all the calculations are of the sizing algorithm or the calculations of the economic analysis, they have a theoretical basis.

KEYWORDS: solar energy, photovoltaic systems, sizing, economic analysis.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABELAS	vi
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	vii
RESUMO	viii
ABSTRACT	ix
1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 A ENERGIA PROVENIENTE DO SOL	4
2.1.1 Estações do ano	4
2.1.2 Radiação solar	8
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	10
2.2.1 O efeito fotovoltaico	11
2.2.2 Princípios de funcionamento.....	11
2.2.3 Células fotovoltaicas	14
2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	16
2.3.1 Componentes de um sistema fotovoltaico	20
2.3.1.1 Módulo fotovoltaico.....	20
2.3.1.1.1 Sombreamento, pontos quentes e diodos de proteção	23
2.3.1.1.2 Inversores.....	26
2.3.1.1.3 Baterias	29
2.3.1.1.4 Controlador de Carga	34
2.3.1.2 Inversores.....	26
2.3.1.3 Baterias	29
2.3.1.4 Controlador de Carga	34
2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	37
2.4.1 Legislação vigente no Brasil	37
2.4.2 Financiamento e fomento econômico	39
2.4.3 Convênio ICMS 6.....	40
2.4.4 Certificação e normatização	42
2.5 SOFTWARES DE DIMENSIONAMENTO	43
2.5.1 Homer	43
2.5.2 Hybrid 2	44
2.5.3 RETScreen	46

2.5.4 iHOGA	47
2.5.5 Insel	49
2.5.6 Trnsys	49
2.5.7 iGrhyso	50
2.5.8 Hybrids.....	50
2.5.9 Rapsim.....	51
2.5.10 Soges	51
2.5.11 Solstor.....	52
2.5.12 Hysim.....	52
2.5.13 Hybsim.....	52
2.5.14 Ipsys	53
2.5.15 Hysys	53
2.5.16 Dymola/Modelica	54
2.5.17 Ares	54
2.5.18 Solsim	54
2.5.19 Híbrid Designer	55
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	56
3.1 LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR DISPONÍVEL	58
3.1.1 Correção da radiação solar.....	58
3.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS OFF_GRID	60
3.2.1 Demanda e o consumo de energia elétrica	60
3.2.2 Inversor de tensão	61
3.2.3 Banco de baterias	62
3.2.4 Painel e módulos fotovoltaicos	64
3.2.5 Controlador de carga	67
3.3 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS GRID_TIE	68
3.3.1 Potência do painel fotovoltaico	68
3.3.2 Inversor de tensão	69
3.3.3 Corrente máxima c.c. do inversor	72
3.4 ANÁLISE ECONÔMICA.....	72
3.4.1 Valor Presente Líquido	73
3.4.2 Taxa Interna de Retorno	73

3.4.3 Taxa Mínima de Atratividade	74
3.4.4 Payback Descontado	74
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	75
4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	78
4.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO DA REDE.....	85
5. CONCLUSÕES	95
6. SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	96
REFERÊNCIAS.....	97

1. INTRODUÇÃO

A população mundial pode aumentar cerca de 1,5 bilhões de pessoas, podendo atingir a marca de quase 8,8 bilhões até 2035. Durante o mesmo período, o PIB deverá crescer mais que o dobro, sendo que um quinto deste crescimento vem do aumento da população, e quatro quintos de melhorias na produtividade (BP ENERGY, 2016).

Em 2030, o consumo de energia nos países em desenvolvimento, esta projetado para ser 69% acima de 2010, com crescimento médio de 2,7% ao ano, o que representa 65% do consumo do mundo, em comparação com 54% em 2010 (KAYGUSUZ, 2012).

O crescimento progressivo da população mundial tende a elevar os níveis de consumo per capita de recursos, levando a uma tendência de queda da disponibilidade dos recursos naturais. Com a crescente urbanização e industrialização dos países, a busca por energia aumenta, pressionando a administração dos governos a direcionar os planos de expansão de energia com exercícios voltados a sustentabilidade (HELLER; ESPINASA; PAREDES, 2016; SINGH; VATS; KHANDUJA, 2016).

Para 2035, espera-se que as fontes de energias renováveis representem um quarto do crescimento global de energia primária e mais de um terço do crescimento da geração de energia global, podendo aumentar para 16% na geração de energia, isso se o progresso tecnológico e ações políticas necessárias ocorrerem, exemplo aos acordos promulgados na COP 21, em Paris (BP ENERGY, 2016).

Acompanhando o crescimento de sua respectiva fonte, a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica, podem contribuir em até 27% para a produção mundial de energia elétrica até 2050 (IEA, 2014).

Entre 2000 e 2013, o consumo total de energia primária no Brasil cresceu 57% (BEN, 2014), sendo que 35% são provenientes das hidrelétricas (EP, 2014). O consumo de eletricidade no Brasil atingiu 475,1 TWh no ano civil de 2014, sendo que a previsão é que o mesmo tenha um crescimento de 3,9% ao ano até 2018 (ACHÃO; SCHAEFFER, 2009; EPE, 2014).

A oferta interna de energia elétrica de maior proporção atualmente no Brasil é a hidráulica que corresponde a 70,6% (BEN, 2014). O potencial hidráulico do Brasil é um dos maiores do mundo, o país apresenta capacidade instalada a cerca de dois terços do total da sua capacidade (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016). É previsto que, em 2035, o Brasil seja o segundo em disponibilidade de energia proveniente de hidrelétricas, ficando apenas atrás da China (BP ENERGY, 2016).

A construção de barragens para a geração de energia elétrica vem enfrentando fortes restrições ambientais e políticas de segurança energética, principalmente na Amazônia, o que representa riscos a construção de uma matriz energética sólida, situação que força a utilização de fontes não renováveis para suprir a demanda energética (FREITAS; SOITO, 2011; PEREIRA et al., 2012; PRADO Jr., 2016, RIBEIRO et al., 2016).

A geração de energia descentralizada pode se tornar uma alternativa bastante viável para suprir a demanda de consumo e também para reduzir gastos com redes elétricas de transmissão e distribuição (MOHAJERI et al., 2016). Essa geração pode ser realizada por meio da instalação de painéis fotovoltaicos, o que já é uma realidade no Brasil, mas ainda com pouca relevância. A IEA (2014) descreve que a energia solar é um dos recursos de energia renovável com maior potencial, podendo ser a maior fonte mundial de eletricidade até 2050.

As previsões de mercado para os módulos fotovoltaicos estão, atualmente, muito otimistas, sendo que algumas foram muito além do que era previsto para a atual situação da tecnologia, tanto em países desenvolvidos como nos países em desenvolvimento. Assistindo ao crescimento das instalações Grid_tie em residências, surge à necessidade de dimensionar de forma otimizada um sistema de geração fotovoltaica, selecionando equipamentos eficientes, conhecendo o investimento e posterior retorno.

Conhecendo estas barreiras de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, o trabalho em questão objetiva o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o dimensionamento de sistemas de geração fotovoltaicos interligados à rede (Grid_tie) ou isolados (Off_grid).

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos Grid_tie e Off_grid. O aplicativo deve ser confiável e com uma interface amigável ao usuário.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Desenvolver um banco de dados com os índices de radiação solar de alguns municípios do Paraná;
- Desenvolver um banco de dados com os principais equipamentos eletrodomésticos, apresentando suas respectivas potências e tempos de uso, com dados do Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações (PROCEL);
- Desenvolver um banco de dados com equipamentos fotovoltaicos catalogados pelo INMETRO (Instituto Brasileiro de Metrologia);
- Dimensionar os painéis fotovoltaicos e demais equipamentos associados ao sistema Grid_tie;
- Dimensionar os painéis fotovoltaicos e demais equipamentos associados ao sistema Off_grid;
- Realizar a análise econômica dos sistemas dimensionados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A ENERGIA PROVENIENTE DO SOL

O sol é a principal fonte de energia da terra. Trata-se de uma fonte primária que pode ser convertida tanto para energia térmica quanto para a elétrica. Todas as outras formas de energia que são utilizadas para a geração de energia térmica e elétrica, dependem indiretamente da energia do Sol.

Dentro da matriz de energias renováveis, a fonte eólica, a biomassa e a hidráulica dependem da radiação solar incidente na terra para ocorrerem. Um exemplo são as massas de ar que se movimentam dependendo da quantidade de energia que o sol transfere em forma de calor, aquecendo-as.

O Sol fornece anualmente para o topo da atmosfera terrestre em torno de $5,51 \times 10^{24} \text{J}$, ou $1,53 \times 10^{18} \text{kWh}$ por ano (CEPEL - CRESESB, 2014). Em 2008 o consumo mundial de energia foi de $504,7 \times 10^{15} \text{Btu}$ (DOE/NREL, 2011), o que equivale a aproximadamente $5,32 \times 10^{20} \text{J}$ ou $1,48 \times 10^{14} \text{kWh}$, ou seja, todo o consumo energético anual da humanidade é de apenas 0,0097% do total fornecido anualmente pelo Sol (STRANGUETO, 2012).

2.1.1 Estações do ano

A terra, em seu movimento anual em torno do sol, descreve uma trajetória elíptica com uma pequena excentricidade, sendo que seu eixo, em relação ao plano da elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$ (CEPEL - CRESESB, 2014). Esse ângulo é o responsável pela duração do dia e da noite, da distinção das estações do ano e também é o responsável pela variação da elevação do sol no horizonte à mesma hora, ao longo do ano (BLUESOL, 2016).

O ângulo entre os raios do Sol e o plano do equador é denominado Declinação solar (δ), que é positivo ao Norte e negativo ao Sul do equador. Este ângulo pode variar de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites (STRANGUETO, 2012):

$$-23,45^{\circ} \leq \delta \leq 23,45^{\circ}$$

Nos dias 21 de março a 21 de setembro (equinócios de outono e primavera respectivamente) os raios solares se alinham com o plano do Equador ($\delta = 0$) (CRESESB, 2014). A Figura 1 ilustra a declinação solar durante os equinócios de primavera e outono, e os solstícios de verão e inverno.

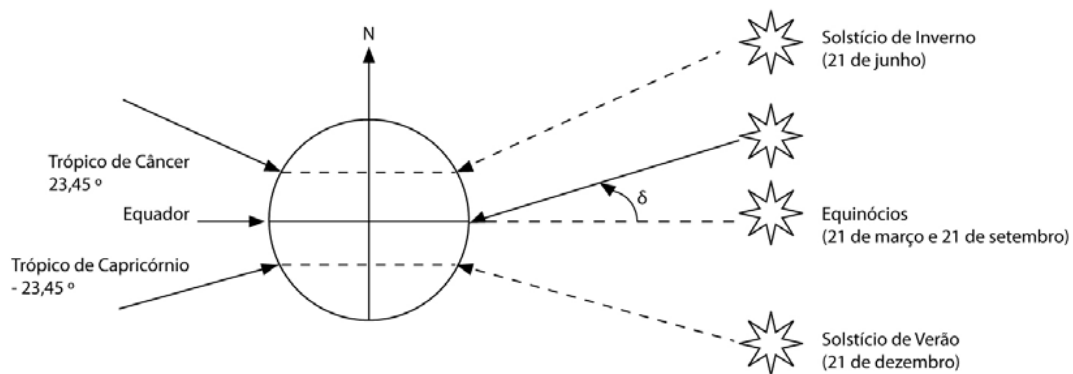


Figura 1: Declinação solar durante os equinócios e solstícios.
Fonte: adaptado de Vanek; Albright, 2008.

A Figura 2 ilustra o movimento do planeta Terra em torno do Sol e as estações do ano. As datas de 21/03, 21/06, 21/09 e 21/12 correspondem ao início e fim das estações no Brasil. A Figura 3 ilustra a declinação solar nas quatro estações do ano.

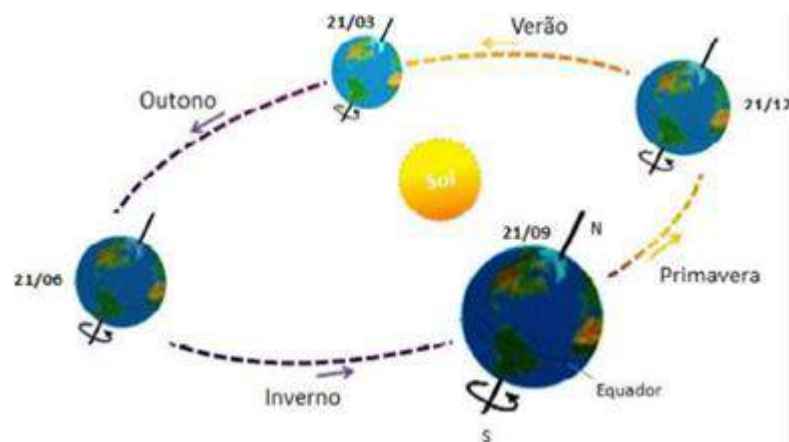


Figura 2: Movimento do planeta terra e estações do ano.
Fonte: CEPTEL - CRESESB, 2014.

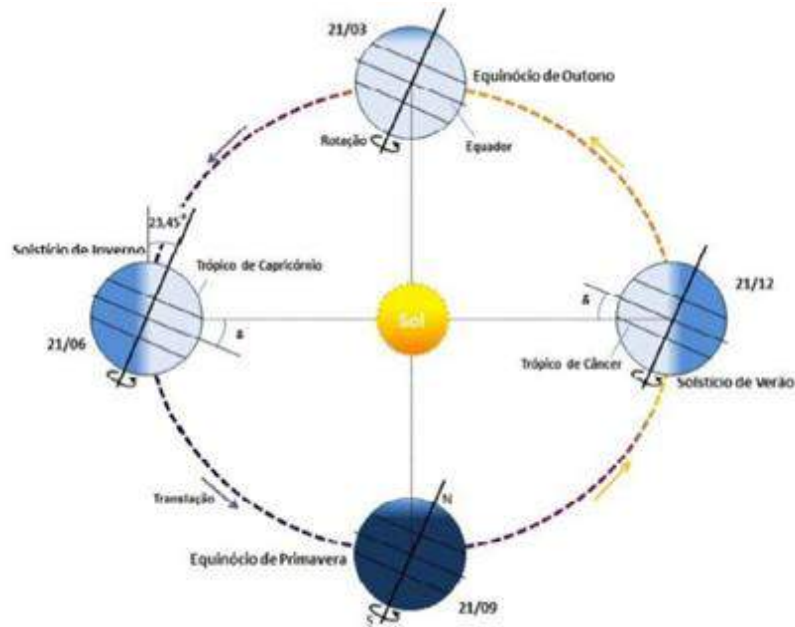


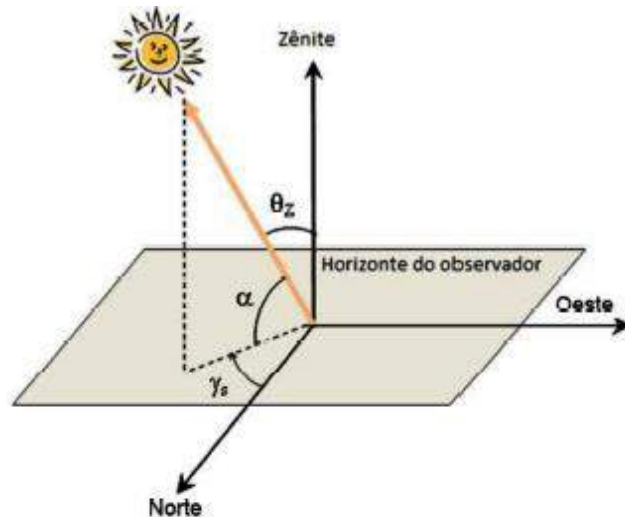
Figura 3: Declinação do planeta terra em quatro posições ao longo do ano.
Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014.

As relações geométricas formadas entre a superfície terrestre que variam de acordo com a posição aparente do sol podem ser descritas por vários ângulos (BLUESOL, 2016; CEPEL - CRESESB, 2014):

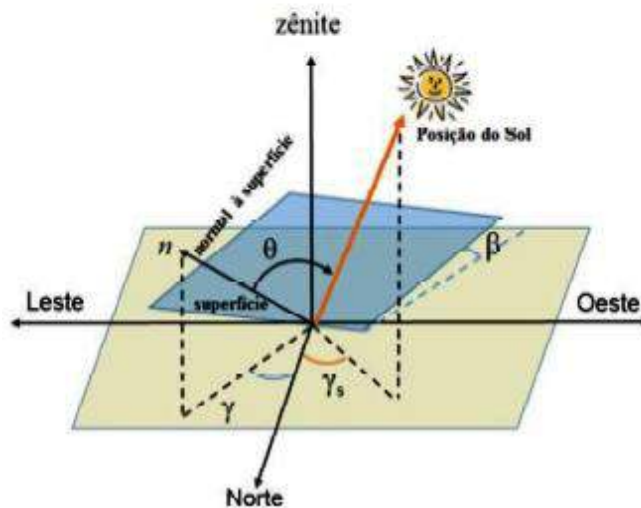
- **Ângulo de Incidência (θ):** é formado entre os raios solares e a vertical de captação. Quanto menor esse ângulo, mais energia será captada;
- **Altura Solar (α):** ângulo entre os raios solares e sua projeção sobre um plano horizontal;
- **Ângulo Zenital (θ_z):** é o ângulo formado entre os raios solares e a vertical (Zênite). O ângulo zenital é o inverso da altura solar. O sol só alcança o Zênite nas localidades entre os trópicos (zona tropical). Fora dos trópicos, em nenhuma localidade haverá, ao meio dia solar, ângulo zenital igual a zero;
- **Inclinação (β):** ângulo entre um determinado painel solar e o plano horizontal;
- **Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω):** é o deslocamento angular do sol, no sentido Leste – Oeste, a partir do meridiano local, devido ao movimento de rotação da Terra;
- **Ângulo Azimutal De Superfície (γ):** ângulo entre a projeção da normal à superfície do painel solar e a direção norte – sul;

- **Ângulo Azimutal do Sol (azimute solar) (γ_s):** é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte – Sul.

A Figura 4 ilustra os ângulos descritos anteriormente e a orientação de uma superfície inclinada em relação à posição do Sol.



(a)



(b)

Figura 4: (a) Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s , representando a posição do sol em relação ao plano horizontal; (b) Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: ângulos β , γ , γ_s e θ .

Fonte: CEPTEL - CRESESB, 2014.

Para o ângulo Azimutal de Superfície e para o Azimutal do Sol (azimute solar), o deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo,

por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita Sul (Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (Oeste) (GREENPO, 2004).

2.1.2 Radiação solar

A radiação solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica, pode ser denominada como radiação extraterrestre. O termo radiação solar é usado de forma genérica, que pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificado como radiação solar, ou pode ser referenciado em termos de energia por unidade de área, quando denominado irradiação solar (CEPEL - CRESESB, 2014).

A intensidade da radiação solar que chega à Terra é em torno de $1,3\text{kW/m}^2$ acima da atmosfera, mas a quantidade de radiação que chega ao “chão”, no plano horizontal depende da localização geográfica, das condições atmosféricas, assim como do período do ano (BLUESOL, 2016).

Na Figura 5, pode ser visto uma representação gráfica das componentes da radiação solar.

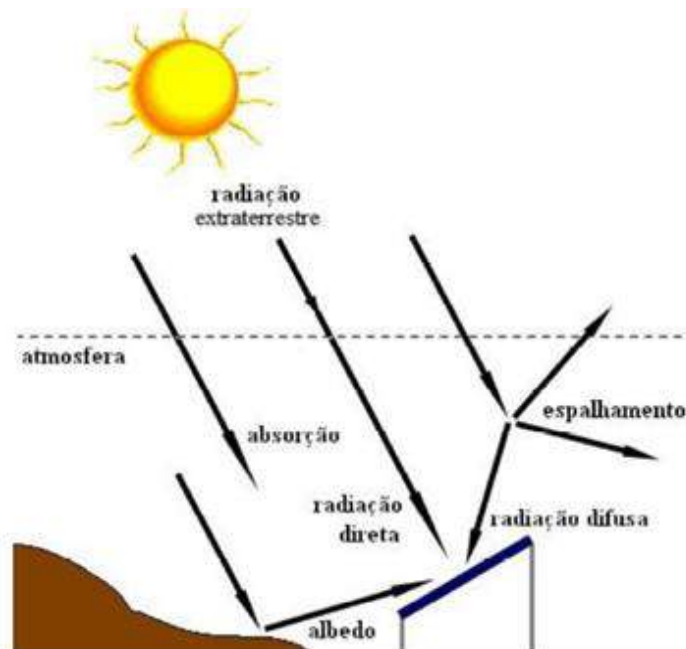


Figura 5: Componentes da radiação solar.
Fonte: CEPEL – CRESESB, 2014.

Considerando a radiação solar que incide na superfície terrestre, ou sobre uma superfície receptora para a geração de energia, tem-se que ela é constituída por uma componente direta, por uma componente difusa e por uma componente reflexiva (CEPEL – CRESESB, 2014).

A componente direta é a radiação que não sofre com nenhum obstáculo atmosférico e nem é refletida por nenhum corpo, chegando a sua totalidade numa determinada superfície.

A difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. A terceira componente é resultado da reflexão da radiação que ocorre no ambiente (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.), e é denominada Albedo (BLUESOL, 2016).

A Figura 6 mostra a média anual da radiação solar global diária, em MJ/m².dia, incidente sobre os Estados do Brasil.

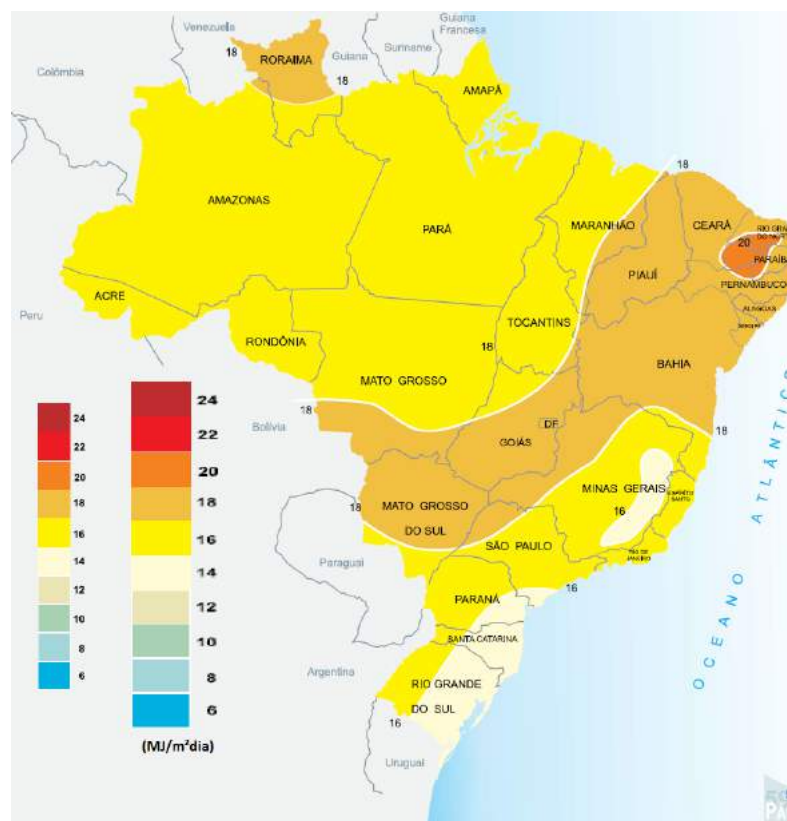


Figura 6: Radiação solar global diária, média anual.
Fonte: Atlas solarimétrico do Brasil - página 59, 2000.

Em períodos de tempo estável sem a presença de nuvens, o índice da

radiação solar é pouco variável, já em dias de alta nebulosidade e chuvoso o índice da radiação solar é bastante variável.

Mesmo num dia totalmente sem nuvens, pelo menos 20% da radiação que atinge a superfície é difusa, porém em um dia nublado não há incidência de radiação direta, ocorrendo apenas a difusa (GREENPO, 2004).

As perdas de fluxo de potência entre o espectro da irradiância incidente no topo da atmosfera e o espectro da irradiância global que atinge a superfície são de aproximadamente 27%, sendo que a intensidade da radiação solar de 1,3kW/m² reduz para cerca de 1000W/m² (ou 1 kW/m²) (BLUESOL, 2014).

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração direta de energia elétrica utilizando-se energia solar é realizada por módulos fotovoltaicos. As responsáveis pela conversão de energia são as células fotovoltaicas.

Na Figura 7 pode ser visto o crescimento da energia fotovoltaica dentro da matriz de energias renováveis no mundo.

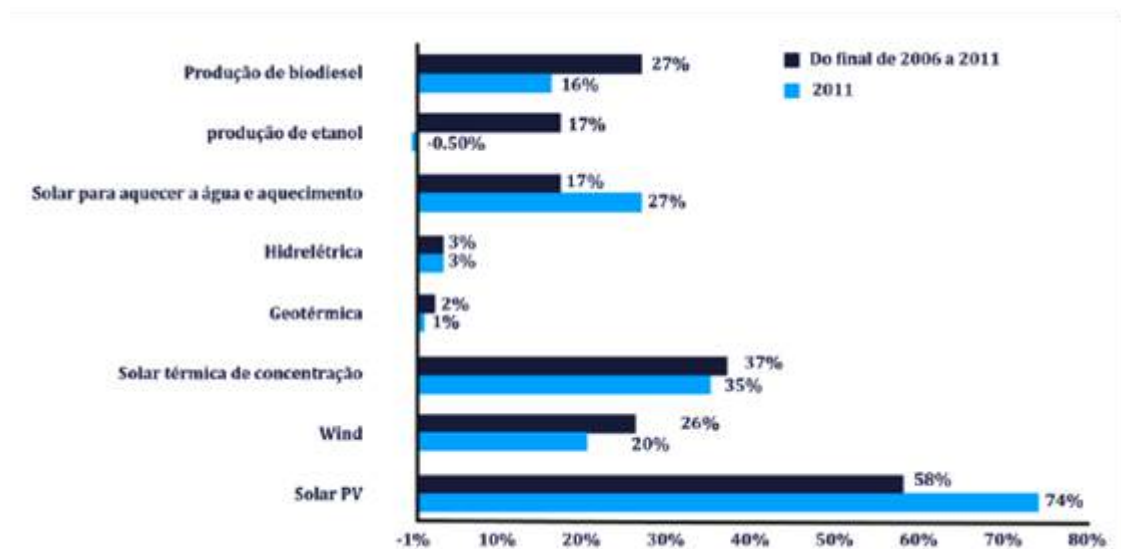


Figura 7: Taxa de crescimento anual das energias renováveis.
Fonte: REN21, 2012.

Através do efeito fotovoltaico, as células absorvem os fótons disponíveis da radiação solar e convertem a energia proveniente do sol em corrente contínua. A

tecnologia fotovoltaica nos últimos anos vem se destacando dentre as fontes de energia dentro da matriz renovável (REN21, 2012).

2.2.1 O efeito fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio de uma fonte luminosa que é convertida em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico (STRANGUETO, 2012). O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel, cientista francês em 1839, quando observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução (CEPEL - CRESESB, 2014).

Em 1876, Adams e Day observaram efeito similar em um dispositivo em estado sólido fabricado com selênio (CEPEL - CRESESB, 2014). O selênio foi utilizado até meados da década de 50. Após esta data começaram a ser utilizadas lâminas de silício cristalino, e os laboratórios Bell dos Estados Unidos foram pioneiros da utilização desta tecnologia (CEPEL - CRESESB, 2014). Dentre outras tecnologias para se obter células fotovoltaicas, o silício domina o mercado atualmente.

A grande mudança foi produzida a partir dos anos 70, motivada em parte pela primeira crise energética internacional, que fomentou uma tentativa de diversificação das fontes energéticas, e promoveu a pesquisa e o desenvolvimento da energia FV como fonte energética (STRANGUETO, 2012).

2.2.2 Princípios de funcionamento

O silício é o segundo material mais abundante na natureza, perdendo apenas para o oxigênio. Entretanto, o silício está naturalmente combinado a outros materiais, e se apresenta como dióxido de silício e silicatos, sendo que a areia e o quartzo são as formas mais comuns.

O silício puro trata-se de um semicondutor intrínseco. Na Figura 8 pode ser visto a estrutura molecular do silício. A característica deste material em temperaturas baixas é de isolante, com o aumento da temperatura a resistência do material tende a diminuir, tornando o material condutor.

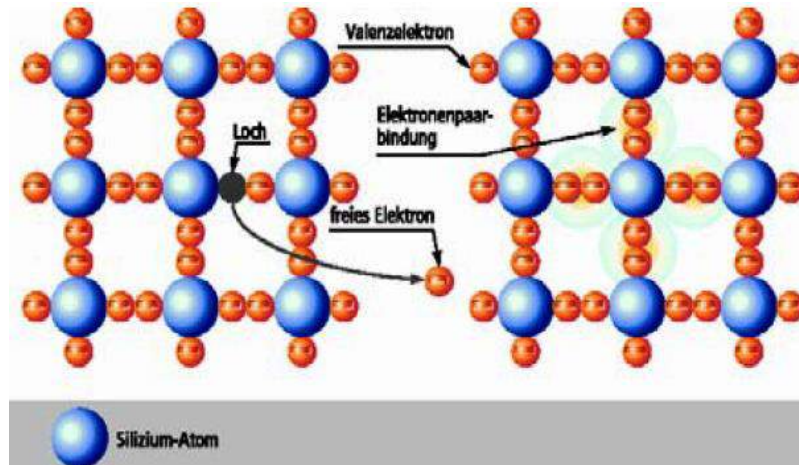


Figura 8: Estrutura cristalina do silício e processo de autocondução.
Fonte: GREENPO, 2004.

O silício apresenta na sua camada de valência quatro elétrons que se ligam aos seus átomos vizinhos, formando a rede cristalina (MACHADO; MIRANDA, 2015).

Para a formação da célula fotovoltaica, é necessário que o silício seja dopado com dois materiais que diferem nas camadas de valência. Por exemplo: o boro que apresenta três elétrons de valência e o fósforo que apresenta cinco elétrons de valência.

A estrutura do material tipo N e do tipo P, que é similar as células fotovoltaicas, podem ser vistos na Figura 9.

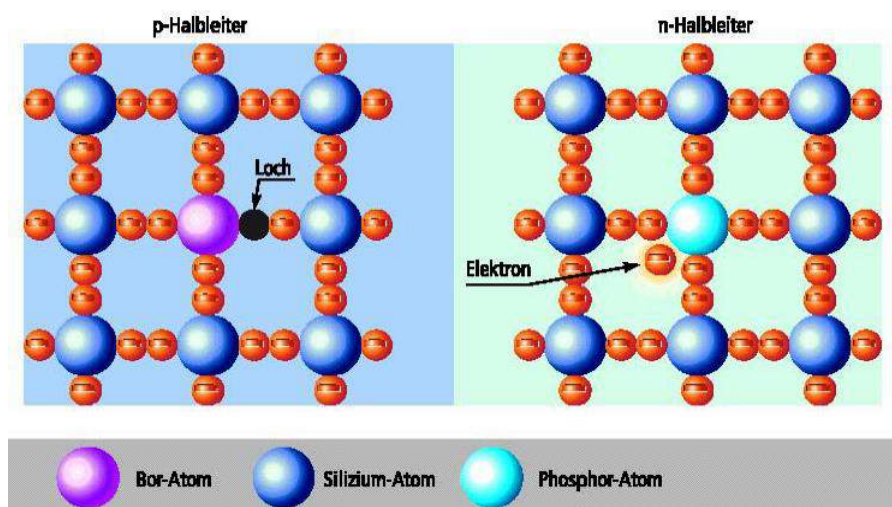


Figura 9: Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo N e P.
Fonte: GREENPO, 2004.

Como o boro apresenta apenas três elétrons de valência, gera-se uma vacância nas ligações covalentes com o silício, aparecendo às lacunas, buracos com falta de elétrons que apresenta valor positivo. Estas lacunas se movimentam naturalmente pela rede cristalina. Assim formando o cristal tipo P.

No caso do fósforo que apresenta cinco elétrons de valência, gera-se a sobra de um elétron nas ligações covalentes com o silício. Estes elétrons denominam-se elétrons livres, que ficam fracamente ligados ao átomo de origem, sendo facilmente conduzidos para a banda de condução, formando assim o material tipo N.

A junção destes dois materiais, a justa posição do material P com o material N, faz com que surja um campo elétrico permanente entre os dois materiais. O campo surge devido ao fluxo de cargas na região da junção P – N. Na Figura 10 pode ser visto uma representação gráfica da difusão de elétrons da junção P – N.

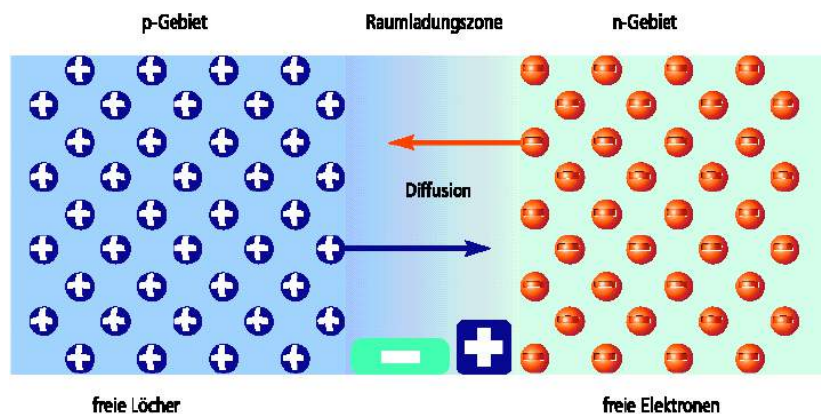


Figura 10: Difusão de elétrons da junção P – N.
Fonte: GREENPO, 2004.

Este fluxo é devido ao comportamento natural das lacunas e dos elétrons livres que são atraídos pelas cargas correspondentes da cada material, positivo e negativo. Desta forma o material tipo N fica carregado positivamente e o material tipo P carregado negativamente.

O movimento dos elétrons e lacunas é impedido pela formação da região de depleção entre os dois cristais (N e P). Esta região apresenta uma diferença de potencial devido à retração das cargas no cristal P – N.

Uma célula solar não é mais do que um semiconductor preparado de maneira que seja possível extrair a circulação de corrente do mesmo até um circuito externo

(ONUDI, 2016). Na Figura 11 pode ser visto a representação gráfica do efeito fotovoltaico.

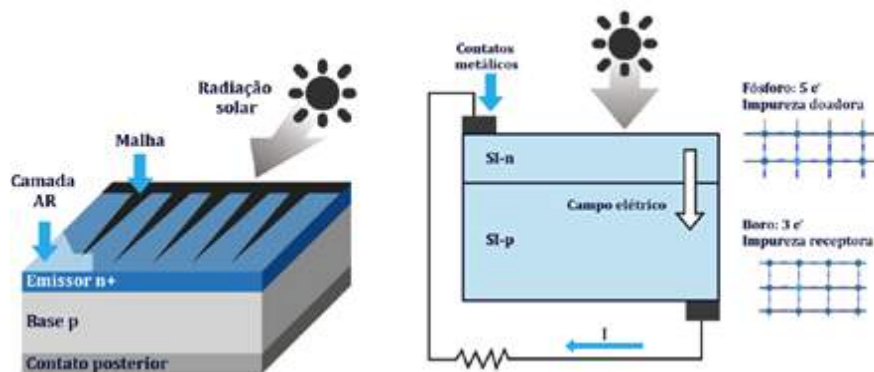


Figura 11: Estrutura típica da célula solar (esquerda) e princípio de funcionamento (direita).

Fonte: ONUDI, 2016.

Ao ser exposto à luz, os elétrons presentes no cristal N, recebem energia dos fótons, presentes na radiação solar, suficiente para vencer a região de depleção, retomando o fluxo natural. Esse fluxo de corrente dá origem à diferença de potencial entre as duas faces da junção P – N de mesmo valor da região de depleção. Esse é o efeito fotovoltaico (ONUDI, 2016).

2.2.3 Células fotovoltaicas

Devido aos seus custos mais elevados em relação às fontes convencionais de eletricidade, inicialmente o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica apoiou-se na busca por empresas do setor de telecomunicações e de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas (CEPEL - CRESESB, 2014).

O avanço tecnológico que tornou possível o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica decorreu da maturidade tecnológica de todos os componentes do sistema, unida ao crescimento da capacidade global de fabricação e aos programas de fomento de alguns países, especialmente europeus (CEPEL - CRESESB, 2014).

O segundo agente impulsionador foi o desenvolvimento científico aeroespacial realizado entre as décadas de 50 e 70 do século XX, que ficou conhecido como corrida espacial (STRANGUETO, 2012).

A Figura 12 ilustra o cenário de expansão da potência fotovoltaica instalada no mundo.

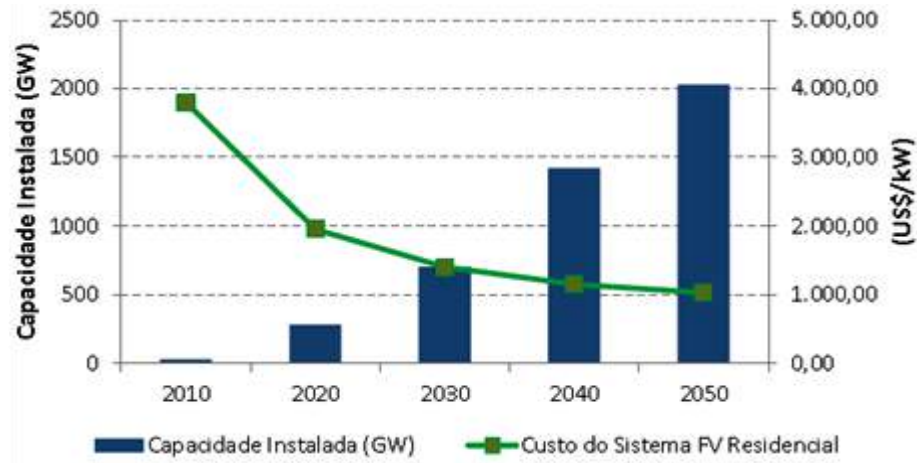


Figura 12: Cenário de expansão da potência fotovoltaica instalada no mundo.
Fonte: IEA, 2012.

A Tabela 1 exibe as tecnologias comercialmente disponíveis e algumas de suas respectivas características.

Tabela 1: Características de células fotovoltaicas.

Material	Eficiência em Laboratório (%)	Eficiência na produção (%)	Eficiência devido à produção em série (%)	Área necessária para 1kW _p (m ²).
Silício (c-Si)	24,7	18	14	5-8
Silício (m-Si)	19,8	15	13	7-9
Silício amorfo	13	10,5	7,5	13-20
CIS	18,8	14	10	8-10
CdTe	16,4	10	9	9-11

Fonte: adaptado BLUESOL, 2016; REN21, 2012; EPIA, 2011.

Em termos de perspectivas mundiais, a IEA (2012) prevê que a capacidade instalada de geração fotovoltaica passe de 27GW_P em 2010, para cerca de 280GW_P em 2020, o que representa expansão média anual de expressivos 26% ao ano neste período.

Na Figura 13 pode ser visto um diagrama hierárquico com a distribuição das tecnologias fotovoltaicas.

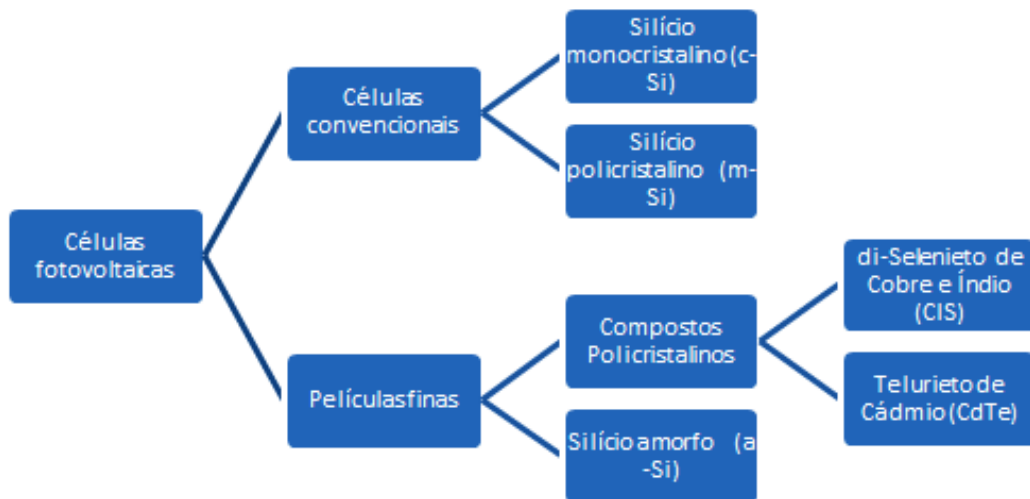


Figura 13: Tecnologias de células fotovoltaicas comerciais.
Fonte: BLUESOL, 2016.

2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os sistemas de geração fotovoltaica podem ser constituídos de duas maneiras: geradores ligados à rede de transmissão da distribuidora local (Grid_tie), e geradores isolados da rede (Off_grid).

Na Figura 14 pode ser visto um exemplo de utilização de módulos fotovoltaicos.



Figura 14: Geração fotovoltaica em iluminação pública.
Fonte: Arquivo pessoal.

Sistemas fotovoltaicos isolados da rede, geralmente são utilizados em locais onde a rede de transmissão é inacessível, ou por questões de viabilidade técnica e/ou financeira.

Na Figura 15 pode ser visto a representação gráfica de um sistema fotovoltaico Grid_tie.



Figura 15: Sistema fotovoltaico Grid_tie.
Fonte: MaxiSolar, 2016.

Onde:

1. Módulos fotovoltaicos;
2. Inversor Grid_tie: a tensão contínua gerada pelo painel fotovoltaico, é convertida para tensão alternada;
3. A tensão convertida pelo inversor passa pelo medidor bidirecional, que mede o consumo de energia e a quantidade de energia injetada na rede;
4. Uma fração da energia gerada é consumida pelos equipamentos presentes na edificação;
5. O excedente da energia gerada pelo painel fotovoltaico é injetada na rede da concessionária.

O item 4 (quatro), da Figura 15, menciona que a energia gerada pelo painel fotovoltaico é utilizada pelos equipamentos constituintes da carga atendida, mas alguns equipamentos, particularmente pela alta potência demandada, devem ser evitados (Tabela 2).

Os sistemas Grid_tie e Off_grid possuem equipamentos que podem ser específicos para cada aplicação. Mas independentemente da configuração do sistema, os módulos fotovoltaicos e os inversores são utilizações comuns em ambos os sistemas.

Em sistemas conectados à rede, são utilizados os módulos fotovoltaicos que geram a energia em corrente contínua, e os inversores que convertem essa energia em corrente alternada, sincronizando e injetando a mesma para a rede.

Os sistemas isolados da rede utilizam os mesmos equipamentos dos sistemas Grid_tie, e mais alguns que são específicos para esta aplicação, são eles: os controladores de carga e os sistemas de armazenamento de energia (geralmente constituídos por baterias de chumbo – ácido).

Na Figura 16 pode-se verificar uma representação gráfica de um sistema fotovoltaico Off_grid.

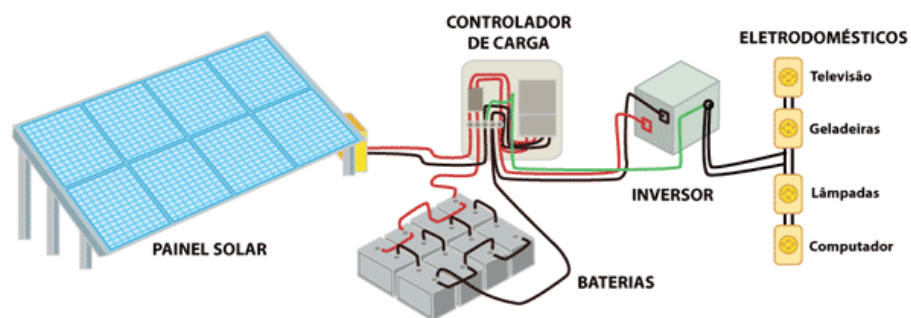


Figura 16: Sistema fotovoltaico Off_grid.
Fonte: MaxiSolar, 2016.

A energia gerada pelo painel fotovoltaico, em sistemas Off_grid, antes de chegar à carga c.a. ou c.c. (se houver), passa pelo controlador de carga, que é o responsável por distribuir a energia gerada entre o banco de baterias e o inversor, e proteger as baterias de sobretensões ou a descarga excessiva das mesmas.

A Tabela 2 descreve alguns dos equipamentos que não são indicados para constituir a carga a ser atendida pelo sistema fotovoltaico Off_grid.

Tabela 2: Exemplos de equipamentos elétricos que devem ser evitados ou proibidos em sistemas isolados de pequeno porte.

Aparelhos Elétricos	Potência máxima (W)	Dias estimados Uso/Mês	Média utilização/dia	Consumo médio mensal
Chuveiro elétrico - 4500 W	4500	30	32 min.	72
Chuveiro elétrico - 5500 W	5867	30	32 min.	88
Ferro elétrico automático a seco	1050	12	1h	2,4
Ferro elétrico automático a vapor	1200	12	1h	7,2
Forno micro-ondas - 25 L	1400	30	20min.	14
Secador de cabelo	1000	30	10min.	5
Torradeira	800	30	10min.	4

Fonte: Adaptado PROCEL.

Durante o período matutino e vespertino o controlador de carga carrega o banco de baterias e ao mesmo tempo envia a energia gerada para o(s) inversor(es) que por sua vez alimenta os equipamentos constituintes da carga c.a. Se houver carga c.c. a energia provem direto do controlador.

Como no período noturno não há geração de energia no painel fotovoltaico, o controlador corta a conexão com o painel, o mesmo acontece nos períodos matutino e vespertino, quando há alta nebulosidade e o índice de radiação solar é baixo, podendo ser a tensão gerada pelo painel inferior a utilizada pela carga c.c. ou c.a.

Neste caso para a carga c.a. o controlador envia energia proveniente do banco de baterias para o inversor e para a carga c.c. a tensão não precisa ser convertida, então o controlador envia a energia proveniente das baterias para a carga c.c.

Se por alguma eventualidade, ou defeito de projeto, o banco de baterias não conseguir atender a demanda no período noturno ou no matutino e vespertino, chegando à profundidade de 60% (item 2.3.1.3) o controlador corta a conexão com o inversor (carga c.a.) e com a carga c.c., assim protegendo as baterias, causando um blecaute na edificação alimentada pelo sistema fotovoltaico.

2.3.1 Componentes de um sistema fotovoltaico

2.3.1.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico consiste na conexão elétrica de células fotovoltaicas em série ou em paralelo para que sejam obtidos os valores de tensão e corrente desejados (TORRES, 2012).

A Figura 17 apresenta várias possibilidades de combinações para uma associação de 36 células FV.

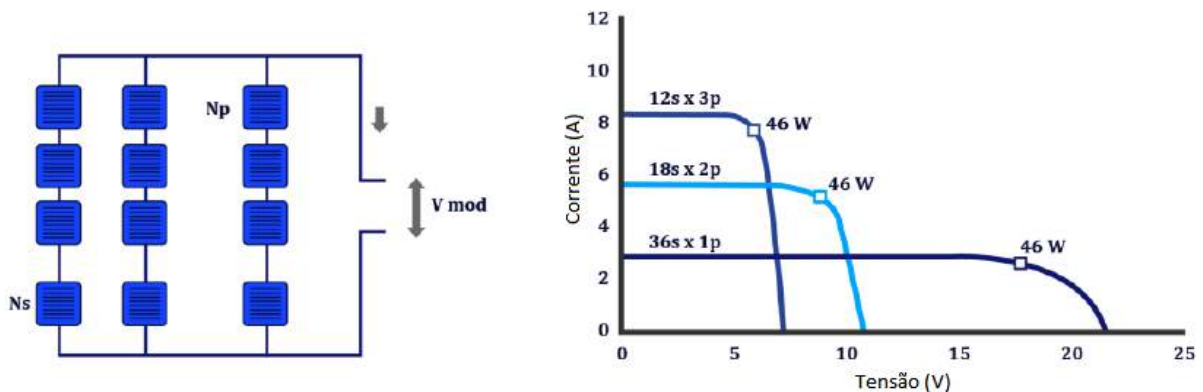


Figura 17: Esquema de conexão em série – paralelo de várias células fotovoltaicas (esquerda) e distintas curvas I – V (corrente x tensão) obtidas pela associação de 36 células fotovoltaicas (direita).

Fonte: ONUDI, 2016.

Pode-se observar (Figura 17) que com o mesmo número de células, a potência obtida é a mesma, o que varia é a maneira de combinar os pares, possibilitando a utilização de diferentes tensões e correntes, conforme a necessidade do projeto (ONUDI, 2016).

O conjunto assim definido é encapsulado (Figura 18), de forma que fique protegido dos agentes atmosféricos que possam afetá-lo quando trabalhando exposto ao tempo, conferindo-lhe ao mesmo tempo rigidez mecânica, e isolando-o eletricamente do exterior (ONUDI, 2016).

A incompatibilidade das características das células fotovoltaicas resulta em módulos de baixa qualidade, devido ao efeito de *mismatch* (incompatibilidade), pelo qual as células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e, em

consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida (CEPEL - CRESESB, 2014).

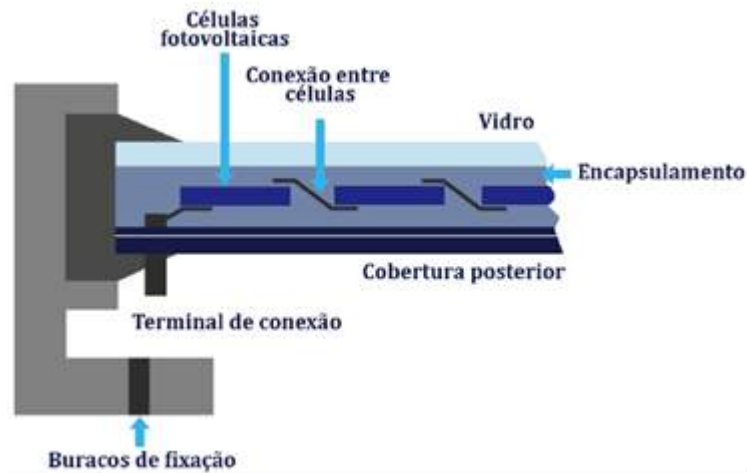


Figura 18: Seção transversal da configuração convencional de um módulo fotovoltaico.

Fonte: ONUDI, 2016.

Na Figura 19 pode ser visto um gráfico I x T x P (Corrente x Tensão x Potência), de uma célula fotovoltaica.

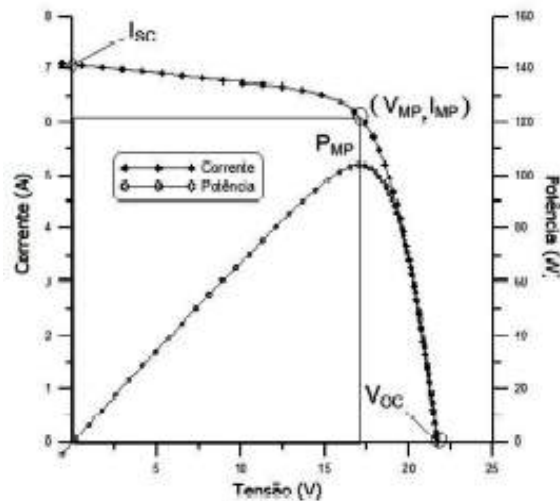


Figura 19: Gráfico Corrente x Tensão x Potência do conceito MPPT (*Maximum Power Point Tracker*).

Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014.

Na Figura 20, pode ser visto exemplos da variação da radiação à temperatura constante, e variação de temperatura à radiação constante.

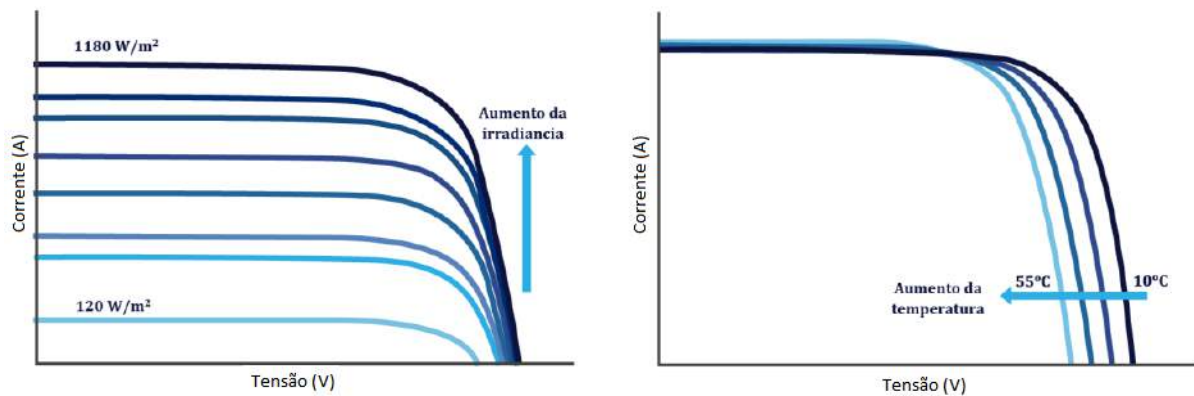


Figura 20: Influência das variações de radiação e temperatura da característica do gráfico I – V (corrente x tensão) de um módulo fotovoltaico.

Fonte: ONUDI, 2016.

Os principais fatores que afetam a característica I – V do gerador fotovoltaico são: a intensidade de fótons (radiação solar) e a temperatura. A radiação solar afeta principalmente a corrente.

Existem alguns coeficientes, característicos de cada módulo, que indicam a maneira pela qual os principais parâmetros do módulo ou célula variam com a temperatura.

Na Figura 21 são apresentados valores aproximados para os coeficientes das células de silício:

$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \approx +0.06\%$	$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx -0.31\%$	$\gamma = \frac{\partial P_{max}}{\partial T} \approx -0.42\%$
---	--	--

Figura 21: Valores aproximados para células de silício.

Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014; ONUDI, 2016.

O α expressa a variação da corrente de curto – circuito com a temperatura, β expressa a variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, e γ expressa a variação da potência máxima com a temperatura.

Os principais elementos que se depreendem das características do gráfico I x V x P (Figura 19) de uma célula fotovoltaica podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3: Principais elementos de uma célula fotovoltaica.

Elemento	Significado
I_{SC} - Corrente de curto – circuito	É a máxima corrente que produzirá o dispositivo sob condições definidas de iluminação e temperatura, correspondentes a uma voltagem igual à zero.
V_{OC} - Tensão de circuito aberto	É a máxima voltagem do dispositivo sob condições determinadas de iluminação e temperatura, correspondentes a uma corrente igual à zero.
$P_{MÁX}$ – Potência máxima	É a máxima potência que produzirá o dispositivo em condições determinadas de iluminação e temperatura, correspondente ao par máximo V_{xl} .
$I_{MÁX}$ – Corrente em ponto de máxima potência	É o valor da corrente para P_{max} em condições determinadas de iluminação e temperatura.
$V_{MÁX}$ – Voltagem no ponto de máxima potência	É o valor de voltagem para P_{max} em condições determinadas de iluminação e temperatura.
η - Eficiência	É o quociente entre a potência que pode entregar a célula e a potência da radiação solar (P_L) que incide sobre a mesma:

Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014; ONUDI, 2016.

2.3.1.1.1 Sombreamento, pontos quentes e diodos de proteção

Em determinadas condições de operação, alguns ou apenas um dos módulos constituintes de um painel fotovoltaico podem sofrer sombreamento. Por decorrência do sombreamento, aparecem os chamados pontos quentes, conhecidos também pelo termo em inglês *hot – spot* (BLUESOL, 2016). Os *hot – spot*, se não diagnosticados no início do projeto, podem danificar o módulo por inteiro permanentemente.

Isso acontece porque quando uma célula fica sem radiação solar, a mesma compromete a linha inteira (pois as células são ligadas em série), e ao invés de gerar eletricidade, a linha começa a se comportar como uma carga.

Quando operando normalmente, a energia elétrica gerada pelas células fotovoltaicas é consumida pela carga que está conectada ao módulo.

O sentido da corrente em uma linha em série de células fotovoltaicas pode ser visto na Figura 22.

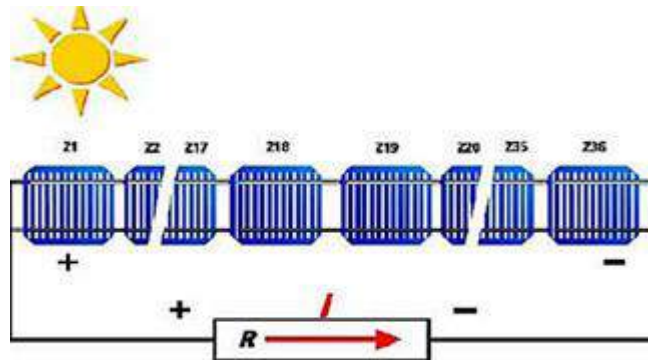


Figura 22: Funcionamento normal de um conjunto de células fotovoltaicas.
Fonte: BLUESOL, 2016.

Quando ocorre um sombreamento, por exemplo, uma folha seca cobrindo a célula por inteiro, esta ficará inversamente polarizada, comportando-se como uma carga. Toda a energia recebida é convertida em calor. Na Figura 23, pode ser vista a representação gráfica de uma célula sombreada.

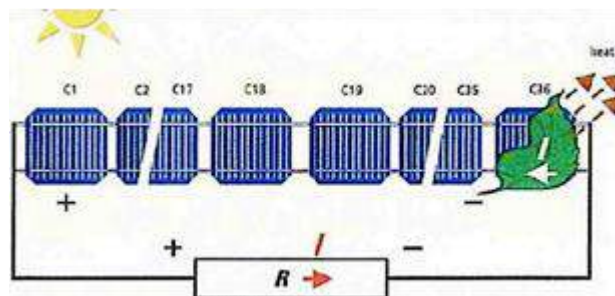


Figura 23: Célula sombreada convertendo eletricidade em calor.
Fonte: BLUESOL, 2016.

Se a corrente que atravessa a célula for alta o suficiente, teremos a formação do *hot – spot*. A maior corrente que uma célula, nessas condições pode receber, é a corrente de curto – circuito (Tabela 3) (GREENPO, 2004).

Para evitar a formação de *hot – spot*, a corrente deve ser desviada das células, através de um diodo de derivação, conhecidos também como diodo de *by –*

pass, que são conectados de maneira inversamente polarizada em relação a um conjunto de células.

Geralmente, os diodos são conectados a grupos de 18 ou 20 células, de maneira que um módulo de 36 células tem dois diodos e um módulo de 72 células tem 4 diodos (CEPEL - CRESESB, 2014).

Na Figura 24, pode ser visto o sentido da corrente quando uma célula sofre sombreamento.

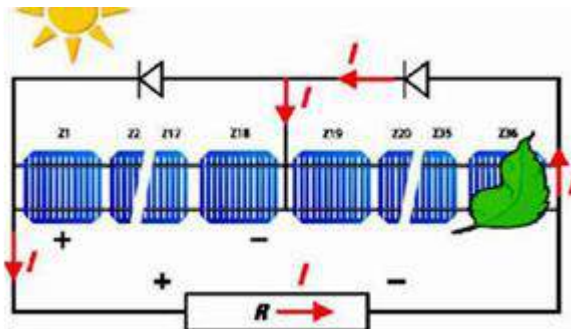


Figura 24: Diodos de derivação desviando a corrente reversa.
Fonte: BLUESOL, 2016.

Os diodos de derivação são, geralmente, montados nas caixas de conexão, mas os fabricantes só costumam usar os diodos em módulos com potência superior a 40Wp (BLUESOL, 2016). A Figura 25 apresenta os diodos de *by-pass* na caixa de conexão.

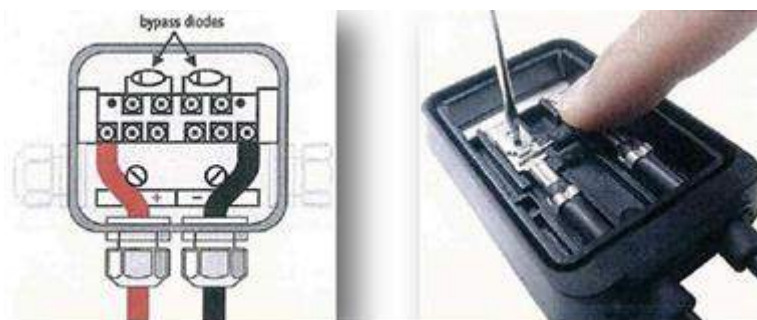


Figura 25: Diodos de *by-pass* nas caixas de conexão dos módulos.
Fonte: BLUESOL, 2016.

De acordo com a norma IEC 6036-7-712, os diodos de bloqueio não são necessários se forem utilizados módulos do mesmo tipo, com proteção Classe II e

certificados para funcionar com 50% da corrente nominal de curto – circuito, quando polarizados inversamente (GREENPO, 2004).

2.3.1.2 Inversores

O inversor é um equipamento eletrônico que converte tensão c.c. (contínua) em tensão c.a. (alternada). Em sistemas Grid_tie, o inversor recebe tensão direta do painel fotovoltaico (Figura 15), porém, em sistemas Off_grid, a tensão é recebida do controlador de carga (Figura 16).

Os inversores podem ser utilizados independentemente da fonte geradora de tensão, mas em específico em sistemas fotovoltaicos eles podem ser divididos em duas categorias de aplicação, que são os inversores específicos para sistemas Grid_tie, e os específicos para aplicações em sistemas Off_grid.

A funcionalidade de ambas as categorias e os princípios de funcionamento são os mesmos. A diferença entre as aplicações é que inversores específicos para sistema Grid_tie possuem características específicas para injetar a energia na rede da concessionária (FILHO, 2012).

Na Figura 26 pode ser vista a representação gráfica de um inversor dentro de um sistema Grid_tie.

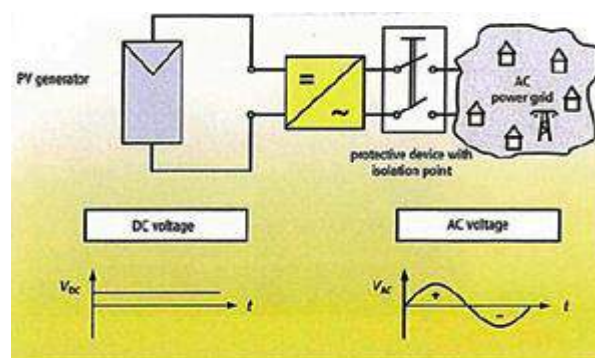


Figura 26: Diagrama de ligação com a rede, de um sistema fotovoltaico Grid_tie.
Fonte: BLUESOL, 2016.

Na Figura 27 pode ser visto um exemplo de inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Os inversores utilizados em sistemas Grid_tie precisam ser catalogados pelo Instituto Brasileiro de Metrologia (INMETRO). Em específico a Copel (Companhia Paranaense de Energia) permite apenas o uso de inversores catalogados com o selo do INMETRO.



Figura 27: Inversor trifásico para sistemas fotovoltaicos.
Fonte: Catálogo WEG, 2016.

Os inversores Grid_tie para sistemas com potência – pico de até 5kWp, são geralmente monofásicos. Para sistemas de maior potência, geralmente trifásicos, existem tanto grandes inversores centrais trifásicos, quanto inversores monofásicos que podem ser agrupados, formando-se assim, um sistema trifásico (FILHO, 2012).

Os inversores Grid_tie são conectados de duas formas (BLUESOL, 2016):

1. Diretamente à rede – onde a energia é rapidamente escoada para o sistema e utilizada pelos consumidores mais próximos;
2. Através do ponto de conexão da edificação com a concessionária – onde a energia elétrica gerada é consumida pela própria edificação/residência, e somente o excedente é fornecido à rede.

O inversor deve possuir um sistema de seguimento do ponto de máxima potência (MPP) ou em inglês MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). A representação gráfica do sistema MPPT, pode ser vista na Figura 19. Conforme a Figura 20, os módulos fotovoltaicos, com as mudanças de temperatura, alteram a tensão e corrente de saída, alterando também o ponto de máxima potência.

A Figura 28 apresenta um fluxograma com a classificação dos inversores disponíveis no mercado.



Figura 28: Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento.

Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014.

São funções do inversor Grid_tie (BLUESOL, 2016):

- Inverter a tensão c.c. proveniente do painel fotovoltaico em tensão c.a., em conformidade com as exigências da concessionária local;
- Ajustar-se automaticamente ao ponto de máxima potência (MPPT) do painel fotovoltaico, garantindo máxima eficiência;
- Fornecer uma IHM (Interface Homem Máquina) amigável ao usuário, bem como disponibilizar os dados monitorados e realizar *back_up* dos mesmos;
- Possuir dispositivos de proteção, tanto no *input* (entrada) como no *output* (saída) do inversor, como: proteção contra curto – circuitos (*input/output*), contra inversão de polaridade, contra sobrecargas e sobretensões e proteção para a conexão com a rede;
- Possuir dispositivos anti – ilhamento, que desligam o equipamento quando não há tensão disponível na rede da concessionária.

De um modo geral, os inversores destinados para sistemas Grid_tie e Off_grid precisam atender algumas características para que não comprometam a eficiência global do sistema como um todo. São elas (BLUESOL, 2016):

- Alta eficiência de conversão, tanto na carga nominal quanto em cargas parciais;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico;
- Baixa emissão de ruído audível;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas;
- Segurança tanto para as pessoas quanto para a instalação;
- Grau de proteção (IP) adequado ao tipo de instalação;
- Garantia de fábrica de pelo menos 2 anos.

2.3.1.3 Baterias

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução que ocorre em seu interior (CEPEL - CRESESB, 2014).

Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo reverso, ou seja, a corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica.

Em sistemas Grid_tie o uso de banco de baterias não é necessário, pois quando nos períodos matutino e vespertino o índice de radiação solar é baixo, tornando insuficiente o valor da tensão para a injeção da tensão na rede e para a alimentação dos equipamentos, o atendimento da edificação é realizado pela rede da concessionária.

Em sistemas isolados, o uso de dispositivos de armazenamento é necessário para que, em períodos de baixa radiação solar e no período noturno, a carga possa

ser atendida sem interrupções. Para isso, parte da energia gerada pelo painel fotovoltaico é armazenada em baterias.

Dos vários tipos de acumuladores eletroquímicos existentes, a bateria de chumbo – ácido ainda é a tecnologia mais empregada (BLUESOL, 2016). Na Figura 29 pode ser vista uma representação gráfica dos componentes de uma bateria chumbo – ácido.

Baterias com tecnologias mais modernas, tais como níquel – cádmio (NiCd), níquel – hidreto metálico (NiMH), íon de lítio (Li-ion), dentre outras, embora apresentando vantagens (maior eficiência, maior vida útil, maior profundidade de descarga), geralmente não são ainda economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos (VERA, 2004).

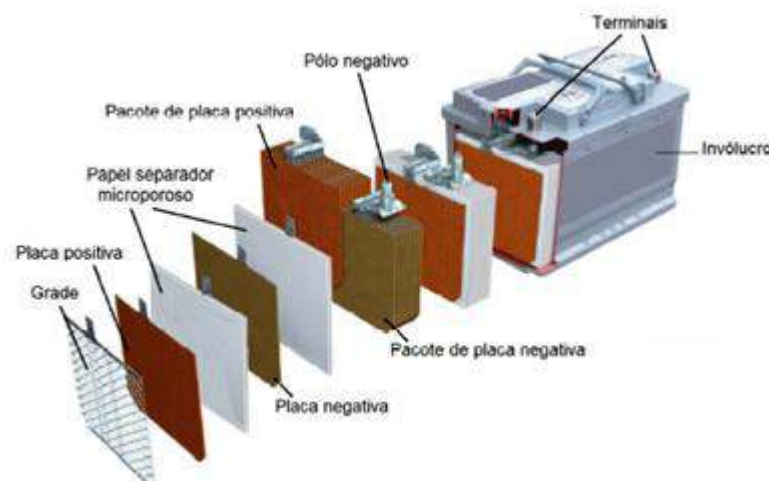


Figura 29: Componentes de uma bateria chumbo – ácido.
Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014.

Dentre as especificações de uma bateria, as mais frequentemente utilizadas para dimensionamento de um sistema fotovoltaico são: taxa de carga, tensões de circuito aberto, de corte, final de carga e nominal, profundidade de descarga e temperatura de trabalho.

A Taxa de carga é o valor de corrente elétrica aplicada a uma célula ou bateria durante o processo de carga. Esta taxa é normalizada em relação à capacidade nominal da célula ou bateria. Por exemplo, uma bateria de 500Ah de capacidade nominal, com um intervalo de carga de 10 horas a corrente constante, tem sua taxa de carga expressa na Equação 1 (CEPEL - CRESESB, 2014):

$$\frac{\textit{Capacidade Nominal}}{\textit{Intervalo de Carga}} = \frac{500 \textit{ Ah}}{10 \textit{ h}} = 50A = \textit{taxaC}/10 \quad (1)$$

Tensão de circuito aberto é a tensão nos terminais de uma célula ou bateria para um determinado estado de carga e a uma determinada temperatura, na condição em que não há corrente entre os terminais.

Tensão de corte é o valor de tensão em que a descarga da bateria é interrompida. Pode ser especificada em função das condições operacionais, ou pode ser o valor determinado pelos fabricantes como tensão de final de descarga, a partir da qual danos irreversíveis podem ser causados à bateria.

A tensão de final de carga da célula ou bateria é a tensão na qual o processo de carga é interrompido, por supor-se que a carga atingida é suficiente, ou que a bateria ou célula esteja plenamente carregada.

A tensão nominal é a tensão média de uma célula ou bateria durante o processo de descarga, com uma determinada taxa de descarga a uma determinada temperatura.

A vida cíclica está inversamente relacionada com a profundidade de descarga e com a temperatura. A capacidade de qualquer bateria secundária degrada-se mais rapidamente quando a temperatura de operação da bateria e a profundidade de descarga aumentam (GREENPO, 2004).

Quanto maior for à profundidade de descarga, maior o nível de reação química que acontece durante a descarga, e maior será a perda de capacidade da bateria. Com profundidades de descarga menores, mais ciclos de carga e descarga a bateria suportará.

A profundidade de descarga e a temperatura são os parâmetros mais comumente usados pelos fabricantes de células para estimar a capacidade de vida cíclica da bateria (BLUESOL, 2016). Os efeitos da profundidade de descarga e da temperatura de operação na vida cíclica das células secundárias podem ser vistos na Figura 30.

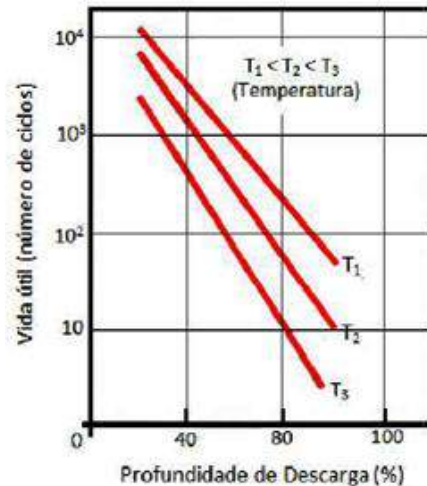


Figura 30: Curvas típicas do efeito da profundidade de descarga e da temperatura na vida útil da bateria.

Fonte: Imamura; Helm; Palz, 1992.

Quando o painel fotovoltaico recarrega a bateria, os elétrons fluem em sentido contrário, do polo positivo para o polo negativo, revertendo à reação química.

O processo não é totalmente reversível, pois pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se dissolvem, processo chamado de sulfatação, que aumenta à medida que os ciclos de carga e descarga acontecem, diminuindo a capacidade da bateria (CEPEL - CRESESB, 2014).

Quando atingir a tensão final de carga nas células, a bateria deve ser desconectada do sistema, pois se inicia um processo de eletrólise da água presente no eletrólito, que leva a dois inconvenientes:

1. Perda de água, que faz o ácido se concentrar mais, se tornando nocivo às placas, até a secagem total, que determinaria o fim da vida útil da bateria;
2. Liberação de Oxigênio e Hidrogênio.

Esse último, mesmo em pequenas proporções, torna o ambiente potencialmente explosivo, o que faz com que os bancos de baterias tenham que ser instalados em locais ventilados, pois o Hidrogênio é quatorze vezes mais leve que o ar atmosférico, o que facilita a acumulação em pequenos espaços (BLUESOL, 2016).

Para carregar plenamente baterias de chumbo – ácido de 12 V, é necessária uma tensão mínima da ordem de 14 V, e os módulos fotovoltaicos devem produzir

aproximadamente 16 V, devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem nos cabos e nas proteções (CEPEL - CRESESB, 2014).

Módulos *standard*, com 36 a 40 células fotovoltaicas de silício cristalino, geram tensões nominais entre 15 V e 18 V. Com o aumento da temperatura, a tensão dos módulos FV diminui. Tal fato deve ser previsto no projeto, e se necessário for, deve-se aumentar o número de módulos (BLUESOL, 2016).

Em um sistema fotovoltaico autônomo, a tensão do arranjo fotovoltaico deve ser compatível com a tensão nominal do banco de baterias, que costuma ser de 12 V, 24 V ou 48 V.

Em sistemas Off_grid, as baterias têm as seguintes funções (GREENPO, 2004; CEPEL – CRESESB, 2014; BLUESOL 2016):

- **Autonomia:** esta é a função mais importante, que é suprir a energia para a carga, quando o painel não é capaz de gerar energia suficiente. Isso acontece no período noturno, e também em períodos chuvosos ou nublados;
- **Estabilizar a tensão:** como a radiação solar interfere diretamente na geração do painel fotovoltaico, a tensão pode variar durante alguns períodos. A conexão da carga diretamente nos módulos pode expô-los a tensões muito altas ou muito baixas para o seu funcionamento. As baterias possuem uma faixa de tensão mais estreita que os módulos fotovoltaicos, que garante uma faixa de operação mais uniforme para as cargas;
- **Fornecer correntes elevadas:** Alguns dispositivos, como motores de indução, requerem correntes elevadas (corrente de partida) que podem variar entre 4 a 9 vezes a corrente nominal. As baterias fornecerão essa alta potência momentânea, e serão carregadas lentamente pelo painel fotovoltaico durante o dia.

2.3.1.4 Controlador de Carga

O controlador (ou regulador) de carga aumenta o rendimento do sistema fotovoltaico e a vida útil (quantidade de ciclos) das baterias. Um controlador de carga monitora a tensão das baterias e as protege de sobrecargas indevidas, de uma das seguintes formas (BLUESOL, 2016):

- Desconectando o painel fotovoltaico quando sua tensão ultrapassa a tensão limite para recarga, como fazem os controladores em série (Figura 31);
- Aplicando um curto – circuito no painel fotovoltaico, controle característico de controladores paralelo (Figura 32);
- Ajustando a tensão do painel fotovoltaico, como fazem os controladores com tecnologia MPPT (*Maximum Power Point Tracker*).

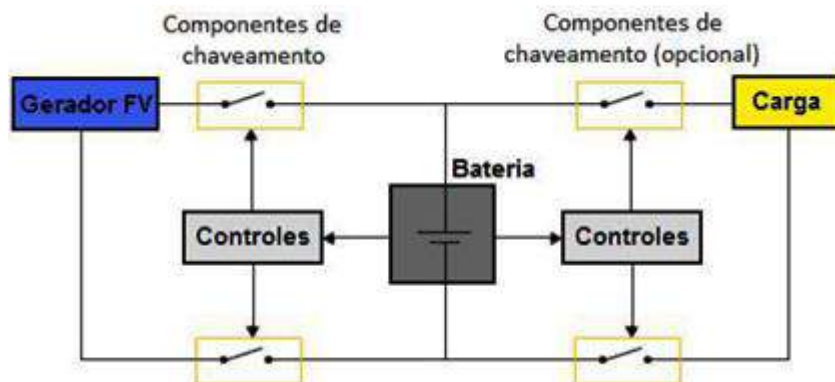


Figura 31: Controlador série com LVD opcional.
Fonte: CEPTEL - CRESESB, 2014.

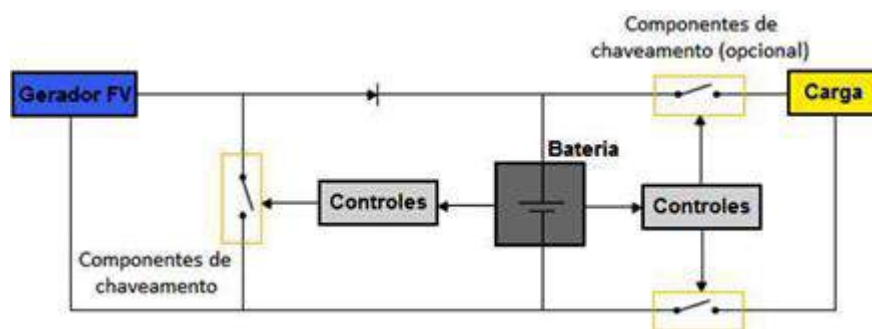


Figura 32: Controlador paralelo (*shunt*) com LVD opcional.
Fonte: CEPTEL - CRESESB, 2014.

As duas configurações, série e paralelo, apresentam a função opcional para desconexão por baixa tensão (LVD - *Low Voltage Disconnect*). O controlador paralelo geralmente consome menos energia do que a configuração série e, por isso, é comumente mais utilizado (CEPEL - CRESESB, 2014).

Controladores de carga comerciais mais simples são denominados liga-desliga (On_Off). Este tipo de controlador aplica diretamente a tensão e a corrente do painel sobre a bateria, sem qualquer tipo de regulação.

Neste caso, o painel fotovoltaico funciona como uma fonte de corrente limitada pela corrente de curto – circuito nas condições instantâneas de operação (radiação e temperatura), com o valor de tensão estabelecido pela bateria (GREENPO, 2004).

A corrente de curto – circuito total do sistema fotovoltaico é a soma das correntes dos módulos ligados em paralelo. Deve-se considerar um fator de segurança entre 10% e 25%, e também a ligação de fusíveis de proteção entre o controlador de carga e o painel fotovoltaico (BLUESOL, 2016).

A estratégia de controle dos controladores On_Off é baseada na tensão instantânea nos terminais da bateria, que é comparada a dois limites:

1. Para as baterias de chumbo – ácido, a 25°C, no limite superior (2,3 a 2,5 V por célula), a bateria é desconectada do arranjo por considerar-se que, ao atingir este ponto, ela está completamente carregada;
2. No limite inferior (1,9 a 2,1 V por célula), a carga é desconectada da bateria, pois neste ponto considera-se que a bateria esteja descarregada na máxima profundidade.

Quando o nível de radiação é baixo, o nível de tensão do painel fotovoltaico será inferior ao das baterias, fazendo com que as baterias se descarreguem nos módulos. Para evitar isto, os controladores possuem diodos de bloqueio integrados.

As funções fundamentais de um controlador de carga são (CEPEL - CRESESB, 2014):

- Controle da perfeita recarga do banco de baterias;
- Proteção contra sobrecargas inesperadas;

- Proteção contra descarga excessiva (acima de 80%, ou ajustável) e
- Informação do nível de carga do banco de baterias.

Na Figura 33 pode ser visto o esquema de ligação de um controlador de carga.

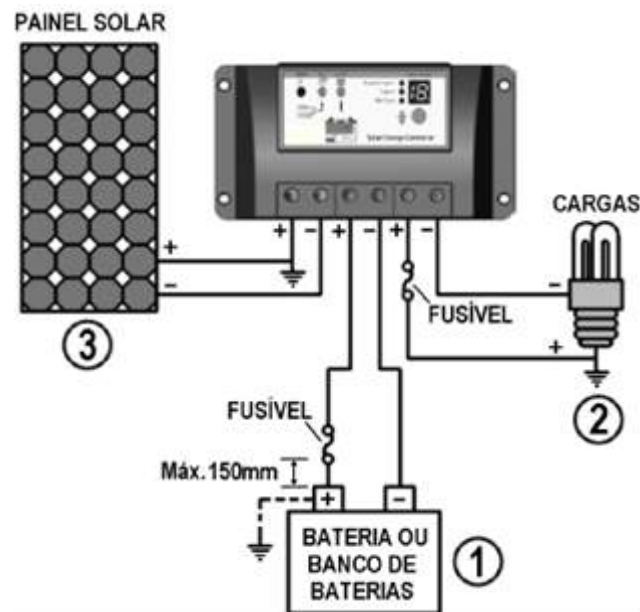


Figura 33: Esquema de ligação de um controlador de carga tipo On_Off.
Fonte: Unitron, 2016.

Durante o projeto de um sistema fotovoltaico, no momento do dimensionamento do controlador de carga, é importante ter cuidado com algumas características do sistema fotovoltaico, para não sobrecarregar o equipamento, como (BLUESOL, 2016):

- **Tensão Nominal do Sistema Fotovoltaico:** o controlador deve ter tensão nominal igual à tensão do banco de baterias, que é a tensão nominal do sistema fotovoltaico, que por sua vez determina a associação dos módulos fotovoltaicos e das baterias;
- **Corrente de Curto – Circuito do Arranjo Fotovoltaico:** os controladores devem ser capazes de receber a totalidade da corrente enviada pelo arranjo fotovoltaico, que é a corrente de curto – circuito;

- **Corrente de Saída:** no caso de cargas c.c. ligadas ao controlador, deve-se considerar um fator de segurança entre 10% e 25% para a corrente que vai das baterias para essas cargas.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética, geração distribuída é uma expressão utilizada para designar a geração elétrica junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2011).

A geração distribuída possui vantagem sobre a geração centralizada, pois dispensa investimentos em linhas de transmissão e distribuição, permitindo ainda o acesso à energia elétrica para os consumidores residentes em localidades isoladas.

Devido às condições reais de ganhos em eficiência econômica e à ampliação da competição, a geração distribuída é uma importante alternativa para o setor elétrico (TORRES, 2012).

No Brasil, quatro fontes renováveis de energia se destacam por terem forte capacidade de geração elétrica, são elas: energia hidráulica, energia da biomassa, energia eólica e energia solar. O potencial de cada uma das fontes depende da região escolhida para a instalação do sistema gerador.

2.4.1 Legislação vigente no Brasil

A definição de Geração Distribuída é descrita pela legislação brasileira pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (Decreto Nº 5.163, 2004), pelo Art. 14, que considera a geração distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (DEA19, 2014).

Hidrelétricas ou termoeletricas com capacidade instalada superior a 30MW, a última, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (75%), provenientes de empreendimento, não se encaixam no perfil da geração distribuída (DEA19, 2014).

A geração distribuída incluiu: cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia, resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos, aerogeradores e pequenas centrais hidrelétricas (INEE, 2011).

Segundo Braun (2010), a partir da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Lei nº9.648, de 27 de maio de 1998 (Lei nº9.649, 1998), várias resoluções e regulamentações foram criadas para formar o atual marco regulatório brasileiro.

Em 2002, a Lei nº10.438, de 26 de abril de 2002 (Lei nº10.438, 2002) foi promulgada e estabeleceu incentivos para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia e de cogeração qualificada com a criação do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica (DEA19, 2014).

É provável que o maior avanço para a geração distribuída tenha ocorrido em função da regulação dos mini e microgeradores, quando publicada a Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012 (REN N°482, 2012) que viria a ser atualizada pela Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012 (REN N° 517, 2012), pela ANEEL (DEA19, 2014).

A regulação permite, basicamente, que os consumidores instalem pequenos geradores em suas unidades consumidoras, e injetem a energia excedente na rede em troca de créditos, que poderão ser utilizados em um período de tempo determinado.

A promulgação da REN 482/2012, e conseqüente implementação do sistema de compensação de energia elétrica brasileira e a modificação do PRODIST, criou uma possibilidade regulatória para os micros e minigeradores, e removeu a barreira de conexão e contratação.

Todavia, não houve nenhum incentivo para estes geradores, excluindo o aumento dos descontos na TUST e TUSD de 50% para 80% nos dez primeiros anos de operação das usinas de fonte solar que entrarem em operação até 2017 (DEA19, 2014).

Em março de 2016, foi promulgada a Resolução Normativa nº687, de 24 de novembro de 2015 (REN N°687, 2015) permitindo o uso de qualquer fonte

renovável, além da cogeração qualificada. Nesta resolução, alguns parâmetros foram reestabelecidos, sendo os principais descritos nos parágrafos seguintes.

Denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75kW e menor ou igual a 5MW (sendo 3MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (REN N° 687, 2015).

O prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular, situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.

Outra inovação da REN n°687 diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios residenciais. Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet (REN N°687, 2012).

2.4.2 Financiamento e fomento econômico

A criação do Plano de Ação Conjunta Inova Energia, iniciativa da FINEP, BNDES e ANEEL, objetiva, entre outras finalidades, apoiar empresas brasileiras no desenvolvimento e domínio tecnológico da cadeia produtiva fotovoltaica (além da termossolar e eólica), englobando desde a purificação de silício em grau solar, wafers e células derivadas, como também células de outros materiais e

equipamentos de condicionamento de potência utilizados nos sistemas fotovoltaicos, como os inversores sendo o montante de recursos disponibilizados pelas três instituições, para todo o programa, soma 3 bilhões, para os anos de 2013 a 2016 (DEA19, 2014).

O BNDES publicou, em agosto de 2014, as regras para o credenciamento e apuração de conteúdo local de módulos e sistemas fotovoltaicos, que exige a nacionalização progressiva de componentes e processos específicos ao longo do plano, como a fabricação nacional de células de silício cristalino a partir de 2020 (DEA19, 2014).

O Instituto Ideal, em parceria com o Grüner Strom Label (Selo de Eletricidade Verde da Alemanha), lançou em 2013 o Fundo Solar, que oferece apoio financeiro no valor de R\$1.000,00 a R\$5.000,00 por projeto de microgeração fotovoltaica conectado à rede. O orçamento total do Fundo é de aproximadamente R\$ 65.000,00 na primeira fase do projeto (DEA19, 2014).

Em julho de 2014, a Secretaria de Estado de Indústria e Comércio (SIC) de Goiás lançou o programa “Crédito Produtivo da SIC – Energias Renováveis”, que oferece uma linha especial de crédito voltada para micro e pequenas empresas (DEA19, 2014).

2.4.3 Convênio ICMS 6

O Convênio ICMS 6, que foi publicado no dia 05 de abril de 2013 pelo CONFAZ, estabelece o imposto cobrado sobre a geração distribuída. Este convênio estabelece a incidência do ICMS sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora, antes de qualquer compensação da geração própria.

O ICMS 6 muda à realidade do sistema de compensação de energia elétrica e, conseqüentemente, a competitividade e a perspectiva de penetração da micro e minigeração distribuída (DEA19, 2014). O montante de energia elétrica gerada, que não é consumido instantaneamente é exportado à rede de distribuição e, ao ser compensado em outra oportunidade, será tributado.

Este Convênio tem caráter orientativo, cabendo a cada Estado brasileiro publicar sua regulamentação própria para tratar do assunto. Quanto maior o

percentual da energia exportada à rede, maior será a tributação, o que impacta negativamente na paridade tarifária (DEA19, 2014).

É necessário verificar qual o percentual da energia gerada pelo micro e minigerador fotovoltaico que será exportado à rede para compensação em outro período. A identificação desse percentual é possível pela comparação de uma curva típica de geração do sistema fotovoltaico e da curva de carga do consumidor, como pode ser visto na Figura 34.

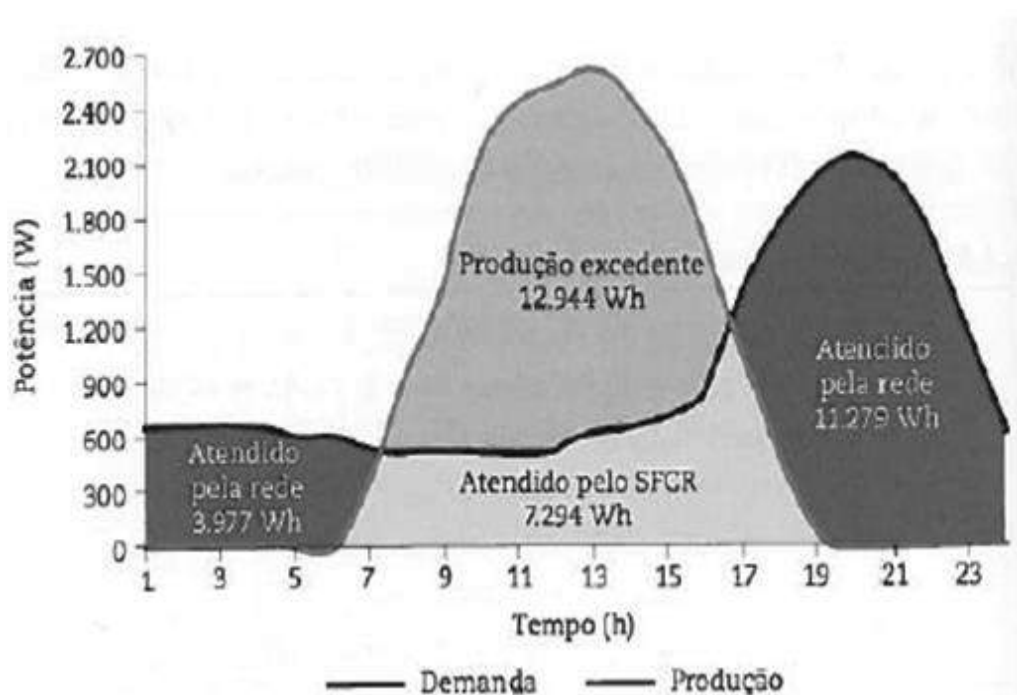


Figura 34: Comparação da curva de geração fotovoltaica típica e da curva de carga residencial típica.

Fonte: Zilles et al., 2012.

O gráfico da Figura 34 ilustra a curva de carga de uma residência, que utiliza a geração fotovoltaica. A potência excedente gerada pelo sistema fotovoltaico (Produção excedente) que em comparação ao consumo da residência (Atendido pelo SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) aproximadamente 64% foi injetada na rede da concessionária.

O consumo da residência utilizando a energia proveniente da concessionária (Atendido pela rede) é realizado no período da noite, no exemplo da Figura 34,

então a tributação de toda a energia consumida da rede vai ser tributada em relação à energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

Quando for aplicado o Convênio ICMS 6 para posterior compensação, supõe-se que para o setor comercial o consumo seja mais simultâneo à geração, para fins de cálculo do estudo realizado por Zilles et. al. (2012), do montante da geração excedente (64%) apenas 10% serão compensados.

2.4.4 Certificação e normatização

O INMETRO publicou a portaria nº004, de 4 de janeiro de 2011 (INMETRO, 2011), que define os “Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”, aplicável para módulos, controladores de carga, inversores e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga.

Foi estabelecido que a partir de julho de 2012 os sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica deverão ser comercializados, no mercado nacional, somente em conformidade com os requisitos ora aprovados.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), por sua vez, publicou recentemente quatro normas relacionadas ao tema, visando maior segurança e padronização das instalações:

- **ABNT NBR IEC 62116:2012:** Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- **ABNT NBR 16149:2013:** Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- **ABNT NBR 16150:2013:** Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade e
- **ABNT NBR 16274:2014:** Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

2.5 SOFTWARES DE DIMENSIONAMENTO

2.5.1 Homer

O software para dimensionamento e simulações de fontes renováveis, o Homer, é o mais utilizado no mercado, disponível para *download* e gratuito para testes. O *software* é adequado para a realização de rápida pré – viabilidade, otimização e análise de sensibilidade em várias possíveis configurações das fontes renováveis (SINHA; SHANDEL, 2014).

O Homer foi desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL), EUA, que pode ser utilizado tanto *on-line* como *off-line*, e desde sua disponibilidade na rede, que foi 1993, foram realizados mais de 80.000 downloads, contabilizando todos os países disponíveis, que são 193 (HOMER ENERGY, 2013).

Como plataforma computacional, o Homer utiliza o Windows em linguagem visual C++ de programação. O *software* utiliza um modelo anisotrópico HDKR (Hay, Davies, Klucher e Reindl) para sistemas fotovoltaicos.

O Homer permite a entrada de dados como custos dos componentes, disponibilidade de recursos, dados manufaturados, etc, e simula diferentes sistemas de configurações gerando resultados com uma lista de possíveis configurações ordenados pelo valor presente líquido. Este software tem capacidade de simular um sistema gerador para $8760 \text{ horas.ano}^{-1}$.

O software também exhibe os resultados da simulação em uma ampla variedade de tabelas e gráficos que ajuda a comparar diferentes configurações e avaliá-las sob a viabilidade técnica e econômica. Ele também pode determinar configurações de sistemas geradores conhecendo apenas os dados econômicos.

As tabelas e gráficos feitos no *software* podem ser exportados. O Homer tem sido amplamente utilizado na literatura para a otimização de sistemas de energias renováveis e sistemas híbridos, além de ser utilizado em vários estudos de caso. Na Figura 35 pode ser vista uma representação esquemática do Homer.

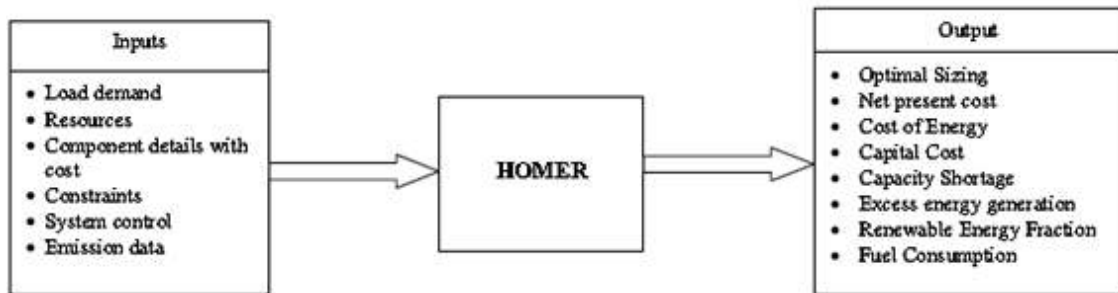


Figura 35: Representação esquemática do Homer.
Fonte: Sinha; Shandel, 2014.

A última versão atualizada do Homer é a 2.81, de novembro de 2010. As principais limitações do Homer são (SINHA; SHANDEL, 2014):

- Permite apenas uma única função objetivo para minimizar o Valor Presente Líquido (VPL). Assim, os problemas multi – objetivos não podem ser formulados;
- Após o processo de otimização o Homer faz o gráfico para o sistema otimizando as configurações com base em VPL, e não classifica os sistemas híbridos por custo nivelado de energia;
- Não considera a profundidade de descarga (PD) do banco de baterias, que desempenha um papel importante na otimização do sistema híbrido, sendo que a vida útil do banco de baterias diminui com o aumento da PD.

2.5.2 Hybrid 2

Hybrid 2 foi desenvolvido pela Renewable Energy Research Laboratories (RERL), da Universidade de Massachusetts, EUA, com o apoio do Laboratório Nacional de Energia Renováveis (CEERE, 2013). Após o lançamento do Hybrid1 em 1994, o Hybrid2 foi desenvolvido em 1996, atualmente da versão 1.3b. Seu *download* pode ser realizado direto no site do desenvolvedor e instalado com a aquisição de um chave numérica.

Hybrid 2 faz uso de modelo probabilístico que utiliza métodos estatísticos para explicar as intervariações de sistemas de energia renováveis por passo de tempo, e pode realizar o desempenho detalhado de longo prazo, realizando análise

econômica e prevendo o desempenho de vários sistemas híbridos (SINHA; SHANDEL, 2014).

Este *software* é programado em Microsoft Visual Basic e usa um banco de dados Microsoft Access. Hybrid 2 tem uma disposição de simulações de séries temporais de intervalos de tempo tipicamente entre 10 minutos e 1 hora.

O *software* permite simular sistemas constituídos por até três geradores distintos, que são eles:

- Turbinas eólicas;
- Módulos fotovoltaicos;
- Turbina diesel.

O armazenamento é restrito para bancos de bateria. O *software* permite ainda o uso de inversores e a simulação de uma carga.

Hybrid 2 é formado por quatro partes principais, o Graphical User Interface (GUI), o módulo de simulação, o módulo de Economia e o Graphical Results Interface (GRI). O GUI é uma ferramenta muito prática para o desenvolvimento de projetos, mantendo uma estrutura organizada.

A simulação econômica em módulos permite que o usuário execute simulações e também permite verificar erros de entrada. O *software* disponibiliza dados detalhados através da ferramenta GRI. A Figura 36 apresenta um diagrama esquemático do Hybrid 2.

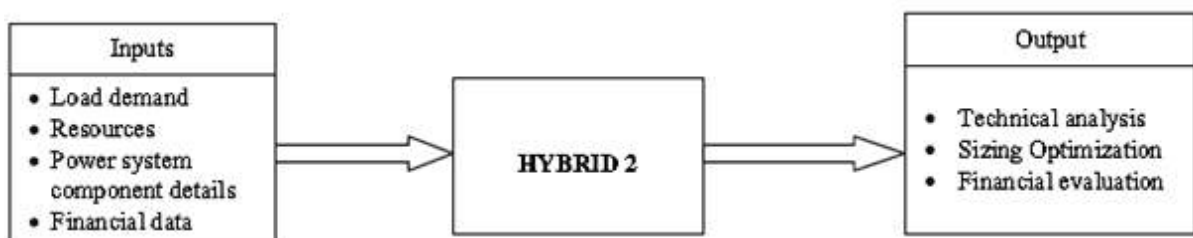


Figura 36: Representação esquemática do Hybrid 2.
Fonte: Sinha; Shandel, 2014.

Um ponto negativo deste *software* é o acesso limitado a parâmetros disponíveis e a falta de flexibilidade, mas por outro lado apresenta uma biblioteca com vários dados de recursos (SINHA; SHANDEL, 2014).

Ao contrário do Homer, o Hybrid 2 exige uma chave numérica para a instalação, também para a versão Demo (MANWELL et al., 2006; GREEN; MANELL, 1995).

2.5.3 RETScreen

RETScreen é uma ferramenta de estudo de viabilidade, sendo um *software* livre para *download*, desenvolvido pelo Ministério de Recursos Naturais, Canadá (RETSCREEN, 2013). O *software* realiza simultaneamente análise financeira e os benefícios ambientais de diferentes fontes geradoras de energia renovável para qualquer lugar do mundo. Este *software* utiliza linguagem Visual Basic e C como plataforma de trabalho.

A Figura 37 exibe a representação esquemática do *software* RetScreen. O *software* foi lançado em 1998 para aplicações Grid_tie. O RETScreen também realiza análise de sistemas fotovoltaicos Off_grid, bem como sistemas isolados híbridos e de bombeamento de água.

O *software* dispõe de uma base de dados de mais de 6000 estações terrestres, o que inclui índices de radiação solar, mapas de recursos de energia, que contém a velocidade do vento dos locais disponíveis e dados de hidrologia. Dados técnicos dos produtos, como detalhes de módulos fotovoltaicos e curvas de potência de turbina eólica, também são disponíveis.

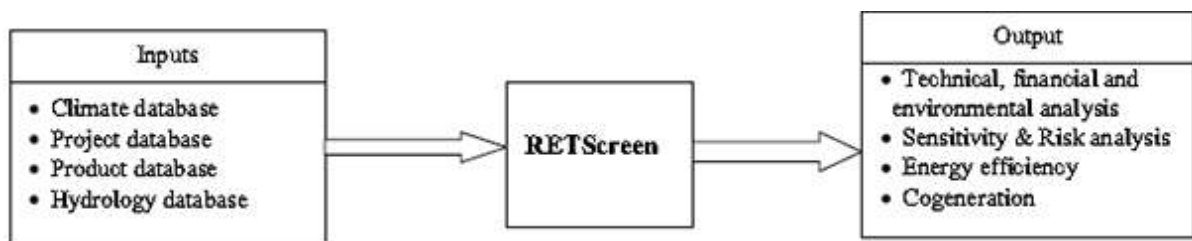


Figura 37: Representação esquemática do RETScreen.
Fonte: Sinha; Shandel, 2014.

O banco de dados climatológico da NASA, também está disponível no *software*. O *software* trabalha com mais de 30 idiomas e oferece duas versões separadas, RETScreen 4 e RETScreen Plus. RETScreen 4 é uma ferramenta de *software* de análise de projeto de energia baseado no Microsoft Excel, que pode determinar a viabilidade técnica e econômica das energias renováveis, a eficiência energética e projetos de cogeração (SINHA; SHANDEL, 2014).

Há uma série de planilhas para a realização de uma análise detalhada do projeto, incluindo a modelagem de energia, análise de custos, análise de emissão, análise financeira e sensibilidade e análise de risco. RETScreen é utilizado para a análise de diferentes tipos de tecnologias de energias renováveis (RETS), abrangendo principalmente a produção de energia, custos de ciclo de vida e redução da emissão de gases de efeito estufa.

RETScreen Plus é uma ferramenta de gestão de energia baseado no Windows, para estudar o desempenho do sistema de energia empregado. O requisito mínimo do software é o Microsoft Windows 2000 da Microsoft.

As principais limitações do RETScreen são (SINHA; SHANDEL, 2014):

- Não leva em conta efeitos da temperatura para análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos;
- Não apresenta função de importação de dados;
- Opções limitadas de recursos de pesquisa, recuperação e visualização;
- Há alguns problemas com as planilhas de dados;
- Não suporta cálculos mais avançados.

2.5.4 iHOGA

O Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithm (iHOGA), anteriormente conhecido como HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithm), é uma ferramenta de *software* de otimização para sistemas híbridos desenvolvido em C++, criado pela Universidade de Zaragoza, Espanha (UNIZAR, 2013).

iHoga é usado para o dimensionamento de sistemas híbridos, que pode incluir módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, turbinas hidrelétricas, células de

combustível, tanques de H₂ e eletrolisadores, sistemas de armazenamento, sistemas de geração de combustíveis fósseis, etc.

O *software* calcula a geração dos painéis fotovoltaicos permitindo a variação da inclinação dos mesmos, sendo que a venda da energia pode ser simulada no próprio *software* (SINHA; SANHDEL, 2014).

Na Figura 38 pode ser vista uma representação esquemática geral da iHOGA. A nova versão iHOGA é atualizada, e inclui efeitos de degradação, análise de sensibilidade, novas restrições, banco de dados de vários componentes, etc. O *software* apresenta duas versões que recebem o nome de PROTH e EDU (unizar, 2013).

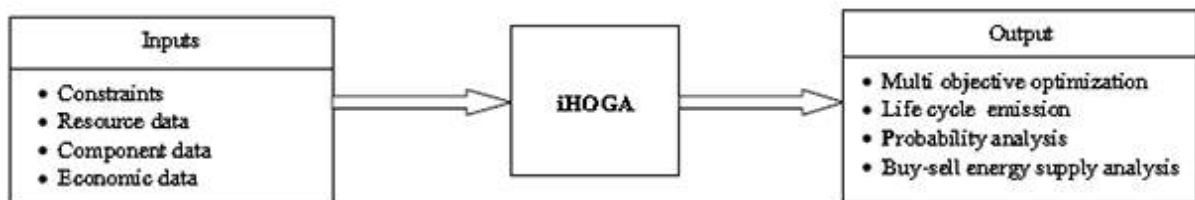


Figura 38: Representação esquemática do iHOGA.
Fonte: Sinha; Shandel, 2014.

PROTH é uma versão paga que pode ser usada sem qualquer limitação com todos os recursos e suporte técnico completo, enquanto que a versão EDU é livre e pode ser usado apenas para fins de formação ou de ensino, e não é permitida em projetos de engenharia, projetos de instalações e em qualquer trabalho envolvendo transações econômicas.

As limitações da versão EDU são (SINHA; SHANDEL, 2014):

- Só pode simular dentro de uma carga média diária total de 10kWh;
- A análise de sensibilidade não está inclusa;
- A Análise de probabilidade não está inclusa.

2.5.5 Insel

A linguagem de modelagem gráfica de uso geral Insel (Integrated Simulation Environment Language) foi desenvolvido pela Universidade de Oldenburg, Alemanha, que permite aos usuários realizar uma estrutura com a ajuda de sua biblioteca com um tempo de execução especificado pelo usuário (INSEL, 2013).

Este *software* tem seu próprio banco de dados de parâmetros meteorológicos de quase 2000 locais em todo o mundo. Para sistemas fotovoltaicos e sistemas térmicos dados referentes à radiação solar, temperatura, umidade e velocidade do vento podem ser gerados usando este *software*, a partir dos valores médios de um mês, para qualquer localização e orientação.

Este *software* de simulação tem a flexibilidade de criar modelos de sistemas e gerar configurações para o planejamento e monitoramento de sistemas de energia elétrica e térmica. Sistemas solares térmicos também podem se simulados no INSEL.

2.5.6 Trnsys

Em 1975, a Universidade de Wisconsin e a Universidade do Colorado (EUA) desenvolveram em conjunto o *software* de simulação de sistemas de energia chamado Transient Energy System Simulation Program (Trnsys) (WISC, 2013).

Trnsys foi inicialmente desenvolvido para simulação de sistemas térmicos, mas com uma extensão de mais de 35 anos, foi sofrendo atualizações que ampliaram sua área de atuação.

Ele tem agora incluído sistemas fotovoltaicos, sistemas de concentração solar, além de outras formas de aproveitamento de geração térmica, tornando-o um simulador híbrido. Este programa de simulação é desenvolvido para a modelagem de energia térmica com base no código Fortran.

O Trnsys não fornece opções de otimização, mas realiza simulações de alta precisão com gráficos e outros detalhes. O *software* é usado em sistemas solares (sistemas solares térmicos e fotovoltaicos), edifícios de baixo consumo de energia,

sistemas de energia renovável, cogeração, células de combustível, etc (SINHA; SHANDEL, 2014).

Na Figura 39, pode ser vista uma representação esquemática da arquitetura geral do Trnsys. A última versão de TRNSYS é 17.1, lançada em junho de 2012. O *software* não é gratuito.

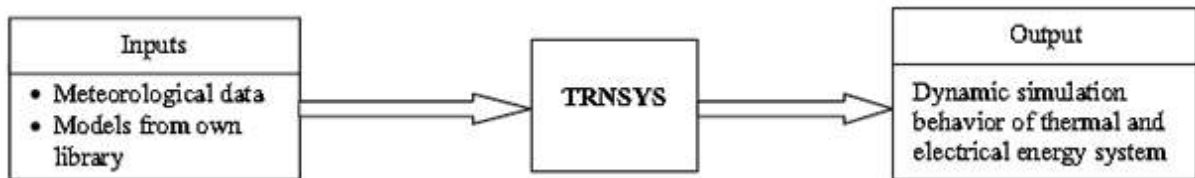


Figura 39: Representação esquemática da arquitetura geral do Trnsys.
Fonte: Sinha; Shandel, 2014.

2.5.7 iGrhyso

O iGrhyso (Improved Grid-connected Renewable HYbrid Systems Optimization) (UNIZAR, 2013) é a versão melhorada do GRHYSO, desenvolvido em C++ para a otimização de sistemas Grid_tie híbridos de energias renováveis.

O *software* está disponível apenas em língua espanhola. iGrhyso simula e otimiza vários sistemas de energia renováveis como a fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, etc., com baterias de armazenamento, utilizando diferentes tecnologias, como o hidrogênio.

O site da NASA (NASA, 2013) está conectado ao iGrhyso, o que torna útil a importação de dados de irradiação, velocidade do vento e temperatura. Os efeitos da temperatura sobre a geração fotovoltaica podem ser estudados utilizando o *software*. Esta ferramenta também considera diferentes tipos de venda/compra de eletricidade a partir da rede. A TIR (Taxa Interna de Retorno) pode ser calculada. O *software* pode exportar dados de simulação no formato Excel.

2.5.8 Hybrids

O Hybrids é uma ferramenta para a avaliação de sistemas de energias renováveis e design do sistema. Este *software* é baseado na planilha do Microsoft

Excel, e é comercialmente disponível, produzido por Solaris Homes (SINHA; SHANDEL, 2014). O *software* exige, como dados de entrada, demanda média diária e dados ambientais estimados para cada mês do ano.

O *software* apenas avalia uma configuração de cada vez, ou seja, não aceita sistemas híbridos, e não foi desenvolvido para proporcionar uma configuração otimizada. O usuário pode melhorar o design de projetos de sistemas de energias renováveis utilizando o Hybrids.

2.5.9 Rapsim

Em 1996, o Instituto Universitário de Pesquisa Energética (MUERI), Austrália, desenvolveu o Remote Area Power Simulator, ou Rapsim, que é um pacote de *software* baseado no Windows para sistemas híbridos (SINHA; SHANDEL, 2014).

O *software* pode simular o desempenho de uma variedade de sistemas híbridos, que podem ser compostos por geradores fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a diesel, sendo o armazenamento realizado por banco de baterias.

A radiação solar, velocidade do vento, temperatura ambiente, simulação de carga, etc, são os principais insumos requeridos pelo *software*. Em 1997, a versão 2 deste *software* estava disponível, mas não há informações confiáveis se o *software* continua recebendo atualizações (PATEL; PRYOR, 2001).

2.5.10 Somes

O Somes ou Modes Simulation and Optimization Renewable Energy Systems, foi desenvolvido em 1987 pela Universidade de Utrcht, Holanda. O *software* simula os sistemas com base horária, com uma produção média de energia elétrica a partir dos geradores de energias renováveis.

O modelo pode executar tarefa de otimização para pesquisar menores custos de eletricidade dentro das restrições definidas. O Somes apresenta em seu banco de dados, insumos meteorológicos, de carga, etc, para obter um desempenho técnico e econômico de um determinado sistema gerador (SINHA; SHANDEL, 2014).

2.5.11 Solstor

A Sandia National Laboratory (SNL) desenvolveu o Solstor no final de 1970 e início de 1980 para a realização de análise econômica de otimização para diferentes configurações de sistemas híbridos (ARONSON; CASKEY, D; CASKEY, B, 1981), o Solstor.

O *software* inclui componentes de energia renováveis como módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, etc., baterias de armazenamento e outras opções de condicionamento de energia. A rede elétrica ou um gerador de queima de combustível também podem ser usados como *backup* de eletricidade.

O Solstor pode minimizar o custo da produção de energia, permitindo escolher as dimensões e potência dos componentes do sistema fotovoltaico e também dos componentes da geração eólica (SINHA; SHANDEL, 2014). O *software* realiza análises de sistemas Grid_tie e Off_grid.

2.5.12 Hysim

Hysim é um modelo de simulação de energia híbrido desenvolvido pela Sandia National Laboratory (KLISE; STEIN, 2009), em 1987, para análises de sistemas híbridos Off_grid, de geradores fotovoltaicos e geradores a diesel com armazenamento em bateria com uma boa confiabilidade do sistema.

O Hysim realiza análises financeiras, incluindo a vida útil do sistema, do combustível, custo nivelado de energia, custos de operação e manutenção e comparações entre diferentes configurações.

2.5.13 Hybsim

O HybSim, desenvolvido pela Sandia National Laboratory, é um *software* para sistemas híbridos Off_grid. O qual realiza análises de custos. Para a simulação o *software* aceita tanto combustíveis fósseis quanto renováveis (KENDRIK et al., 2003).

O *software* requer dados detalhados da carga, características da bateria, detalhes econômicos de todo o sistema e as características meteorológicas. O HybSim pode usar dados medidos em intervalos de 15 min (SINHA; SHANDEL, 2014).

O HybSim compara custos de várias combinações de componentes do sistema, e avalia o desempenho dos mesmos. A primeira versão do HybSim, que está disponível desde o ano de 2005, ainda recebe atualizações.

2.5.14 Ipsys

A Ferramenta de Sistema de Energia Integrado denominado IPSYS é um *software* de modelagem de simulações de sistemas híbridos para sistemas Off_grid. O *software* dispõe de uma biblioteca de componentes, e é capaz de realizar a simulação da geração de eletricidade através de módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a diesel, baterias de armazenamento de energia, hidro-reservatórios, células de combustível, bem como gás natural.

O Ipsys foi desenvolvido através da linguagem C++, sendo que não há nenhuma opção de interface gráfica disponível, apenas alguns *scripts* podem ser usados para analisar os resultados (RISOE, 2013; IEA, 2013).

2.5.15 Hysys

O Hybrid Power System Balance Analyser (Hysys), é uma ferramenta de simulação híbrida desenvolvida pelo grupo de tecnologia eólica, do Centro de Investigaciones Energeticas, Medioambientalesy Technologicas (CIEMAT), um instituto da Espanha.

O *software* realiza o dimensionamento, a análise técnica e financeira a longo prazo de sistemas híbridos Off_grid, compreendendo principalmente módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas e geradores a diesel. O *software* pode se comunicar com o Matlab. A versão 1.0 foi desenvolvida e disponibilizada em 2003, mas atualmente apenas o CIEMAT está utilizando (IEA, 2013).

2.5.16 Dymola/Modelica

O Dymola/Modelica é usado pelo Instituto Fraunhofer de Energia Solar (ISE) da Alemanha para a modelagem de sistemas híbridos de geradores fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a diesel, células de combustível e armazenamento em baterias (SINHA; SHANDEL, 2014).

A entrada de dados do *software* exige informações de radiação solar e velocidade do vento do local em pesquisa. Ele pode avaliar os custos da vida útil do sistema e calcular o custo nivelado de energia. Porém não existem atualizações disponíveis (ARONSON; CASKEY, D; CASKEY, B, 1981).

2.5.17 Ares

Autonomous Renewable Energy Systems (Ares) é um *software* desenvolvido pela escola de Cardiff de Engenharia da Universidade do País de Gales, Reino Unido, para a simulação de sistemas híbridos para módulos fotovoltaicos, aerogeradores e o armazenamento em baterias.

Este *software* é capaz de calcular a probabilidade de perda de carga do banco de baterias e a autonomia do sistema através da previsão da tensão da bateria de armazenamento. O *software* tem duas versões: Ares-I, e uma versão modificada por Morgan et al. (1997), que é o Ares-II.

2.5.18 Solsim

Fachhochschule Konstanz (Alemanha) desenvolveu o *software* chamado Solsim (IBRAHIM et al., 2011) para simulação de sistemas de energias renováveis. O *software* permite utilizar módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a diesel, armazenagem em baterias e sistemas de bioenergia, tanto para gerar eletricidade quanto para a geração térmica.

O *software* realiza análises econômicas com poucas opções de controle, embora permita grande quantidade de dados, tratam-se de dados de entrada muito específicos, dificultando o ajuste da simulação.

A grande quantidade de dados criados a partir de cada simulação, pode ser exibida tanto em intervalos horários, diários, semanais ou mensais, incluindo interface gráfica como uma característica que torna o programa didático (SCHAFFRIN et al., 1998). Atualmente o *software* encontra-se indisponível.

2.5.19 Híbrid Designer

O Híbrido Designer (SCHAFFRIN et al., 1998) foi desenvolvido pelo Centro de Energia e Desenvolvimento de Pesquisa (EDRC) da Universidade de Cape Town da África do Sul, e foi financiado pelo Departamento de Minas e Energia Sul Africano.

Esta ferramenta é usada principalmente para aplicações em sistemas Off_grid e contem apenas dados climatológicos da África do Sul. É um *software* de fácil utilização, baseado em algoritmo genético (SINHA; SHANDEL, 2014).

O Híbrido Designer pode simular diferentes fontes, como a energia fotovoltaica, gerador eólico, sistemas de armazenamento (bateria) e motor gerador, produzindo uma solução completa com os aspectos técnicos e os custos do ciclo de vida do sistema.

3. MATERIAL E MÉTODOS

O objetivo da ferramenta de cálculo desenvolvida é dimensionar sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Grid_tie) e isolados (Off_grid). O desenvolvimento da ferramenta computacional foi realizado utilizando o *software* MATLAB (Matrix Laboratory, Mathworks, Inc., versão R2013a)

Para desenvolver as telas da ferramenta de cálculo, foi utilizada a Tool Box GUI (Graphical User Interfaces). A GUI contém controles como menus, barras de ferramentas, botões e controles deslizantes, permitindo ao usuário executar o aplicativo desenvolvido (MATLAB GUI, 2017).

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos depende, dentre outros fatores, das características climatológicas do local ou região onde o projeto será idealizado. Dentre as características climatológicas, conhecer a radiação solar incidente do local ou região é a primeira etapa dentre as fases do dimensionamento fotovoltaico.

Tendo conhecimento dos índices de radiação solar, pode-se também decidir a viabilidade técnica e econômica de um projeto fotovoltaico, pois o valor da incidência da radiação solar é proporcional à potência de geração do painel fotovoltaico.

As características descritas são semelhantes para as duas configurações abordadas neste trabalho de sistemas fotovoltaicos: Grid_tie (sistemas interligados à rede), dependentes da rede da concessionária, e sistemas Off_grid (sistemas isolados), independente de outra fonte de energia. O que difere, se tratando das etapas do dimensionamento, entre as duas configurações, é o cálculo da demanda que um sistema Off_grid vai precisar atender, de forma a não haver interrupções na disponibilidade de energia.

Sistemas conectados à rede (Grid_tie) podem ser projetados para atender à demanda total da edificação ou a fração desta, pois em dias de baixos índices de radiação solar, a rede da concessionária local irá suprir o consumo que o sistema fotovoltaico não tem capacidade de atender.

Situação inversa acontece em sistemas isolados (Off_grid), pois em dias com baixos índices de radiação solar e alta nebulosidade, mesmo a geração do painel fotovoltaico não atendendo a demanda, o sistema fotovoltaico faz o uso de sistemas

de armazenamento, que é normalmente realizado com baterias do tipo chumbo – ácido.

Para sistemas isolados (Off_grid), os dados de entrada repassados pelo usuário para o levantamento do consumo e demanda da edificação, será a potência dos equipamentos que farão parte da carga, o período de uso em horas por dia e a utilização mensal dos mesmos.

Todos os equipamentos apresentados ao usuário, através de uma lista, são catalogados pelo PROCEL (Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações). Estes equipamentos não especificam marca ou fabricante, apenas a potência média destes, sendo que o usuário pode acrescentar no banco de dados equipamentos que, por exemplo, vão fazer parte da carga que o sistema fotovoltaico irá atender, especificando assim a potência nominal do equipamento.

No banco de dados também consta a radiação média de alguns municípios do Estado do Paraná, provenientes do Atlas Solarimétrico Brasileiro (2000), sendo que o cadastro de novos locais também é possível de ser realizado pelo usuário.

Os equipamentos fotovoltaicos, módulos, inversores, controladores e baterias também fazem parte do banco de dados da ferramenta de cálculo, e também, neste caso, o usuário tem a opção de catalogar novos equipamentos, mesmo estes não apresentando homologação do INMETRO (com exceção dos inversores e módulos utilizados em projetos fotovoltaicos conectados à rede, onde é obrigatória a homologação do INMETRO).

O modelo matemático utilizado para o dimensionamento fotovoltaico foi proveniente do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CEPTEL – CRESESB (2014), Manual de Tecnologia, Projeto e Instalação de Sistemas fotovoltaicos (GREENPO, 2002) e o Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares (BLUESOL, 2016).

3.1 LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR DISPONÍVEL

3.1.1 Correção da radiação solar

A inclinação ideal dos módulos fotovoltaicos pode ser determinada em função da latitude do local do projeto, sendo que a configuração do sistema fotovoltaico (Grid_tie ou Off_grid) interfere no método de cálculo de inclinação. Sendo assim, é possível calcular a inclinação utilizando apenas os dados de Latitude, utilizando-se a Equação (1) para sistemas Off_grid e a Equação (2) para sistemas Grid_tie.

Para sistemas Off_grid, o módulo com maior inclinação é recomendável, pois garante maior absorção nos períodos de menor radiação solar, que são os períodos próximos ao solstício de inverno, de acordo com a Equação 2 (BLUESOL, 2016).

$$\beta = \phi + \left(\frac{\phi}{4}\right) \quad (2)$$

Onde:

β : inclinação do painel em relação ao plano horizontal;

ϕ : Latitude do local ou região (graus).

Para sistemas Grid_tie, inclinações menores propiciam maior absorção nos períodos próximos ao solstício de verão, o que eleva a geração de energia, sendo que em países com tarifas especiais para geração descentralizada, existe o benefício financeiro, de acordo com a Equação 3 (BLUESOL, 2016).

$$\beta = 3,7 + 0,69 * \phi \quad (3)$$

Onde:

β : inclinação do painel em relação ao plano horizontal;

ϕ : Latitude do local ou região (graus).

Em nenhum dos sistemas fotovoltaicos (Grid_tie ou Off_grid) é recomendável inclinações menores que 10° , pois a limpeza natural dos módulos pela precipitação atmosférica pode ser prejudicada (BLUESOL, 2016).

Na ferramenta de cálculo desenvolvida, é disponibilizado ao usuário alterar a inclinação dos módulos e o desvio azimutal dos mesmos. Para corrigir a posição dos módulos em função da alteração realizada pelo usuário, utiliza-se a metodologia de Klein, 1977.

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da radiação a cada instante, e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários (CEPEL – CRESESB, 2014).

Na Figura 40 pode ser vista uma representação das grandezas das Horas de Sol Pleno.

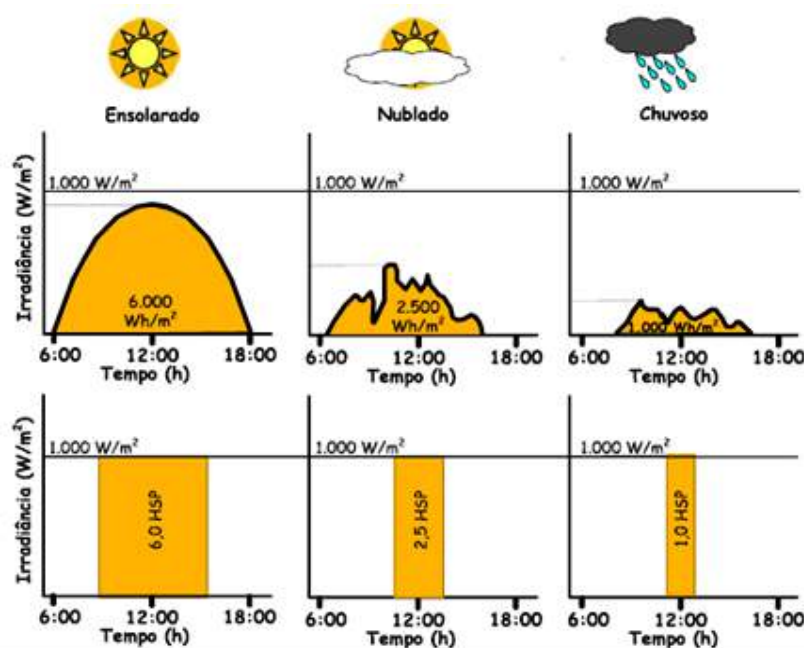


Figura 40: Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.

Fonte: Pinho et al., 2008.

Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, pode ser realizada, uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP), conforme Equação 4.

$$HSP = \frac{R_A}{1(kW/m^2)} \quad (4)$$

Onde:

HSP = Horas de Sol Pleno (h/dia);

R_A = Média da radiação solar (kWh/m² dia).

Esta grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1kW/m², de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local do projeto, acumulada ao longo de um dia.

Em base mensal, a irradiação incidente no plano dos módulos é convertida para seu valor médio diário em kWh/m². Em seguida, utiliza-se o valor numérico como HSP .

3.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS OFF_GRID

O dimensionamento de sistemas Off_grid foi realizado pelo método do mês crítico, considerando que, a partir de um balanço de energia realizado durante o ano, o mês crítico é aquele que apresenta as condições médias mais desfavoráveis para o sistema (menor radiação solar com maior utilização das cargas). Supõe-se que se o sistema funcionar adequadamente nesse mês, isso ocorrerá também para os demais meses do ano. Assim sendo, o sistema produzirá mais energia que o necessário nos outros meses, nos quais as condições médias serão mais favoráveis.

3.2.1 Demanda e o consumo de energia elétrica

Para iniciar o dimensionamento de um sistema Off_grid, é preciso conhecer a demanda e o consumo que o sistema fotovoltaico vai precisar atender. Deve ser definida a potência, a quantidade e o tempo de uso dos equipamentos.

A maneira mais tradicional para determinar o consumo de energia de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas de cada equipamento. Isto é

geralmente feito em uma planilha onde estão listados os equipamentos, junto a sua potência elétrica por onde é calculado a demanda da carga, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização por mês, de cada equipamento, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia.

Nesta fase, é disponibilizada ao usuário uma lista de equipamentos com suas respectivas potências, dados esses provenientes do PROCEL. O usuário pode inserir na lista os equipamentos que farão parte da edificação, com as respectivas potências de fábrica, ou se for o caso, informar a potência média do novo equipamento.

Por fim, caso o usuário já possua a demanda da edificação (kW) baseada em quaisquer outras metodologias de cálculo, esse valor pode ser alimentado diretamente na ferramenta de cálculo.

3.2.2 Inversor de tensão

Após definida a lista de equipamentos que farão parte da edificação, pode ser calculada a demanda que o inversor vai precisar atender. De uma forma mais conservadora, a potência do inversor pode ser especificada como sendo igual ou superior à potência instalada, que é o somatório da potência de todas as cargas do usuário.

O aplicativo permite que o usuário informe a demanda instalada dentro de um limite máximo e mínimo calculado com base nos equipamentos salvos pelo usuário. O valor máximo é o somatório das potências dos equipamentos salvos pelo usuário, e o valor mínimo é a maior potência dentre os equipamentos salvos.

Caso o usuário opte por não informar a demanda, o aplicativo sugere um valor de demanda, calculado pela lista de equipamentos salvos, que é a maior potência entre os equipamentos salvos com o acréscimo de 50% do valor da potência.

Para cargas que demandam potência de pico, como motores de indução durante a partida, é preciso ter conhecimento dessa potência, juntamente com a respectiva duração, para definir a capacidade de surto que o inversor pode suportar.

Nesta etapa o usuário deve definir também a tensão de trabalho do sistema (12, 24, 36 e 48 volts).

O inversor deve apresentar a tensão de entrada igual à tensão do sistema e a tensão c.a. de saída, conforme a necessidade das cargas a serem atendidas, normalmente 127 ou 220 V, 60 Hz.

Se o inversor selecionado não apresentar tensão de trabalho igual à definida pelo usuário, o aplicativo sugere substituir o modelo do inversor.

3.2.3 Banco de baterias

Com a lista de equipamentos definida e com os dados de consumo estabelecidos, é possível definir o consumo em Wh/dia da edificação através da Equação 5:

$$L = \frac{L_{CC}}{\eta_{bat}} + \frac{L_{ca}}{(\eta_{bat} \cdot \eta_{inv})} \quad (5)$$

Onde:

L_{CC} : quantidade de energia consumida diariamente em corrente contínua em determinado mês (Wh/dia);

L_{ca} : quantidade de energia consumida diariamente em corrente alternada no mesmo mês (Wh/dia);

η_{bat} : eficiência global da bateria (decimal);

η_{inv} : eficiência do inversor (decimal).

Após ser definido o consumo da edificação e a tensão de trabalho do sistema fotovoltaico (12, 24, 36 ou 48 volts), pode ser calculada a capacidade do banco de baterias, através da Equação 6.

$$CB_{c20}(wh) = \frac{(L \cdot N)}{pd} \quad (6)$$

Onde:

CB_{C20} : é a capacidade do banco de baterias em Wh para o regime de descarga em 20 horas (Wh);

L : calculado de acordo com a Equação 5;

N : é o número de dias de autonomia (o qual varia em função da região onde se instala o sistema), tipicamente entre 2 e 4 (aconselha-se não ser menor que 2).

pd : profundidade de descarga da bateria.

O número de dias de autonomia é o período que o banco de baterias irá atender à edificação independente da geração fotovoltaica. Isso acontece em dias de alta nebulosidade e de baixos índices de radiação solar. Este dado de entrada é informado pelo usuário.

Depois de calculada a capacidade em Wh do banco de baterias, pode-se calcular a capacidade em Ah pela Equação 7.

$$CBI_{c20}(Ah) = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \quad (7)$$

Onde:

CBI_{C20} : é a respectiva capacidade em Ah;

V_{sist} : tensão do sistema de armazenamento.

Após o cálculo da capacidade do sistema de acumulação, a determinação do número de baterias em paralelo é realizada pela Equação 8.

$$N^{\circ} \text{ baterias}_{paralelo} = \frac{CBI_{c20}}{CBI_{bat}} \quad (8)$$

Onde:

$N^{\circ} \text{ baterias}_{paralelo}$: número de baterias conectadas em paralelo;

CBI_{bat} : representa a capacidade da bateria selecionada, em Ah, no mesmo regime de descarga do valor calculado na Equação 7.

A quantidade de baterias conectadas em série, que depende da tensão nominal do sistema, é obtida pela Equação 9.

$$N^{\circ}baterias_série = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (9)$$

Onde:

V_{sist} : é a tensão do sistema de armazenamento;

V_{bat} : é a tensão nominal da bateria.

3.2.4 Painel e módulos fotovoltaicos

Com os dados da Equação 5, calcula-se o valor médio diário de energia requerida para cada um dos meses do ano. A potência necessária para o painel fotovoltaico, por sua vez, é obtida através da Equação 10.

$$P_m = \frac{L}{HSP \cdot Red_1 \cdot Red_2} \quad (10)$$

Onde:

L : quantidade de energia consumida diariamente no mês (Wh/dia) (obtida pela Equação 5);

HSP : horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico do mês (h/dia);

Red_1 : fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; ii) degradação física permanente ao longo do tempo; iii) tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; iv) perdas devido à temperatura. A este fator Red_1 atribui-se, por *default*, o valor de 0,75 (decimal), para módulos fotovoltaicos de c-Si;

Red_2 : fator de *derating* da potência devido às perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc. A este valor recomenda-se, como *default*, o valor de 0,9 (decimal).

A definição da tensão de trabalho do sistema no início do dimensionamento (3.2.2) permite ao aplicativo calcular o número de módulos em série necessários para atender a tensão do sistema, sendo que, se o controlador de carga selecionado pelo usuário não apresentar tensão de trabalho igual à definida, o aplicativo avisa ao usuário para substituir o modelo.

A determinação do número de módulos em série (Equação 11), deve considerar, além da tensão do sistema (V_{sist}), a tensão de máxima potência dos mesmos, quando estiverem operando na temperatura mais elevada prevista para o local ou região do projeto ($V_{mpTmáx}$).

$$N^{\circ} \text{módulos_série} = \frac{1,2 \cdot V_{sist}}{V_{mpTmáx}} \quad (11)$$

Onde:

$N^{\circ} \text{módulos_série}$: Número de módulos fotovoltaicos em série para alcançar a tensão do sistema de armazenamento;

V_{sist} : Tensão do sistema de armazenamento;

$V_{mpTmáx}$: Tensão de máxima potência para a maior temperatura prevista para o local ou região, onde os módulos vão ser instalados.

A tensão de máxima potência para a maior (ou menor) temperatura prevista é calculada pela Equação 12.

$$V_{mpTmáx}(\text{ou } V_{mpTmín}) = V_{mp} \cdot [1 + \beta \cdot (T - 25)] \quad (12)$$

Onde:

V_{mp} : tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico;

T (°C): máxima ou mínima temperatura de trabalho prevista para o módulo fotovoltaico (°C);

β : coeficiente que relaciona a variação da tensão produzida em relação à temperatura do painel. O valor de Beta é diferente para cada modelo de módulo (decimal).

O coeficiente 1,2 da Equação 11 considera que um módulo fotovoltaico tem que carregar uma bateria até uma tensão 20% acima da nominal (por exemplo, uma bateria de 12 volts de chumbo – ácido tem uma tensão de carregamento em torno de 14,4 volts e de equalização de 14,7 volts, considerando-se, ainda, alguma perda ôhmica).

A partir da potência dos painéis (P_m) calculada pela Equação 10, obtém-se, a seguir, por meio da Equação 13, a corrente que deve ser gerada pelo painel fotovoltaico.

$$I_m = \frac{P_m}{V_{sist}} \quad (13)$$

Onde:

I_m : corrente do painel fotovoltaico;

P_m : potência do painel fotovoltaico (Equação 10);

V_{sist} : tensão nominal do sistema. Essa tensão é igual à tensão nominal do banco de baterias, que é igual ao número de baterias conectadas em série, vezes a tensão nominal de cada bateria.

Pode-se então calcular o número de módulos a serem conectados em paralelo pela Equação 14:

$$N^\circ \text{ módulos_paralelo} = \frac{I_m}{I_{sc} * 1,25} \quad (14)$$

Onde:

$N^\circ \text{módulos_paralelo}$: número de módulos em paralelo para atender o sistema de armazenamento;

I_m : corrente do painel fotovoltaico (Equação 13);

I_{sc} : corrente de curto – circuito do módulo fotovoltaico.

É considerada a corrente de curto – circuito do módulo fotovoltaico acrescida de um fator mínimo de segurança de 25%, assumindo que o módulo pode receber uma radiação de até 1.250 W/m^2 (ainda que por curtos períodos). Se a corrente gerada pelos módulos ultrapassar o produto da soma dos controladores em paralelo (se for o caso) o aplicativo informa ao usuário para que substitua o modelo do módulo fotovoltaico.

3.2.5 Controlador de carga

A Equação 15 permite obter o número necessário de controladores em paralelo, considerando a corrente máxima do controlador (I_{ctl}).

$$N^{\circ}controladores_paralelo = \frac{I_m}{I_{ctl}} \quad (15)$$

Onde:

$N^{\circ}controladores_paralelo$: número de controladores conectados em paralelo necessários para atender o sistema;

I_m : calculado de acordo com a Equação 13;

I_{ctl} : corrente máxima de entrada (*input*) do controlador.

O valor obtido I_m pela Equação 13 é o valor da corrente no ponto de máxima potência I_{mp} que o gerador fotovoltaico deve fornecer.

3.3 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS GRID_TIE.

3.3.1 Potência do painel fotovoltaico

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico de forma otimizada, deve-se levantar o consumo médio diário anual da edificação (Wh/dia). Este dado pode ser calculado pelo histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica emitidas pela distribuidora local.

A potência de um microgerador que compõe um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (Grid_tie) pode ser calculada pela Equação 16, onde se pode escolher a fração da energia elétrica consumida, ou a total, que se pretende suprir com o sistema fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{\left(\frac{E-E_{tf}}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (16)$$

Onde:

P_{FV} : potência de pico do painel fotovoltaico (Wp);

E : consumo diário médio anual da edificação (Wh/dia);

E_{tf} : consumo diário médio anual referente a tarifa do consumo mínimo cobrado pela concessionária. Para sistemas 3Ø, é tarifado um valor mínimo mensal equivalente a 100kWh/mês, independente da utilização. Para sistemas bifásicos a 3 (três) condutores é tarifado 50kWh/mês e para sistemas monofásicos ou bifásicos a 2 (dois) condutores é tarifado 30kWh/mês. Estes valores são aplicáveis para consumidores do grupo B (REN n°414).

TD : taxa de desempenho (adimensional);

HSP_{MA} : média diária anual das Horas de Sol Pleno (HSP) incidente no plano do painel fotovoltaico (h/dia).

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (ou em inglês *Performance Ratio - PR*), que é definida como a relação

entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema fotovoltaico, por levar em consideração a potência real do sistema em condições reais de operação e todas as perdas envolvidas, como:

- Perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento;
- Sujeira na superfície do painel;
- Sombreamento;
- Eficiência do inversor;
- Carregamento do inversor;
- Descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas);
- Resposta espectral;
- Temperatura operacional, etc.

Para sistemas conectados à rede (Grid_tie), bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontrada no Brasil (CEPEL – CRESESB, 2014).

3.3.2 Inversor de tensão

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal (P_{NCA}) do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico (P_{FV}), como mostra a Equação 17.

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FV}} \quad (17)$$

Onde:

FDI : fator de dimensionamento do inversor (adimensional);

P_{NCA} : potência nominal em corrente alternada do inversor (W);

P_{FV} : potência pico do painel fotovoltaico (Wp) (Equação 16).

A potência, tanto do painel fotovoltaico quanto do inversor, deve ser ajustada de modo que o *FDI* do inversor tenha a melhor relação custo/benefício. O *FDI* depende do inversor selecionado, da tecnologia do módulo fotovoltaico, da orientação e inclinação do painel, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local.

A otimização do *FDI* exige simulação numérica, que deve ser realizada utilizando-se dados horários de radiação e temperatura ambiente. Análise de literatura mostra que os valores inferiores de *FDI* recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05 (CEPEL – CRESEB, 2014).

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento.

O cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção, pois a máxima tensão nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de se danificar o equipamento. A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel FV está ainda em circuito aberto (V_{oc}), em baixas temperaturas.

Isto pode acontecer durante o período de inverno, ainda no nascer do sol, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura do gerador FV, e o inversor ainda não se conectou à rede, em virtude da baixa irradiância, ou em função de uma falha na rede, que automaticamente desconecta o sistema deixando os módulos em circuito aberto.

O máximo número de módulos fotovoltaicos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela Equação 18, pela razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno. O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, a qual é informada nas folhas de dados técnicos do fabricante, e normalmente é em torno de 1000V (CEPEL – CRESEB, 2014).

$$N^{\circ}módulos_série \cdot V_{ocTmín} < V_{inmáx} \quad (18)$$

Onde:

$N^{\circ}módulos_série$: número de módulos fotovoltaicos conectados em série;

$V_{inmáx}$: máxima tensão admitida pela entrada (*input*) do inversor;

$V_{ocTmín}$: tensão em circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista.

Durante o verão, a temperatura dos módulos fotovoltaicos no Brasil, pode atingir valores superiores a 70°C, tendo como consequência à redução da tensão c.c. do sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. Deve-se, portanto, avaliar se o painel fotovoltaico possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel seja superior à mínima tensão do sistema MPPT do inversor. Caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de MPPT do inversor, a sua eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua desconexão.

O número de módulos conectados em série pode ser calculado através da Equação 19.

$$\frac{Vi_{MPPTmín}}{V_{mpTmáx}} < N^{\circ}módulos_série < \frac{Vi_{MPPTmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (19)$$

Onde:

$Vi_{MPPTmín}$: mínima tensão de operação do MPPT de entrada (*input*) do inversor;

$Vi_{MPPTmáx}$: máxima tensão de operação do MPPT de entrada (*input*) do inversor;

$V_{mpTmín}$: tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista;

$V_{mpTmáx}$: tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaicos na maior temperatura de operação prevista.

As tensões de máxima potência do módulo para diferentes temperaturas são estimadas pela Equação 15.

3.3.3 Corrente máxima c.c. do inversor

O inversor possui uma corrente máxima de entrada c.c. para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em paralelo, com auxílio da Equação 20.

$$N^{\circ}módulos_{paralelo} = \frac{Ii_{máx}}{I_{sc}} \quad (20)$$

Onde:

$N^{\circ}módulos_{paralelo}$: número máximo de módulos FV conectados em paralelo;

$Ii_{máx}$: corrente máxima admitida na entrada (*input*) do inversor;

I_{sc} : corrente de curto – circuito do módulo fotovoltaico nas condições previstas de temperatura.

3.4 ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica dos sistemas dimensionados é feita a partir do levantamento dos custos de aquisição, de instalação, de manutenção e de consumo de energia auxiliar da concessionária local (este último, para o caso de sistemas Grid_tie). O custo de aquisição contempla o custo dos módulos fotovoltaicos, dos controladores de carga, inversores e baterias.

O custo de instalação é calculado com base em um percentual sobre o custo de aquisição do sistema que é informado pelo usuário. Há também a opção de o usuário informar o custo real da instalação, sendo este valor apenas somado ao custo de aquisição.

O custo anualizado é calculado individualmente para cada equipamento. O cálculo contempla a vida útil do equipamento o custo total de aquisição por equipamento e a TMA (Taxa Mínima de Atratividade).

O custo com energia leva em consideração o consumo mensal (kWh) da edificação, a tensão contrada pela mesma e o custo do kWh.

Como critérios de decisão são utilizados o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado (PBD).

3.4.1 Valor Presente Líquido

De acordo com Hoji (2010), o Valor Presente Líquido (VPL) consiste em determinar valores de despesas e receitas convertidos ao instante inicial, descontando o fluxo de caixa líquido de cada período futuro gerado durante a vida útil do investimento, segundo uma taxa de juros pré-determinada.

O VPL maior ou igual à zero indica a viabilidade econômica do empreendimento, uma vez que geram retorno igual ou maior que o custo de capital investido. Quando um projeto apresenta o VPL menor que zero, seu retorno torna-se inferior ao seu custo de capital e este deixa de ser viável.

3.4.2 Taxa Interna de Retorno

A TIR é a taxa de juros que iguala o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa. Em outras palavras, a TIR é a taxa que o empreendedor obtém a cada ano sobre o capital investido no projeto, enquanto o investimento inicial é recuperado progressivamente.

A TIR é obtida por meio da Equação 21 (CASAROTTO; KOPITTKKE, 2010):

$$I_0 - \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0 \quad (21)$$

Onde:

TIR: Taxa Interna de Retorno (decimal);

I_0 : investimento inicial (R\$);
 n : vida útil do projeto (anos);
 FC : fluxo de caixa por período.

3.4.3 Taxa Mínima de Atratividade

É a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros. É uma taxa associada a um baixo risco, ou seja, qualquer sobra de caixa pode ser aplicada, na pior das hipóteses, na TMA. Uma das formas de se analisar um investimento é confrontar a TIR com a TMA do investidor (CASAROTTO; KOPITTKKE, 1998). Se a TIR for maior que o custo de capital (Taxa Mínima de Atratividade – TMA) o investimento pode ser considerado economicamente viável.

3.4.4 Payback Descontado

O PBD calcula o tempo de retorno do capital investido, ou seja, o tempo necessário para o investimento se pagar e começar a dar lucro, considerando o efeito de se trazer o fluxo de caixa a valor presente, descontado pela TMA. O PBD é calculado utilizando a Equação 22 (NEWNAN et al., 2011):

$$PBD = \frac{\ln\left(\frac{U}{U-P \cdot TMA}\right)}{\ln(1 + TMA)} \quad (22)$$

Onde:

U : retorno líquido anual do investimento (R\$);
 P : valor presente (R\$);
 TMA : Taxa Mínima de Atratividade (decimal).

A alternativa é considerada economicamente viável se o PBD for menor que a vida útil do empreendimento.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O aplicativo desenvolvido, através do software MATLAB, foi designado como “FOTODIM”. O FOTODIM foi desenvolvido para levar ao usuário uma ferramenta de cálculo versátil e intuitiva, com a interação do dimensionamento e da análise econômica trazendo informações reais dos riscos dos investimentos nos projetos apresentados pelo usuário.

O modelo matemático utilizado para o dimensionamento de ambos os sistemas foi embasado em manuais técnicos da área de energia solar, tornando assim os resultados confiáveis.

As combinações de equipamentos realizadas pelo usuário são monitoradas pelo FOTODIM, evitando que equipamentos com configurações diferentes do sistema ou equipamentos que são incompatíveis, não por limitações de fábrica e sim por características do sistema, sejam selecionados, garantindo a eficiência do sistema.

A análise econômica empregada ao investimento do projeto proposto pelo usuário busca demonstrar de forma clara e sucinta os resultados da aplicação do capital na aquisição de um gerador fotovoltaico.

A ferramenta desenvolvida inicia o dimensionamento através de uma tela de apresentação, adiante passa para a etapa da escolha da configuração, onde é definido o sistema fotovoltaico que se pretende dimensionar.

A Figura 41 ilustra um fluxograma com as etapas do aplicativo.

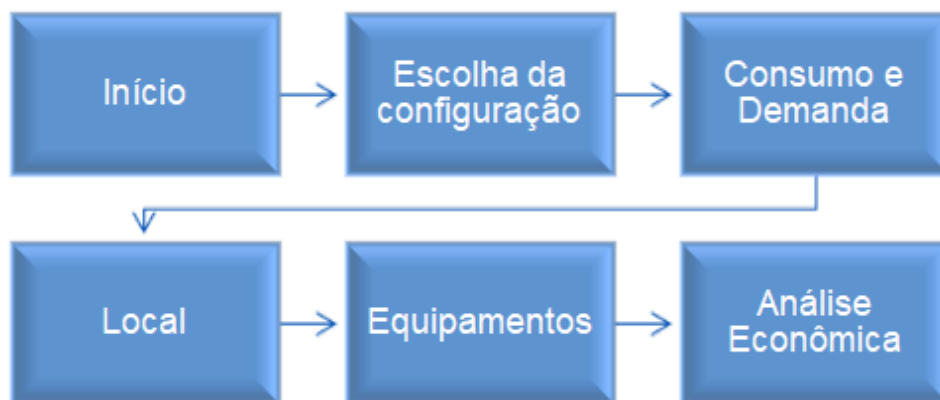


Figura 41: Fluxograma com as etapas do FOTODIM.

Após a definição do sistema fotovoltaico a ferramenta segue para a etapa de entrada de dados, para Grid_tie o usuário informa o histórico do consumo da edificação e para Off_grid o usuário detalha o consumo e a demanda dos equipamentos que farão parte do sistema.

Depois de definido o consumo, e para Off_grid o consumo e a demanda, segue-se para a etapa da escolha dos equipamentos que farão parte do sistema fotovoltaico. Por fim, é realizado a análise econômica do projeto proposto.

A tela inicial do FOTODIM, que pode ser visto da Figura 42, tem como função apresentar a ferramenta, e através do menu “Ajuda” informar ao usuário qual a finalidade do aplicativo. Através do botão ‘iniciar’ o usuário é direcionado para a tela de Escolha da Configuração.



Figura 42: Tela inicial do FOTODIM.

Nesta tela o usuário define qual configuração fotovoltaica deseja dimensionar, através de botões de pulso nomeados com as configurações: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (Figura 43) e Sistema Fotovoltaico Isolado da Rede (Figura 44).

Na Figura 43 pode ser visualizada a tela da Escolha da Configuração ilustrando a imagem referente a sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Pressionando-se um dos botões, uma imagem aparece no lado direito da janela, onde o usuário pode conferir os detalhes da configuração selecionada e sendo a desejada, o botão prosseguir pode ser pressionado.

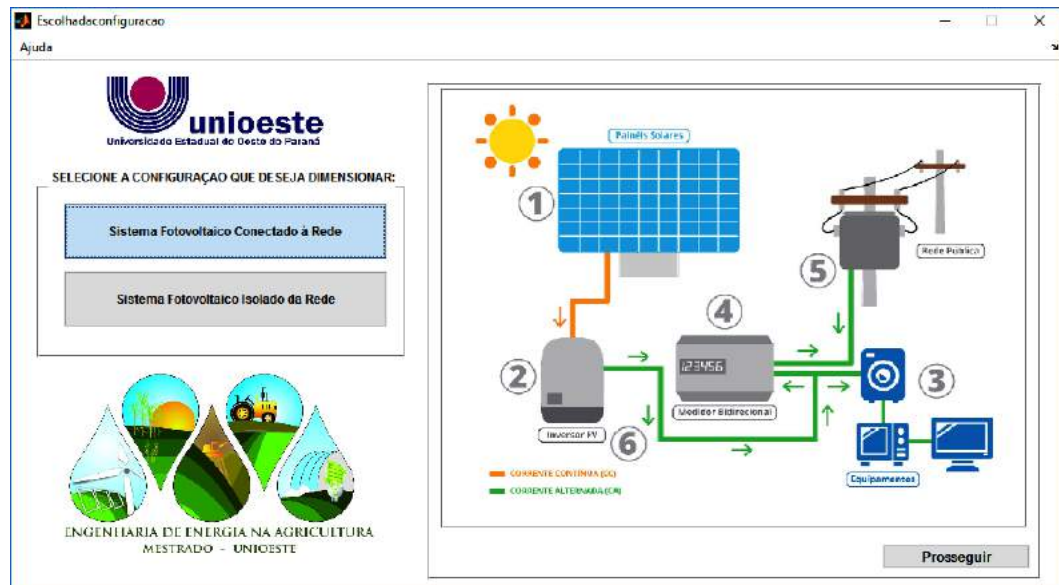


Figura 43: Tela da escolha da configuração ilustrando a imagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Na Figura 44 pode ser visto a tela da Escolha da Configuração ilustrando a imagem referente a sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

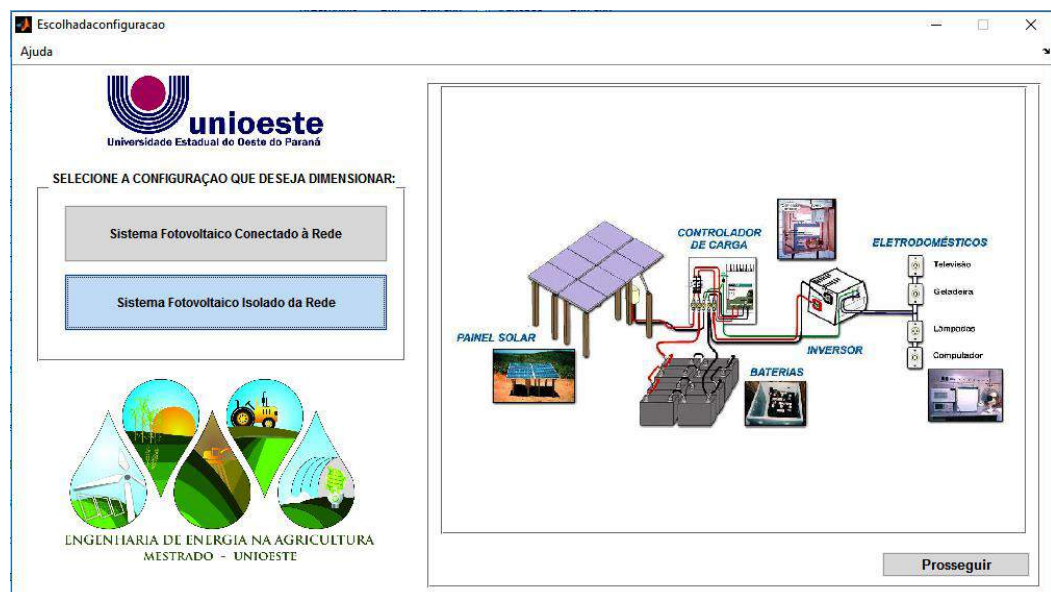


Figura 44: Tela da escolha da configuração ilustrando a imagem de um sistema fotovoltaico isolado da rede.

Dependendo da escolha do usuário o mesmo é direcionado para a etapa do consumo, que difere entre as configurações. O próximo item mostra as telas

referentes ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e após este o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Após a etapa de seleção da configuração (conectado ou isolado) o usuário é direcionado para a tela de consumo, apresentada na Figura 45.

Nesta etapa o usuário informa o histórico de consumo da edificação que será atendida pelo sistema fotovoltaico. O histórico pode ser encontrado na fatura da energia consumida. Ainda na janela da Figura 45 é preciso que seja informado a Tensão Contratada da edificação, para que seja permitido o acesso ao botão “Prosseguir”.

Através do menu “Ajuda” o usuário pode obter informações da janela atual ou sair da ferramenta de dimensionamento. No campo “Salvar Histórico do Consumo”, os dados de consumo podem ser salvos para que possam ser utilizados em um futuro projeto.

Na Figura 45 pode ser visto a janela de entrada de dados de consumo e tensão contratada para sistemas conectados à rede.

Figura 45: Janela de entrada de dados de consumo e tensão contratada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Sendo o botão “Prosseguir” pressionado, o usuário é direcionado para a etapa do local, onde é definido o município que vai receber o projeto. Nesta janela, que pode ser vista na Figura 46, existem três gráficos onde são demonstrados a radiação solar horizontal, a temperatura ambiente e a radiação corrigida. A ordem dos gráficos de barra segue a ordem descrita.

O gráfico de barras da radiação corrigida, inicialmente recebe o resultado da Equação 2, se for alterado pelo usuário o valor do azimute e a inclinação dos módulos, que pode ser realizado no campo “Orientação dos Módulos”, os valores e por consequência as barras do gráfico são alterados.

Da cidade selecionada serão utilizados os dados do gráfico de barras referente à radiação corrigida. Se o aplicativo não apresenta a cidade que o usuário deseja, o mesmo, através do botão “Adicionar Novo Local”, pode inserir no banco de dados do FOTODIM a cidade de sua escolha.

Na Figura 46 pode ser observada a janela para seleção do local do projeto.

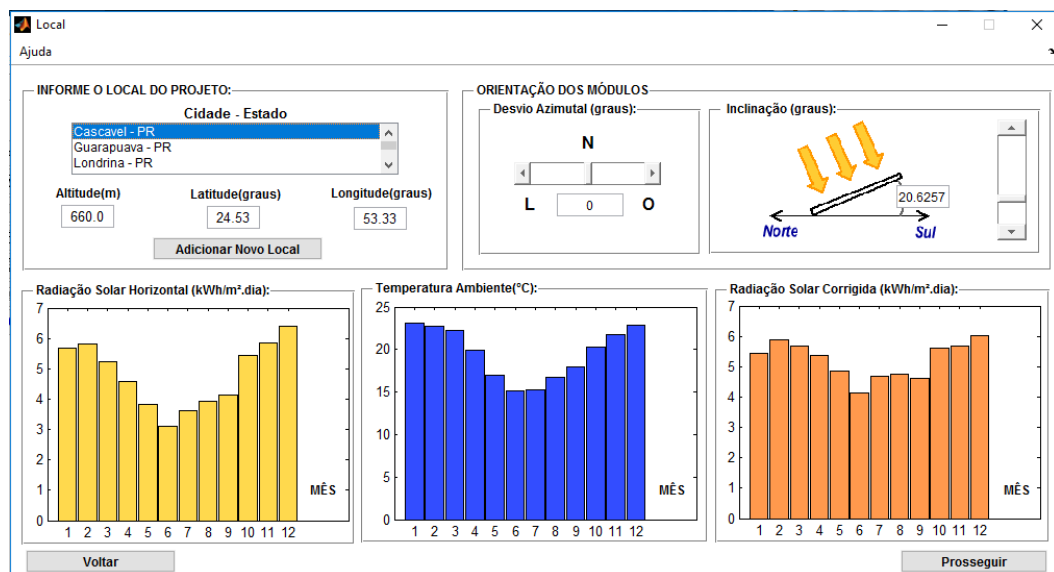


Figura 46: Janela para a seleção do local do projeto e orientação dos módulos.

Ao prosseguir com o dimensionamento, o FOTODIM inicia a etapa de escolha dos equipamentos. A janela que o usuário é direcionado (Figura 47) contempla a escolha dos dois equipamentos que constituem a geração e a inversão da tensão, que são: o Inversor de Tensão e o Módulo Fotovoltaico.

Para ambos os equipamentos existe o campo “Dados Técnicos”, onde são revelados os dados técnicos do modelo do equipamento selecionado na lista de equipamentos que é intitulada como “Marca – Modelo”.

A lista de equipamentos apresenta todos os modelos de equipamentos presentes no banco de dados do FOTODIM. O usuário pode inserir um novo equipamento pressionando em “Novo Inversor” para adicionar um novo Inversor Fotovoltaico no banco de dados e para o Módulo Fotovoltaico pressionar em “Novo Módulo”.

O aplicativo informa em “Quantidade de Inversor(es) Necessário(s)” o número de inversores do modelo selecionado que o usuário vai precisar adquirir para atender a potência do painel fotovoltaico.

As informações do campo intitulado “Disposição Física”, apresenta ao usuário para cada modelo selecionado a disposição série-paralela dos módulos, a quantidade necessária para atender o consumo informado e a área que o painel fotovoltaico irá ocupar.

Na Figura 47 pode ser visto a janela de escolha de equipamentos para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.

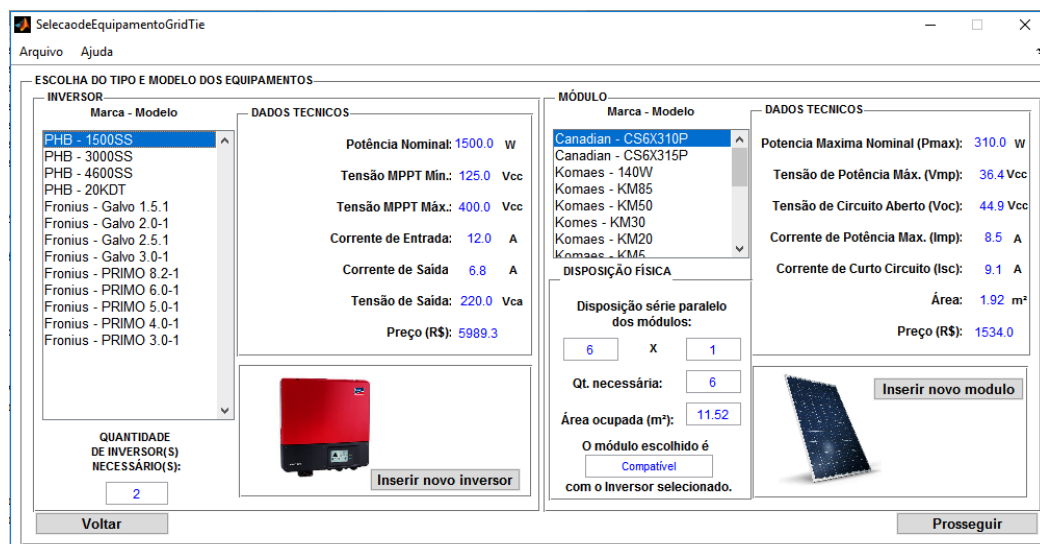


Figura 47: Janela do aplicativo para escolha dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Existem modelos de Inversores e Módulos que são incompatíveis, não por questões de fábrica, mas pelos limites do Inversor selecionado. Se a disposição

física do módulo selecionado ultrapassa os limites de entrada do Inversor o FOTODIM avisa ao usuário que o Módulo selecionado não é “Compatível” com o modelo do Inversor selecionado.

Se os modelos dos equipamentos apresentam compatibilidade perante aos parâmetros do FOTODIM, o botão “Prosseguir” é liberado, e se pressionado o usuário é direcionado para a última tela do dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.

A última etapa é a análise econômica. Na janela da análise econômica (Figura 48), é necessário que o usuário informe o valor atual da instalação do sistema fotovoltaico, que pode ser em moeda corrente ou em porcentagem sobre o valor total da compra dos equipamentos.

Com os dados do custo de instalação informados, o software calcula o custo total do sistema fotovoltaico instalado e revela ao usuário os equipamentos selecionados, bem como a quantidade, custo unitário e custo total dos mesmos, após ser pressionado o botão “Gerar Resultados”.

Na Figura 48 pode-se observar a janela da avaliação econômica para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede do FOTODIM.

The screenshot shows the 'Resultado' window of the FOTODIM software. It is divided into two main sections. The top section, 'QUANTIDADE E VALOR DOS EQUIPAMENTOS', contains a table for equipment selection. It has columns for 'Marca/Modelo', 'Qt. necessária', 'Valor', and 'Custo Total por Equipamento'. Two items are listed: 'Modulo Fotovoltaico: UPSolar - UPM260P' with 10 units at 958.65 R\$ each, totaling 9586.50 R\$, and 'Inversor de Tensão: Fronius - Galvo 3.0-1' with 1 unit at 6579.00 R\$ each, totaling 6579.00 R\$. The total system cost is 18165.50 R\$. Below this is a section for 'ANÁLISE ECONÔMICA DO PROJETO' with various input fields and calculated values. It includes '\$/kWh' (0.64), 'TMA' (10%), 'Vida Útil dos Equipamentos' (25 years for modules, 15 years for inverters), 'Payback Descontado' (13 years), and 'TIR' (13.00%). The 'VPL' is 5635.23 R\$. The investment is considered 'VIÁVEL'. A 'Realizar Análise Econômica' button is visible.

Figura 48: Janela do aplicativo para escolha dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Após informar o que se pede e gerar os resultados, o FOTODIM permite que o usuário utilize o botão “Realizar Análise Econômica”, sendo que antes é

necessário informar ainda o custo do kWh, a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) e a vida útil dos equipamentos.

Ao pressionar o botão para à análise econômica o FOTODIM retorna os resultados referentes ao projeto proposto, e sendo a TIR (Taxa Interna de Retorno) menor que a TMA, ou o VPL (Valor Presente Líquido) menor que 0 (zero) ou o tempo de retorno do investimento (Payback) maior que a vida útil do investimento, o software considera o investimento como inviável.

No campo onde aparece o resultado do *Payback* descontado, se o tempo de retorno for maior que a vida útil do sistema, aparece para o usuário a seguinte informação “Não há”, que se refere ao tempo em anos que ultrapassa a maior vida útil dos equipamentos tornando o investimento inviável.

Na Figura 49 pode-se observar a janela dos resultados salvos para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede do aplicativo.

RESULTADOS SALVOS

Projeto Viáveis: Teste 1
 Projeto Inviáveis: CLIQUE AQUI !!!

[OS RESULTADOS SALVOS SÃO APENAS PARA SIMPLES CONFERÊNCIA]

EQUIPAMENTOS SELECIONADOS

Marca/Modelo:	Qt. necessária:	Valor:	Custo Total por Equipamento:
Modulo Fotovoltaico: UPSolar - UPM260P	10.00 Un	958.65 R\$	9586.50 R\$
Inversor de Tensão: Fronius - Galvo 2.5.1	1.00 Un	5649.00 R\$	5649.00 R\$
Custo da Instalação (informada pelo usuário): 2000.00 R\$			
Custo Total do Sistema Fotovoltaico Instalado:			17235.50 R\$

DADOS FINANCEIROS

\$/kWh (Informado pelo usuário): 0.64 R\$
 TMA (Informado pelo usuário): 10.00 %
 VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS (Informado pelo usuário):
 Modulo Fotovoltaico: 25.00
 Inversor de Tensão: 15.00

Payback Descontado: Tempo de Retorno do Investimento: 12.00 Anos
 VPL: 5083.77 R\$
 TIR: 13.90 %

O investimento foi considerado como: VIÁVEL

Figura 49: Janela do FOTODIM para simples conferência dos resultados salvos.

Na tela da análise econômica, o usuário pode ainda gerar o relatório do projeto. O relatório traz todos os dados informados pelo usuário e todos os

calculados pelo FOTODIM e ainda um gráfico que compara o consumo da edificação versus a geração do painel fotovoltaico dimensionado e outro com os resultados do *Payback* descontado.

O relatório é gerado em formato XML, permitindo ao usuário editar o mesmo, imprimir o relatório, ou converter o arquivo em outro formato de sua preferência. Logo após pressionar o botão “Gerar Relatório e Encerrar” o FOTODIM é encerrado e o relatório aberto automaticamente.

Ainda na mesma janela, é possível que o usuário salve os resultados do projeto atual, como: modelo, quantidade, preço unitário e total dos equipamentos e resultados da análise econômica.

Os resultados salvos podem ser conferidos num futuro projeto através do menu “Arquivo”, que se encontra no canto superior esquerdo da tela de seleção de equipamentos (Figura 47) e na tela da análise econômica (Figura 48). O usuário tem acesso aos dados salvos apenas para simples conferência, não é possível transferi-los da janela.

Da Tabela 4 a 10 podem ser conferidos os dados e os resultados de uma simulação de dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, utilizando o FOTODIM.

Tabela 4: Histórico do consumo mensal informado.

Histórico de Consumo da Edificação (kWh/mês)											
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
303	332	283	239	307	193	199	226	217	263	245	261

Tabela 5: Características do local do projeto escolhido.

Local do projeto	Altitude	Longitude	Latitude	Desvio Azimutal	Inclinação	Potência do Painel
Cascavel - PR	660,0 m	53,33°	24,53°	0°	20,36°	1550Wp

Tabela 6: Radiação solar horizontal incidente no local do projeto.

Radiação Solar Horizontal (kWh/m².dia)											
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
5,67	5,83	5,25	4,58	3,81	3,11	3,61	3,92	4,14	5,44	5,86	6,39

Tabela 7: Radiação solar corrigida para sistemas Grid_tie.

Radiação Solar Corrigida (kWh/m².dia)											
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
5,42	5,87	5,66	5,37	4,84	4,12	4,69	4,75	4,6	5,6	5,67	6,02

Tabela 8: Equipamentos fotovoltaicos selecionados para sistemas Grid_tie.

Equipamento	Marca - Modelo	Quantidade	Valor	Total	Vida útil
Módulo Fotovoltaico	Canadian – CS6X310P	5	R\$ 989,00	R\$ 4.945,00	25 anos
Inversor de Tensão	Fronius - Galvo 1.5.1	1	R\$ 3.899,00	R\$ 3.899,00	15 anos

Tabela 9: Resultados da análise econômica para sistemas Grid_tie.

Instalação	Investimento	TMA (%)	TIR (%)	VPL (R\$)	Pay back	Vida útil do Investimento
R\$2.000,00	R\$10.844,00	10	13,2	2.608,81	13 anos	25 anos

O gráfico, que pode ser visto na Figura 50, está disponível no relatório gerado pelo FOTODIM. A barra da cor azul representa a energia consumida em kWh/mês e a barra da cor vermelha representa a geração do painel fotovoltaico também em kWh/mês. O eixo “y” representa os valores de energia consumida (kWh/mês), e o eixo “x” representa os meses do ano.

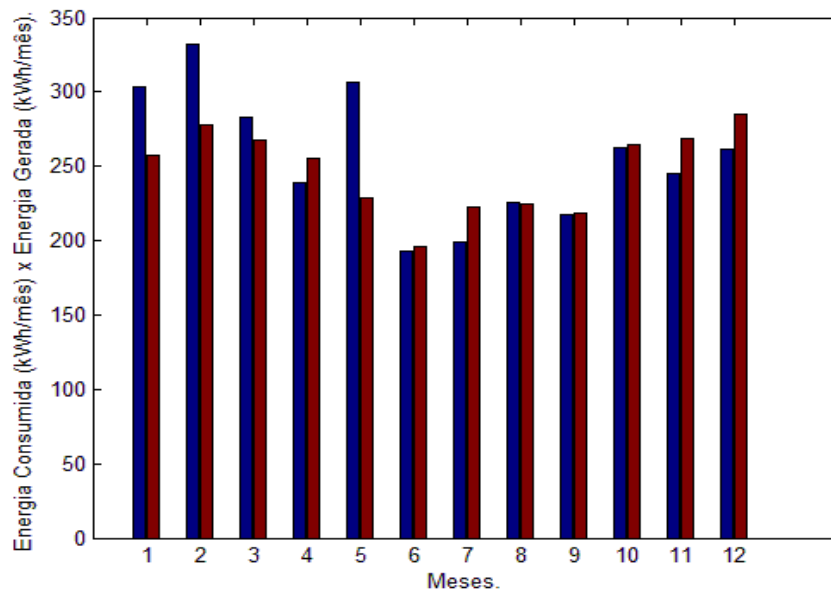


Figura 50: Consumo x Geração de energia do projeto proposto para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O gráfico, que pode ser visto na Figura 51, também é disponível no relatório gerado pelo FOTODIM. Este representa o fluxo de caixa descontado acumulado

(*Payback* descontado), onde pode ser visto o retorno em anos do investimento se houver. A unidade do eixo “y” é R\$ e do eixo “x” em anos.

Os dois gráficos apresentados (Figura 50 e 51) são resultantes dos dados apresentados nas Tabelas 4 a 10.

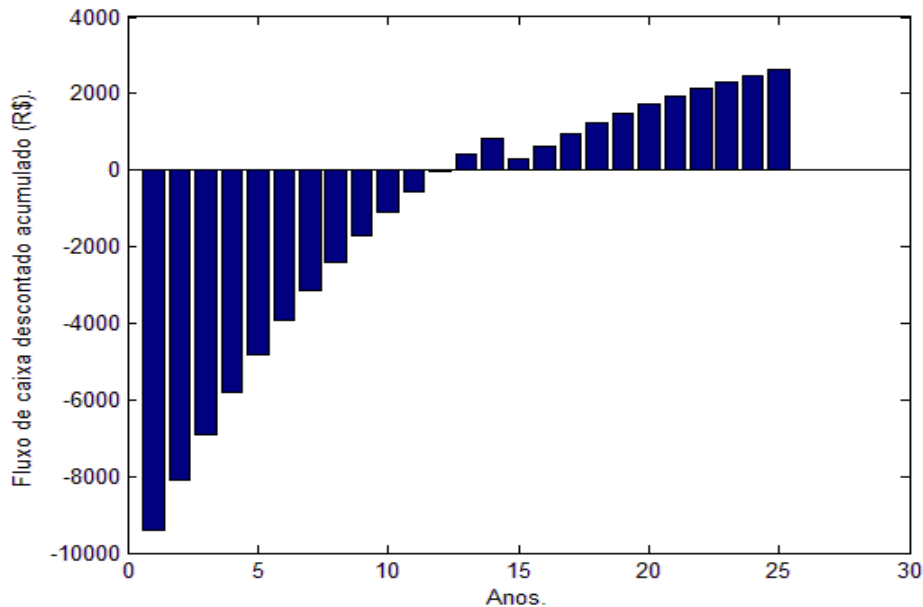


Figura 51: Gráfico do tempo do retorno do investimento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

4.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO DA REDE

Considerando que o usuário escolheu o Sistema Fotovoltaico Isolado da Rede, é necessário informar quais equipamentos e qual o regime da utilização de cada um deles em horas por dia e em dias por mês.

A cada equipamento salvo, o FOTODIM calcula o consumo e a demanda e apresenta ao usuário. A demanda calculada é uma sugestão ao usuário sendo que o mesmo pode informar a demanda desejada, mas esta precisa respeitar os limites calculados pelo software. O limite máximo e mínimo impede que a demanda seja subdimensionada ou superdimensionada.

Os dados de potência média dos equipamentos da lista “Equipamentos Elétricos” são todos provenientes do PROCEL. A tela do consumo para Sistemas Fotovoltaicos Isolados da Rede do FOTODIM pode ser visto na Figura 52.

Figura 52: Tela de consumo e demanda para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

O usuário tendo conhecimento da potência nominal do equipamento que vai fazer parte da carga atendida pelo sistema fotovoltaico pode acrescentar o novo equipamento ao banco de dados do aplicativo pelo botão “Inserir Novo Equipamento Elétrico”. O usuário pode também atualizar o banco de dados do FOTODIM inserindo equipamentos com a potência média, dado esse proveniente do PROCEL.

O aplicativo permite salvar o consumo e a demanda do projeto corrente para serem utilizados em um futuro projeto. Os dados salvos são acessados pelo campo “Projetos Salvos”.

Definido o consumo e a demanda para o projeto atual é permitido que o usuário pressione em “Prosseguir”, direcionando-o para a etapa de escolha dos equipamentos. Os primeiros equipamentos escolhidos são: o Inversor de Tensão e a Bateria.

Antes de iniciar a seleção dos equipamentos o usuário precisa definir a tensão de trabalho do sistema, as opções são: 12, 24, 36 ou 48 volts. Definindo a tensão é permitido ao usuário escolher o Inversor de Tensão.

Se o inversor não apresentar tensão de trabalho igual à selecionada na janela anterior o aplicativo bloqueia o usuário. O FOTODIM calcula para cada modelo

selecionado, através da demanda, a quantidade de inversores necessários para o projeto.

O usuário não encontrando o modelo de sua preferência, pode inserir um novo inversor ao banco de dados do aplicativo através do botão “Inserir Novo Inversor”. No banco de dados do FOTODIM existe apenas inversores do tipo senoide pura, mas o usuário pode inserir inversores do tipo senoide quadrada ou senoide modificada ou qualquer outra tecnologia que desejar.

Na Figura 53 pode-se observar a janela para a seleção do inversor de tensão e da bateria para Sistemas Fotovoltaicos Isolados da Rede do aplicativo.

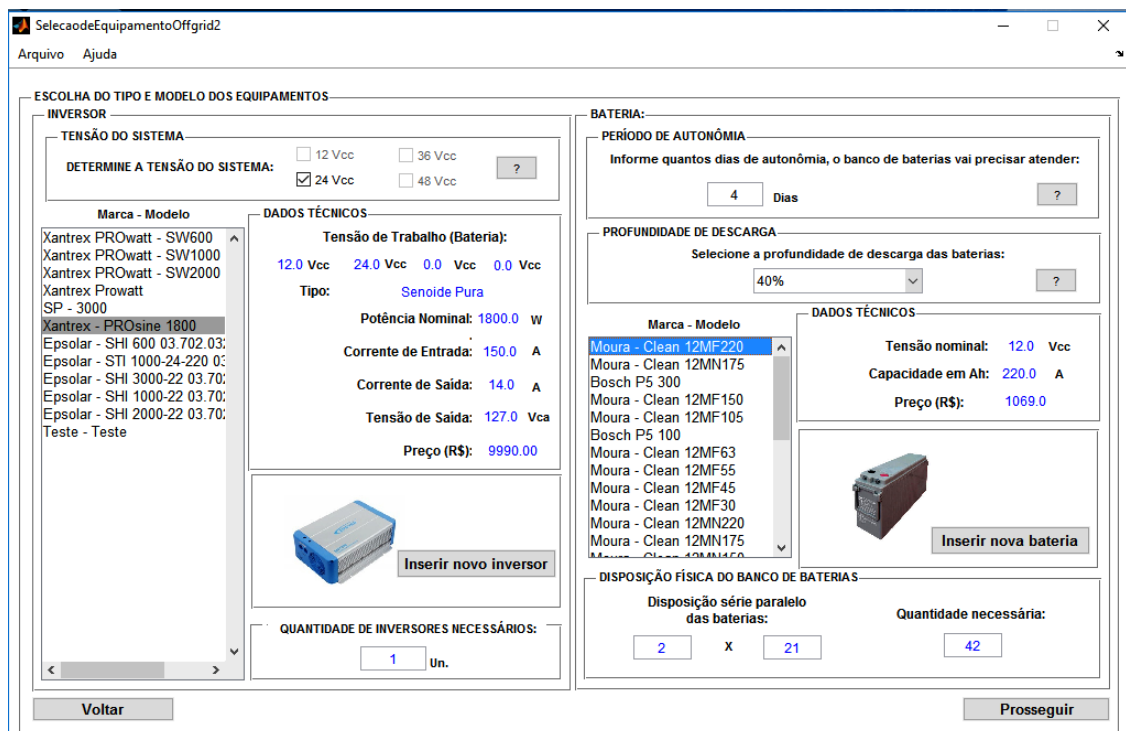


Figura 53: Janela para a seleção do inversor e da bateria para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

Para a seleção da bateria o usuário precisa antes, além de definir a tensão de trabalho do sistema, o período de autonomia do banco de baterias e a profundidade de descarga da bateria. Feito isso o FOTODIM permite que o usuário escolha o modelo da bateria, e da mesma forma utilizada para o inversor, o usuário pode inserir um novo modelo no banco de dados do aplicativo através do botão “Inserir Nova Bateria”.

O FOTODIM calcula para cada modelo selecionado os resultados do campo “Disposição Física do Banco de Baterias”, que são: a disposição série paralela das baterias e sua respectiva quantidade. Através do menu “Ajuda” o usuário encontra informações sobre a janela atual e tem a opção de encerrar o aplicativo.

Determinado os parâmetros tensão de trabalho do sistema, a autonomia do banco de baterias e a profundidade de descarga da bateria, e os modelos do inversor e da bateria, o FOTODIM permite que o usuário prossiga com o dimensionamento pelo botão “Prosseguir”.

A próxima janela que o usuário é direcionado, ainda dentro da etapa de escolha dos equipamentos, é a escolha do modelo do controlador de carga e do módulo fotovoltaico. A janela de escolha do modelo do controlador de carga e do módulo fotovoltaico pode ser visto na Figura 54.

Para o FOTODIM permitir a escolha do modelo do controlador de carga, antes o usuário precisa escolher qual tecnologia de controlador de carga deseja utilizar no projeto: tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) ou convencional e do tipo MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Definido a tecnologia do controlador para cada modelo selecionado o FOTODIM calcula a quantidade de controlador(es) necessário(s) para suportar a corrente do sistema. Se o controlador não apresentar tensão de trabalho igual à selecionada na janela anterior, o FOTODIM notifica o usuário.

Se o usuário não encontrar o módulo de seu desejo na lista de módulos o mesmo pode inserir um novo modelo no banco de dados do aplicativo pelo botão “Inserir Novo Módulo”.

Diferente de sistemas Grid_tie que são exigidos módulos homologados pelo INMETRO, para sistemas Off_grid isso não acontece, tendo o usuário a liberdade de inserir ao banco de dados do aplicativo o módulo de seu desejo.

Para cada modelo de módulo selecionado o aplicativo calcula com base na tensão do sistema definida pelo usuário e pela corrente do sistema a disposição série – paralela dos módulos. No campo “Disposição Física” pode ser visto o número de módulos série e paralelo, a quantidade dos mesmos e a área ocupada pelo painel fotovoltaico.

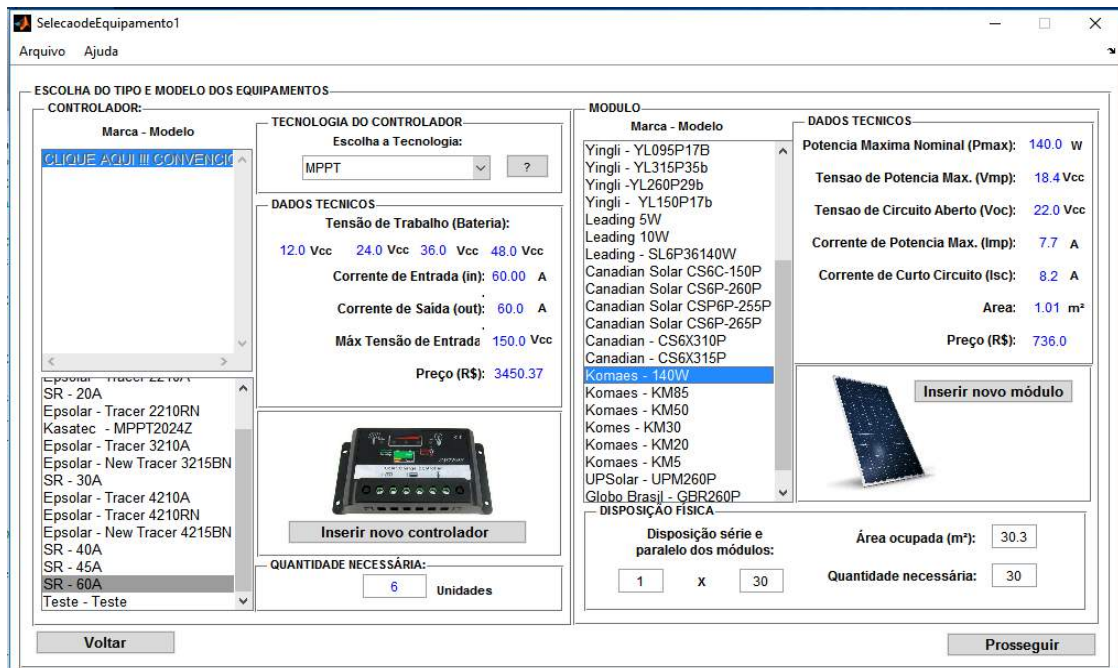


Figura 54: Janela de escolha do controlador de carga e do módulo fotovoltaico para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

Definido a tecnologia do controlador, o modelo do mesmo e o modelo do módulo fotovoltaico, o aplicativo permite que o usuário prossiga com o dimensionamento. A última etapa é a análise econômica que é para qual o usuário é direcionado.

A janela da análise econômica, que pode ser visualizada na Figura 55, inicia com dados de entrada similar ao do sistema fotovoltaico conectado a rede (Figura 48).

Antes de pressionar o botão “Gerar Resultados” o usuário precisa informar o valor da instalação, que pode ser em porcentagem sobre o valor do custo total dos equipamentos ou pelo custo em moeda corrente.

Com os dados do custo de instalação informados, o FOTODIM calcula o custo total do sistema fotovoltaico instalado, e apresenta ao usuário os equipamentos selecionados, bem como a quantidade, custo unitário e custo total dos mesmos, após ser pressionado o botão “Gerar Resultados”.

QUANTIDADE E VALOR DOS EQUIPAMENTOS

INFORME O CUSTO DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO:

8000 R\$ %

Custo Total do Sistema Fotovoltaico Instalado: 44638.37 R\$

Marca/Modelo:	Qt. necessária:	Valor:	Custo Total por Equipamento:
Modulo Fotovoltaico: Canadian - CS6X310P	4 Un.	989.00 R\$	3956.00 R\$
Bateria: Moura - Clean 12MF220	18 Un.	1069.00 R\$	19242.00 R\$
Controlador de Carga: SR - 60A	1 Un.	3450.37 R\$	3450.37 R\$
Inversor: Xantrex - PROsine 1800	1 Un.	9990.00 R\$	9990.00 R\$

ANÁLISE ECONÔMICA DO PROJETO

INSIRA OS VALORES SOLICITADOS A SEGUIR:
PARA A REALIZAÇÃO DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA, OS CUSTOS DA ENERGIA FORNECIDA PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO E PELA CONCESSIONÁRIA LOCAL, SERÃO COMPARADOS CONSIDERANDO-SE OS MESMOS VALORES DE CONSUMO DA EDIFICAÇÃO.

\$/kWh: 0,64 R\$? TMA: 10 % ? VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS (anos): ? TENSÃO CONTRATADA: Informe a Tensão Contratada da Atual Edificação: 127 V - 220 V (bifásica)

Controlador de Carga e Inversor de Tensão: 15 Modulo Fotovoltaico: 25 Bateria: 0.5

PROFUNDIDADE DE DESCARGA DO BANCO DE BATERIAS: Alterar profundidade de descarga: 60% ?

Payback Descontado: Tempo de Retorno do Investimento: Não há Anos ? TIR: Não há % ? VPL: -26942.4 R\$? O investimento é considerado como: INVIÁVEL

Você pode salvar os resultados do seu projeto, para simples conferência:
 Escreva um nome para o seu projeto: Salvar projeto

Figura 55: Janela da análise econômica do projeto para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

Para realizar a análise econômica o usuário precisa informar o custo do kWh, a TMA, a tensão contratada da edificação atual e a vida útil do módulo fotovoltaico, do controlador de carga e do inversor de tensão.

A vida útil da bateria é determinada pela profundidade de descarga, que é determinada pelo usuário. A Tabela 11 mostra os valores da vida útil para os valores de profundidade de descarga de acordo com o gráfico da Figura 56.

Tabela 10: Vida útil de uma bateria chumbo-ácido.

Profundidade de Descarga (%)	Quantidade de Ciclos	Vida Útil (Anos)
20	1550	4
30	950	3
40	550	2
50	400	1
60	300	0,5

Considerando que o ciclo da bateria pode ser diário, a quantidade de ciclos da bateria para cada valor de profundidade de descarga representa o tempo em dias da sua vida útil. Os valores da vida útil da bateria, que podem ser verificados na Tabela 10, são valores aproximados.

Existe a possibilidade do usuário alterar a profundidade de descarga da bateria. A cada vez que o usuário alterar a profundidade de descarga da bateria torna-se necessário pressionar o botão “Análise Econômica” novamente, para que o FOTODIM recalcule a quantidade, o custo total da instalação e a vida útil da bateria.

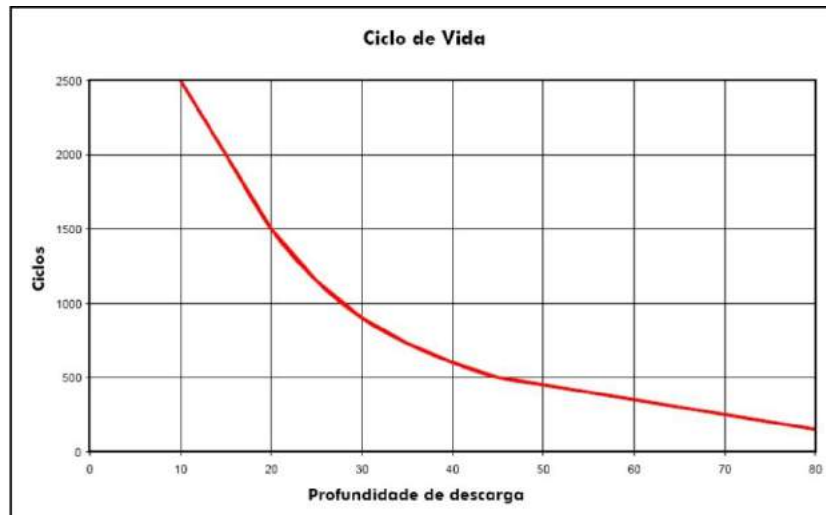


Figura 56: Número de ciclos x profundidade de descarga de uma bateria chumbo-ácido.

Fonte: FREEDOM - Catálogo Técnico Bateria Estacionária, 2016.

Após a análise econômica o usuário pode gerar o relatório do projeto e encerrar o aplicativo pelo botão “Gerar Relatório e Encerrar”.

O relatório traz todos os dados informados pelo usuário e todos os calculados pelo FOTODIM e ainda um gráfico que compara o consumo da edificação versus a geração do painel fotovoltaico dimensionado e outro com os resultados do *Payback* descontado.

O relatório é gerado em formato XML, permitindo ao usuário editar o mesmo, imprimir o relatório, ou converter o arquivo em outro formato de sua preferência. Logo após pressionar o botão “Gerar Relatório e Encerrar” o FOTODIM é encerrado e o relatório aberto automaticamente.

Ainda na janela da “Análise Econômica” o usuário pode salvar os resultados do projeto para usá-los em algum outro projeto, sendo este também em sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

Os resultados salvos podem ser acessados pelo menu “Arquivo” que se encontra no canto superior esquerdo, anterior ao menu “Ajuda”, nas janelas de

seleção de equipamentos (Figura 53 e 54) e na janela de análise econômica (Figura 55).

Na Figura 57 pode ser visualizada a janela dos resultados salvos para projetos de Sistemas Fotovoltaicos Isolados da Rede do FOTODIM.

Figura 57: Janela dos resultados salvos para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

Da Tabela 12 a 18 podem ser conferidos os dados e os resultados de uma simulação de dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado da rede, utilizando o FOTODIM.

Tabela 11: Valores da demanda e do consumo calculados.

Demanda (W)	Consumo Médio Mensal (kWh)
900	350

Tabela 12: Características do local selecionado.

Localdo projeto	Altitude	Longitude	Latitude	Desvio Azimutal	Inclinação	Potência do Painei
Cascavel - PR	660,0 m	53,33°	24,53°	0°	30,66°	4340 Wp

Tabela 13: Radiação solar horizontal incidente no local do projeto.

Radiação Solar Horizontal (kWh/m ² .dia)											
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
5,67	5,83	5,25	4,58	3,81	3,11	3,61	3,92	4,14	5,44	5,86	6,39

Tabela 14: Radiação corrigida para sistema Off_grid.

Radiação Solar Corrigida (kWh/m ² .dia)											
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
5,04	5,62	5,60	5,51	5,12	4,43	5,01	4,93	4,62	5,41	5,32	5,55

Tabela 15: Características do banco de baterias.

Tensão de Trabalho do Sistema	Período de Autonomia do Banco de Baterias	Profundidade de Descarga da(s) bateria(s)
24 volts	2 dias	40 %

Tabela 16: Equipamentos fotovoltaicos selecionados.

Equipamento	Marca - Modelo	Quantidade	Valor	Total	Vida útil
Inversor de Tensão	Xantrex - PROsine 1800	1	R\$ 9.990,00	R\$ 9.990,00	15 anos
Bateria	Moura - Clean 12MF220	26	R\$ 1.069,00	R\$27.794,00	2 anos
Controlador de Carga	SR - 60	3	R\$ 3.450,37	R\$10.351,10	15 anos
Módulo Fotovoltaico	Canadian - CS6X310P	14	R\$ 989,00	R\$ 13.846,00	25 anos

Tabela 17: Resultados da análise econômica para sistemas Off_grid.

Instalação	Investimento	TMA (%)	TIR (%)	VPL (R\$)	Pay back	Vida útil do Investimento
R\$8.000,00	R\$69.981,11	10	Não há	-172.852,00	Não há	25 anos

O gráfico da Figura 58 está disponível no relatório gerado pelo FOTODIM. A barra da cor azul representa a energia consumida em kWh/mês e a barra da cor vermelha representa a geração do painel fotovoltaico também em kWh/mês. O eixo “x” é os valores de potência o eixo “y” os meses.

O gráfico da Figura 59 também está disponível no relatório gerado pelo FOTODIM. Este representa graficamente o fluxo de caixa descontado acumulado (Payback descontado), onde pode ser visto o retorno em anos do investimento, se houver. A unidade do eixo “x” é R\$ e do eixo “y” em anos.

Os dois gráficos, da Figura 58 e 59, são resultantes dos dados apresentados nas Tabelas 11 a 17.

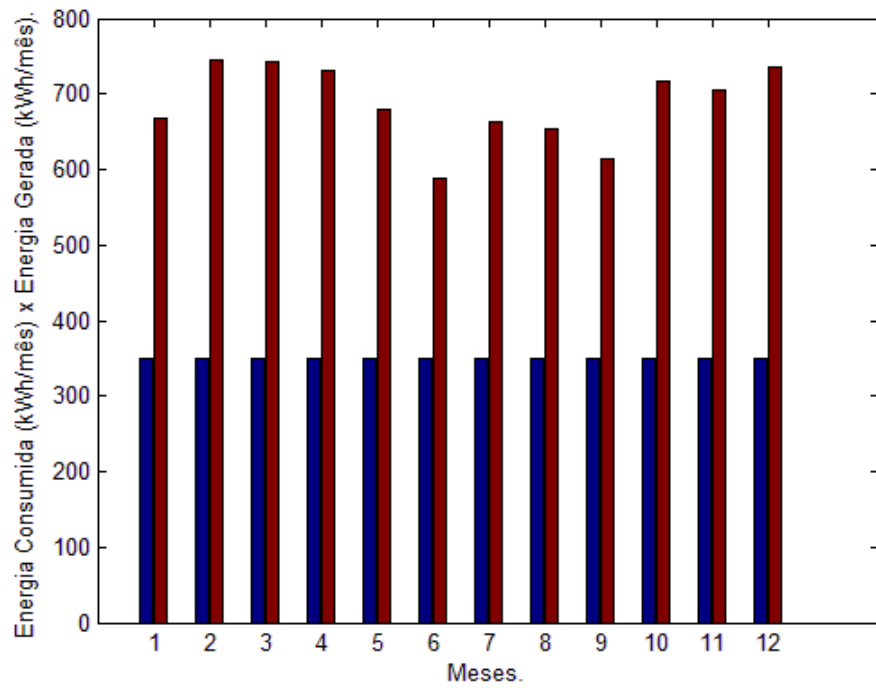


Figura 58: Consumo x Geração do projeto proposto para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

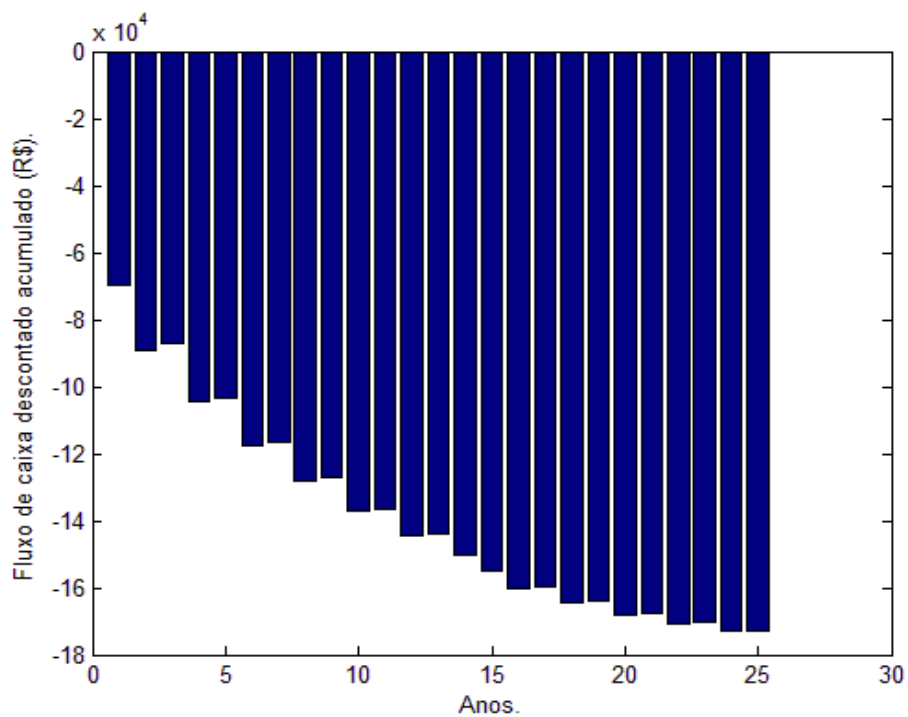


Figura 59: Gráfico do tempo do retorno do investimento para sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

5. CONCLUSÕES

Utilizando-se pesquisas em livros e manuais técnicos referentes à energia solar, e pesquisas de mercado, foi definido o algoritmo de cálculo de ambas as configurações de sistemas fotovoltaicos. Através deste foi decidido às etapas do dimensionamento e por fim a sequência das janelas do FOTODIM.

Todas as decisões resultaram em uma ferramenta de cálculo versátil, a qual permite retornar e prosseguir com o dimensionamento sem que os dados sejam perdidos. Confiável, pois todos os cálculos sejam eles do algoritmo de dimensionamento ou dos cálculos da análise econômica, possuem embasamento teórico.

O ambiente do FOTODIM desenvolvido é amigável, pois permite que o usuário acrescente ao seu banco de dados novos locais e equipamentos, ou atualizar dados dos mesmos.

O FOTODIM informa ao usuário, utilizando menus de ajuda representados por um ponto de interrogação, textos explicativos referentes a alguns dados de entrada que possam gerar dúvidas.

Todos os dados de entrada, que dependem do usuário para serem informados, são requeridos de forma clara e sucinta, permitindo fluidez ao dimensionamento. E mesmo havendo dúvida, o usuário tem os menus ou os botões de ajuda.

O resultado da análise econômica demonstra de forma clara os riscos do investimento que o usuário terá em seu projeto, pois o algoritmo que realiza a análise econômica utiliza todos os custos e receitas envolvidos no projeto.

O relatório gerado pelo FOTODIM fornece todas as informações e resultados do projeto proposto, e compara os resultados obtidos, permitindo ao usuário retirar suas próprias conclusões referentes ao dimensionamento.

As funções das janelas respondem a todos os comandos solicitados e a navegação entre as janelas acontece normalmente, sem interrupções no funcionamento do FOTODIM.

6. SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

O gerador fotovoltaico pode ser combinado a outro gerador de energia elétrica, exemplo: gerador diesel, eólico, biogás e etc. Formando assim um sistema de geração híbrido.

Desta forma, em períodos que o gerador fotovoltaico não atender o consumo da edificação, o gerador auxiliar cobre o excedente.

E além dos cálculos já realizados pelo FOTODIM, o mesmo pode calcular a viabilidade de qual fonte auxiliar pode ser combinada a fotovoltaica. O que pode também depender do local do projeto, pois dependendo da região a geração eólica não apresenta potência de geração.

REFERÊNCIAS

ABNT. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14653-4: Avaliação de bens – empreendimentos.** Rio de Janeiro, 2002.

ACHÃO, C.; SCHAEFFER, R. **Decomposition analysis of the variations in residential electricity consumption in Brazil for the 1980 and 2007 period: measuring the activity, intensity and structure effects.** Energy Policy 37 (2009) 5208 e 5220.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012.** Brasília, 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 517, de 11 de Dezembro de 2012.** Brasília, 2012.

ANEEL. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída (Revisão 5 - 14/12/2012).** Brasília - DF, 2012.

ARONSON, E. A.; CASKEY, D. L; CASKEY, B. C. **Solstor, description and user`s guide.** Sandia National Laboratories 1981 (79 – 2330).

BEN. **Balanco Energético Nacional de 2014.** Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia, Governo Federal Brasileiro.

BP Energy (2016 Edition). **Outlook to 2035.** Disponível em: www.bp.com. Acesso em: Maio de 2016.

BLUESOL, ENERGIA SOLAR. **Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares,** 2016. Disponível em: www.blue-sol.com.br, Acesso em: Abril de 2016.

BRAUN - GRABOLLE. **A Integração de Sistemas Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana.** 2010. 210p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H. **Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial.** 11ª ed. São Paulo: Atlas, 432p. 2010.

CASAROTTO, N. F.; KOPITKE, B. H. **Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial.** 8.ed. São Paulo: Atlas, 1998.

CEERE. **Center for Energy Efficiency e Renewable Energy.** Disponível: www.ceere.org. Acesso em: Julho de 2016.

CEPEL – CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** PINTO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTONIO. Março de 2014.

CONFAZ. **Convênio ICMS n. 6, de 5 de Abril de 2013.** [S.I.], 2013

DA SILVA, RODRIGO CORRÊA; NETO, ISMAEL DE MARCHI; SEIFERT, STEPHAN SILVA. **Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 59 (2016) 328 – 341.

DEA 19/14 - NOTA TÉCNICA. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil** – condicionantes e impactos. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Rio de Janeiro, Outubro de 2014.

DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e da outras providências.** Governo Federal do Brasil. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: Fevereiro de 2016.

DOE/NREL. **Department of Energy Efficiency & Renewable Energy/ National Renewable Energy Laboratory.** The United states, 2011. Disponível em <http://www.nrel.gov/analysis/pdfs/51680.pdf>. Acesso em: Maio de 2016.

EPE. **Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2014-2018.** Empresa de Pesquisa Energética, Governo Federal Brasileiro, Ministério de Minas e Energia, 2014.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. **Solar Generation 6: Solar photovoltaic electricity empowering the world**. 2011. 100p. Bélgica.

FREITAS, M.A.V.; SOITO, J.L.S. **Amazon and the expansion of hydro Power in Brazil: vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change**. Renewable Sustainable Energy Reviews 2011; 15: 3165 – 77.

FILHO, GILBERTO FIGUEIREDO PINTO. **Ferramenta computacional para a avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Belém – PA, 2012.

FREEDOM - Catálogo Técnico Bateria Estacionária. **NeoSolar, Energia Solar Fotovoltaico**. Disponível em: www.neosolar.com.br. Acesso em: agosto de 2016.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalação**. Comissão Europeia, programa ALTERNER. Portugal, Janeiro de 2004.

GREEN, H. J.; MANWELL, J. **Hybrid2 Aversatile model of the performance of hybrid power systems**. Wind power95. Washington DC 1995.

HELLER, VERONICA, G.; ESPINASA, RAMON; PAREDES, STEPHAN. **Forecast study of the supply curve of solar and wind technologies in Argentina, Brazil, Chile and Mexico**. Renewable Energy 93 (2016) 168 – 179.

HOJI, M. **Administração Financeira e Orçamentária**. São Paulo: Atlas, 2010.

HOMER. **Homer Energy**. Disponível em: www.homerenergy.com, Acesso em: junho de 2016.

IMAMURA, M. S.; HELM, P.; PALZ, W. **Photovoltaic system technology: A european handbook**. 1st ed. Taylor & Francis, 1992. 566 p.

INEE. **Instituto Nacional de Eficiência Energética**. Disponível em: www.inee.com.br .Acesso em: abril de 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **Energy Technology Perspectives 2012**. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **Energy Technology Perspectives 2014**. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris.

INSEL. **Integrated Simulation Environment Language**. Disponível em: www.insel.eu. Acesso em: Julho de 2016.

KAYGUSUZ, K. **Energy for sustainable development: a case of developing countries**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012) 1116 – 1126.

KLEIN, S., A. **Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces**. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI 53706, U.S.A. Solar Energy, Vol 19, pp. 325-329. Pergamon Press 1977.

KLISE, G.T.; STEIN, J. S. **Models used to assess the performance of photovoltaic systems**. Sandia Report, SAND 2009 - 8258; December 2009.

KENDRICK, L.; PIHL, J.; WEINSTOCK, I.; MEINERS, D.; TRUJILLO, D. **Hybrid generation model simulator (HybSim)**. In: Proceedings of the EESAT conference, San Francisco, SAND 2003 – 3790 a; 2003.

LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998. **Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências**. Governo Federal do Brasil. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: Fevereiro de 2016.

LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002. **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973,**

nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Governo Federal do Brasil. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm. Acesso em: Fevereiro de 2016

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. **Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão.** Revista Virtual de Química, 2015, Volume 7 (1), 126-143.

MANWELL, J. F.; ROGERS, A.; HAYMAN, G.; AVELAR, C. T.; MCGOWAN, J. G.; ABDULWAHID, U. **Hybrid2 – a hybrid system simulation model, theory manual.** Renewable Energy Research Laboratory, Department Of Mechanical Engineering, University Of Massachusetts Report. Subcontract N°. XI-1-11126-1-1; 2006.

MAXI SOLAR. **Energia Sustentável.** 2016. Disponível em: www.maxisolar.com.br. Acesso em: Abril de 2016.

MOHAJERI, NAHID; UPADHYAY, GOVINDA; GUDMUNDSSON, AGUST; ASSOULINE, DAN; KAMPF, JÉRÔME; SCARTEZZINI, JEAN-LOUIS. **Effects of urban compactness on solar energy potential.** Renewable Energy 93 (2016) 469 – 482.

MONETTI, E. **Análise de riscos do investimento em shopping centers.** 1996. 261p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Civil da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

MORGAN, T. R.; MARSHALL, R. H.; BRINKWORTH, B. J. **Ares: a refined simulation program for the sizing na optimization of autonomous hybrid energy systems.** Solar Energy, 1997; 59 (4 – 6): 205 – 15.

NASA. **National Aeronautics and Space Administration.** Disponível em: www.power.larc.nasa.gov. Acesso em: Julho de 2016.

NEWMAN, D.G.; LAVELLE, J.P.; ESCHENBACH, T.G. **Essentials of Engineering Economic Analysis.** 11ª ed. New York: Oxford University Press, 672p. 2011.

ONUDI. **Observatório de Energias Renováveis para América Latina e Caribe.** Programa de Capacitação em Energias Renováveis - Energia Solar Fotovoltaica, 2016. Disponível em: www.veduca.com.br. Acesso em: Abril de 2016.

PATEL, M. S.; PRYOR, T. L. **Monitored performance data from a hybrid RAPS system and the determination of control set points for simulation studies.** In: Proceedings of the ISES 2001 solar world congress, Adelaide, Australia. November, 2001.

PEREIRA, M. G.; CAMACHO, C.F.; FREITAS, M. A. V.; SILVA, N. F. **The renewable energy market in Brazil: current status and potential.** Renewable Sustainable Energy Reviews. 16 (2012) 3786 e 3802.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RUTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** INPE, 2006.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia.** 1ª ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PRADO, J. R.; FERNANDO, ALMEIDA; ATHAYDE, SIMONE; MOSSA, JOANN; BOHLMAN, STEPHANIE; LEITE, FLAVIA; SMITH, ANTHONY OLIVER. **How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 53 (2016) 1132 – 1136.

PROCEL. **PROCEL INFO: Dicas de economia de energia, Tabela de estimativa de consumo de eletrodomésticos.** Disponível em: www.procelinfo.com.br. Acesso em: Junho de 2016.

RIBEIRO, ALAN EMANUEL DUAILIBE RIBEIRO; AROUCA, MAURÍCIO CARDOSO; COELHO, DANIEL MOREIRA. **Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: The influence of location, area and shape.** Renewable Energy 85 (2016) 554 – 563.

REN21. **Renewables 2012, Global Status Report.** Disponível em: www.ren21.net, Acesso em: Maio de 2016.

REN N° 482. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de micro geração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Agência Nacional de Energia

Elétrica – ANEEL, Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: Janeiro de 2017.

REN N° 517. Resolução Normativa n° 517, de 11 de dezembro de 2012. **Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acesso em: Janeiro de 2017.

REN N° 687. Resolução Normativa n° 517, de 24 de novembro de 2015. **Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: Janeiro de 2017.

RETSCREEN. **Natural Resources Canada.** Disponível em: www.etscreen.net. Acesso em: Julho de 2016.

SINGH, AMRITPAL; VATS, GAURAV; KHANDUJA, DINESH. **Exploring tapping potential of solar energy: Prioritization of Indian states.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 58 (2016) 397 – 406.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. **Review of software tools for hybrid renewable energy systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 32 (2014) 192 – 205.

SOMES. **Simulation and Optimization Model for renewable Energy Systems.** Disponível em: www.web.co.bw. Acesso em Julho de 2016.

STRANGUETO, KARINA MARETTI. **Usina Fotovoltaica de 1 MWp para Suprimento de Veículos Elétricos: Estimativa da Frota Atendida, Logística de Abastecimento e Emissões de CO2 Evitadas.** Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP – 2012.

TORRES, REGINA CÉLIA. **Energia Solar Fotovoltaica como Fonte Alternativa de Geração de Energia Elétrica em Edificações Residenciais.** Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica. São Carlos, 2012.

TRNSYS. **A TRaNsient SYstems Simulation Program**. The University of Wisconsin. Madison, United States. Disponível em: www.sel.me.wisc.edu. Acesso em: Julho de 2016.

UNIVERSIDAD ZARAGOZA. **Campus Iberus, Espanha**. Disponível em: www.unizar.es. Acesso em: Julho de 2016.

UNITRON. **Engenharia, Indústria & Comércio Ltda**. Manual de Instruções, *TC 12/24-20 TD*. Disponível em: www.unitron.com.br. Acesso em: Abril de 2016.

VANEK, F. M.; ALBRIGHT, L. D. **Energy Systems Engineering – Evaluation e Implementation**. Mc Graw Hill. United States of American, 2008.

VERA, LUIS HORÁCIO. **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação Solar de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Grande do Sul. Dissertação de Mestrado, 2004. Porto Alegre, RS.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.

WEG. **Soluções em Energia Solar**. Disponível em: www.weg.net. Acesso em: Julho de 2016.

WISC - The University of Wisconsin Madison. **A TRaNsient SYstems Simulation Program**. Disponível em: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>. Acesso em: janeiro de 2013.