Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso

Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residências

Renan de Jesus Bernardino

João Monlevade, MG
2018

Renan de Jesus Bernardino

Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residências

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof. Gabriel Azevedo Fogli
Coorientador: Prof^{a}. Marcela Moreira Couto

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2018

B523e Bernardino, Renan de Jesus .
Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residenciais [manuscrito] / Renan de Jesus Bernardino. - 2018.

96f.: il.: color; grafs; tabs; mapas.

Orientador: Prof. Dr. Gabriel Fogli Azevedo .
Coorientadora: Profª. MScª. Marcela Moreira Couto .

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Sistemas de energia fotovoltaica. 2. Geração distribuida de energia elétrica. 3. Energia solar. 4. Energia - Fontes alternativas. I. Azevedo , Gabriel Fogli. II. Couto , Marcela Moreira. III. Universidade Federal de Ouro Preto. IV. Titulo.

CDU: 621.31

Catalogação: ficha.sisbin@ufop.edu.br

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica

UFOP

ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 24 dias do mês de maio de 2018, às 9 horas, no bloco C deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo formando Renan de Jesus Bernardino, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Gabriel Azevedo Fogli, Marcela Moreira Couto, Victor Costa da Silva Campos e Igor Dias Neto de Souza.

O candidato apresentou a monografia intitulada: Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residências. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela aprovação do candidato, com a nota média 9, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Gabriel Azevedo Fogli	9
Marcela Moreira Couto	9
Victor Costa da Silva Campos	9
Igor Dias Neto de Souza	9
Média	9

João Monlevade, 24 de maio de 2013.

Gabriel Azevedo Fogli

Professor(a) Orientador(a)
Gabriel Azevedo Fogli

Marcela Moreira Couto

Professor(a) Coorientador(a)
Marcela Moreira Couto

Bernardino

Aluno
Renan de Jesus Bernardino

Victor Costa da Silva Campos

Professor(a) Convidado(a)
Victor Costa da Silva Campos

Professor(a) Convidado(a)
Igor Dias Neto de Souza

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus pela oportunidade de vivenciar esta experiência única e por todas as pessoas que colocou em minha vida durante este tempo.

Agradeço de forma especial aos meus pais, Dalva e Sebastião, por sempre estarem ao meu lado e por serem meu porto seguro nesta vida. Devo tudo a vocês, hoje e sempre. Vocês são a expressão máxima que conheço do amor.

Agradeço aos meus familiares pelo constante incentivo e apoio durante esse período, sem isso não conseguiria chegar até aqui.

Aos meus irmãos da República DuBodi pela paciência e apoio incondicional, pelo aprendizado diário e pelos diversos bons e maus momentos vivenciados ao lado de vocês.

A todos os meus professores que passarão ao longo da minha formação até hoje, sem vocês o caminho não seria o mesmo. Agradeço de forma especial aos professores Gabriel Fogli e Marcela Moreira pela orientação e paciência principalmente nesta etapa final.

Aos meus amigos de longa data que mesmo com a distância se fizeram presentes me apoiando e mostrando o significado de amizade.

Em geral agradeço a todos que passaram por minha vida, pois de uma forma ou de outra pude aprender algo com vocês.

"Insanidade é continuar fazendo sempre a mesma coisa e esperar resultados diferentes."

Albert Einstein.

Resumo

A matriz energética brasileira, há algum tempo, vem apresentando algumas deficiências principalmente nos quesitos da dependência de fatores climáticos, predominante da principal forma de geração de energia do país, causando assim uma instabilidade no sistema de produção de eletricidade, acarretando os constantes reajustes tarifários relacionadas à eletricidade. Na última década, à busca por soluções sustentáveis e eficientes de geração de energia aumentou exponencialmente , principalmente devido aos impactos ambientais causados pelas atuais fontes de energia. Desta maneira, uma nova tendência de geração de energia está expandindo cada vez mais. A geração distribuída vem sendo constantemente otimizada à fim de conseguir fazer parte do sistema de geração de energia atual do país. Esta nova estrutura de geração apresenta uma série de vantagens, sendo uma delas a redução nos custos relacionados à distribuição de energia elétrica, já que as fontes geradoras de energia estarão próximas ao centros consumidores melhorando, consequentemente, a qualidade e a eficiência desta energia gerada. A partir disso, o governo federal, por meio de órgãos, como ANEEL e o Ministério de Minas e Energia, vem incentivando e padronizando esta nova forma de geração no país, visando assim ampliar a produção de energia a partir de novas fontes de geração, inserindo-as, definitivamente, à matriz elétrica brasileira, ajudando a solucionar assim os atuais e futuros problemas de fornecimento de energia. Diante disso, este trabalho de conclusão de curso aborda o estudo e o desenvolvimento dos sistemas de geração fotovoltaica, dando enfoque aos sistemas conectados à rede elétrica. Este estudo visa abordar por completo esta nova fonte de energia, explanando sobre o conceito de energia solar, a forma de conversão desta energia em eletricidade além das características e modelagem das células fotovoltaicas. O estudo retrata ainda os equipamentos e os seus respectivos princípios de funcionamento além de reunir as principais normas de regulamentação e também os requisitos necessários para o acesso à rede de distribuição. Por fim este documento apresenta as análises e resultados econômicos obtidos da aplicação deste tipo de geração em duas diferentes residencias.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, geração distribuída , energia renovável , viabilidade econômica.

Abstract

Brazilian energy matrix has been showing some deficiencies. Mainly in the dependency of climatic factors, predominant of the main form of energy generation of the country. it can result an instability in the energy system, causing constant tariff readjustments related to electricity. In the last decade, the search for sustainable and efficient energy generation solutions has increased exponentially, mainly due to the environmental impacts caused by current energy sources. In this way, a new trend of energy generation is expanding. Distributed generation is constantly being optimized to be part of the country's current power generation system. This new generation structure has a number of advantages, such as the reduction in costs related to the distribution of electricity, since the sources of energy is closer to the loads, consequently improving the quality and efficiency of this energy issues. From this, the federal government, through agencies such as ANEEL and the Ministry of Mines and Energy, has been encouraging and standardizing this new form of generation in the country, aiming to expand energy production from new sources of generation, inserting them, definitively, to the Brazilian electrical matrix, helping to solve thus the current and future problems of energy supply. Therefore, this course completion work describes the study and development of photovoltaic generation systems, focusing on grid-connected system. This study aims to completely address this new source of energy, explaining about the concept of solar energy, the way of converting this energy into electricity in addition to the characteristics and modeling of photovoltaic cells. The study will also outline the equipment and its respective operating principles in addition to bringing together the main regulatory standards as well as the necessary requirements for access to the distribution network. Finally, this document will present the analyzes and economic results obtained from the application of this type of generation in two different residences.

Keywords: Photovoltaic system, distribuited generation, renewable energy, economic viability

Lista de ilustrações

Figura 1 – Recursos energéticos totais da terra 5
Figura 2 – Celula solar simplificada e efeito fotovoltaico. 7
Figura 3 – Modelo generalizado de uma célula solar. 8
Figura 4 – Modelo generalizado de uma célula solar simplificado. 9
Figura 5 – Curvas de "corrente × tensão"e "potência × tensão", respectivamente, de um dispositivo fotovoltaico. Observa-se a existência de um ponto onde a potência fornecida pelo dispositivo é máxima. 12
Figura 6 – Associação de três módulos fotovoltaicos em série. 13
Figura 7 – Associação de três módulos fotovoltaicos em paralelo. 13
Figura 8 – Associação de três módulos fotovoltaicos em série-paralelo. 14
Figura 9 – Efeito causado pela variação da irradiância sobre a curva característica $I-V$. 15
Figura 10 – Efeito causado pela variação da temperatura sobre a curva característica $I-V$. 15
Figura 11 – Conjunto com $4x3$ painéis solares. Nos dois exemplos o painel $(3,2)$ está desligado por sombreamento. a) Conjunto fotovoltaico sem os diodos de *bypass*. b) Conjunto com os diodos de *bypass*. 16
Figura 12 – Gráfico de tensão e corrente do sistema sem utilização do diodo *bypass*. . . 16
Figura 13 – Gráfico de tensão e corrente do sistema com utilização do diodo *bypass* . . 17
Figura 14 – Representação dos diodos de Bloqueio e seu esquemático de ligação. . . . 18
Figura 15 – Sistema fotovoltaico isolado. 19
Figura 16 – Banco de baterias. 20
Figura 17 – Desgaste de uma bateria de chumbo-ácido em função da profundidade da carga. 21
Figura 18 – Efeito da temperatura na vida útil da bateria de chumbo ácido. 21
Figura 19 – Efeito da temperatura na capacidade de armazenamento. 22
Figura 20 – Controladores de carga do tipo Liga/Desliga em paralelo 24
Figura 21 – Controladores de carga do tipo Liga/Desliga em serie. 24
Figura 22 – Ponto de operação dos controladores convencionais e controlador equipado com PWM e MPPT. 25
Figura 23 – Circuito inversor monofásico e o resultado do comportamento da forma de onda da saída. 26
Figura 24 – Espectro harmônico para um chaveamento de onda quadrada 27
Figura 25 – Modulação por largura de pulso - PWM. 28
Figura 26 – Circuito inversor trifásico. 28
Figura 27 – Inversor dois estágios. 29
Figura 28 – Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. 30

Figura 29 – Aterramento do tipo TN-C. 33
Figura 30 – Aterramento do tipo TN-C-S. 34
Figura 31 – Aterramento do tipo TT. 34
Figura 32 – Síntese da irradiação média diária por região brasileira. 45
Figura 33 – Irradiação média diária nos países europeus. 46
Figura 34 – Irradiação média anual do estado de Minas Gerais. 47
Figura 35 – Fatura de energia elétrica. 50
Figura 36 – Dados de irradiação de cidades próximas a João Monlevade. 52
Figura 37 – Arranjos dos disposivios de proteção alocados na *String Box*. 54
Figura 38 – Fatura de energia elétrica do mês de Abril. 56
Figura 39 – Instalação dos 12 módulos fotovoltaicos de $270Wp$. 58
Figura 40 – StringBox antes da alteração. 59
Figura 41 – StringBox com adição do DPS de corrente alternada. 59
Figura 42 – Instalação do inversor ABB PVI 3.0. 60
Figura 43 – Fluxo de caixa da instalação de 3.24kWp. 62
Figura 44 – Retorno Investimento da instalação de 3.24kWp. 62
Figura 45 – Fatura de energia elétrica do mês de Maio. 64
Figura 46 – Instalação dos 11 módulos fotovoltaicos de 315Wp. 66
Figura 47 – StringBox sem proteção de corrente alternada. 67
Figura 48 – StringBox incrementada com DPS de corrente alternada. 67
Figura 49 – Inversor FRONIUS PRIMO 3.0-1. 68
Figura 50 – Fluxo de caixa da instalação de 3.46kWp. 69
Figura 51 – Retorno Investimento da instalação de 3.46kWp. 70
Figura 52 – Fatura de energia sistema da primeira instalação - Março 2018. 80
Figura 53 – Fatura de energia sistema da primeira instalação - Abril 2018. 81
Figura 54 – Fatura de energia sistema da segunda instalação- Março 2018. 82
Figura 55 – Fatura de energia sistema da segunda instalação - Abril 2018. 83
Figura 56 – Diagrama Unifilar. 84

Lista de abreviaturas e siglas

SEP	Sistema Elétrico de Potência
GHI	Irradiação Global Horizontal
DIF	Irradiação Difusa Horizontal
DNI	Irradiação Normal Direta
GD	Geração Distribuída
Voc	Voltagem de circuito aberto
Isc	Corrente de curto circuito
Vmp	Voltagem de potência máxima
Imp	Corrente de potência máxima
Pm	Potência máxima
PMP	Ponto de máxima potência
STC	Standard Test Conditions
MPPT	Maximum Power Point Tracking
HFn	Fator harmônico do n-ésimo harmônico
THD	Distorção harmônica total
DF	Fator de distorção
LOH	Harmônico de mais baixa ordem
ANEEL	Agência Nacional de Energia elétrica
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
DR	Diferencial Residual
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Norma Brasileira Registrada

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
CRESESB	Centro de Referência para as Energias e Eólica Sérgio de S Brito

Sumário

1 INTRODUÇÃO . . . 1
1.1 Objetivo Geral . . . 3
1.2 Motivação . . . 3
1.3 Estrutura do trabalho . . . 4

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE ENERGIA FOTOVOLTAICA 5
2.1 Energia Solar . . . 5
2.1.1 Radiação solar . . . 6
2.1.2 Irradiância . . . 6
2.2 Efeito Fotovoltaico . . . 6
2.3 Modelagem célula fotovoltaica . . . 8
2.3.1 Circuito elétrico equivalente de uma célula solar . . . 8
2.3.2 Modelagem matemática do módulo fotovoltaico . . . 9
2.4 Módulo fotovoltaico . . . 10
2.4.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos . . . 10
2.4.2 Curvas características de corrente, tensão e potência do módulo fotovoltaico 11
2.4.3 Associação dos módulos . . . 12
2.4.3.1 Associação em série . . . 12
2.4.3.2 Associação em paralelo . . . 13
2.4.3.3 Associação série - paralelo . . . 13
2.4.4 Fatores que influenciam a eficiência dos módulos fotovoltaicos . . . 14
2.4.5 Efeito da irradiância solar . . . 14
2.4.5.1 Efeito da temperatura . . . 14
2.4.5.2 Efeito de sombreamento . . . 15

3 TIPOS DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA . . . 19
3.1 Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos . . . 19
3.1.1 Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo . . . 20
3.1.1.1 Armazenadores de energia . . . 20
3.1.1.2 Controladores de carga . . . 22
3.1.1.3 Inversores . . . 25
3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica . . . 29
3.2.1 Componentes do sistema . . . 30
3.2.2 Sistema de proteção . . . 30
3.2.2.1 Dispositivo de seccionamento: . . . 31

3.2.2.2 Dispositivo de proteção contra sobrecorrente 31
3.2.2.3 Dispositivo de proteção contra surtos de tensão - DPS 32
3.2.2.4 Dispositivo de detecção de corrente residual - DR 32
3.2.3 Aterramento 33
3.2.4 Sistema de coleta de dados - SCD 34
3.2.4.1 Medidor Bidirecional 35
3.2.5 Sistema de compensação de energia elétrica 35
3.2.6 Pré-requistos antes de acessar à rede 36
3.2.7 Requisitos dos inversores 37
3.2.7.1 Tensão de Operação 38
3.2.7.2 Frequência de Operação 38
3.2.7.3 Injeção de corrente contínua na rede elétrica 39
3.2.7.4 Distorção harmônica de corrente admissível 39
3.2.7.5 Fator de potência 40
3.2.7.6 Detecção de ilhamento 40
3.2.8 Normas e regulamentações brasileiras 41
3.2.8.1 Resoluções Normativas 41
3.2.8.2 PRODIST 43
3.2.8.3 Normas 43

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA 45
4.1 Potêncial fotovoltaico do Brasil 45
4.2 Potencial fotovoltaico do estado de Minas Gerais 46
4.3 Análise de viabilidade econômica 48
4.3.1 Fluxo de caixa 48
4.3.2 Valor Presente Líquido (VPL) 48
4.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR) 49
4.3.4 *Payback* simples 49

5 ESTUDO PRÁTICO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO 50
5.1 Metodologia do dimensionamento 50
5.2 Instalação residêncial 3.24 **kWp 55**
5.3 Instalação residêncial 3.46 **kWp 63**

6 CONCLUSÃO 71

REFERÊNCIAS 73

1 Introdução

De acordo com os dados de geração de energia no Brasil no ano de 2015 (EPE, 2016) as hidrelétricas foram responsáveis por quase 62% de toda energia produzida no país, sendo seguidas pela geração por meio de combustíveis fósseis (gás natural - 13.7%, derivados do petróleo - 4.4% e carvão - 3.3%); biomassa - 8.2%; eólica 3.7%; nuclear - 2.5% e outras - 2.4%. Não é inusitado que essa fonte energética seja a principal fonte geradora de energia do país, tendo em vista a grande abundância do recurso hídrico.

Por outro lado a geração elétrica por meio de fontes hídricas apresenta algumas deficiências, primeiramente seguem o mesmo modelo tradicional dos sistemas elétricos de potência - SEP, no que diz respeito a sua forma de geração. Neste modelo tradicional a energia elétrica gerada, é normalmente produzida por grande usinas localizadas em regiões afastadas das suas cargas. Esta energia é levada então até os centros consumidores por meio de linhas de transmissão e distribuição (ALMEIDA, 2011). A presença destas longas linhas favorece o aumento da quantidade de perdas, diminuindo a eficiência do sistema e afetando a qualidade da energia transmitida. Além disso, ponderando a questão financeira, a produção de energia centralizada requer grandes investimentos, com instalações de enormes proporções, indivisíveis e com pouca flexibilidade (SANTOS; MIGUEL, 2008).

Outra fragilidade das usinas hidrelétricas se trata da dependência dos recursos hídrico, chuva, a qual é necessária para manter o nível dos reservatórios para a geração de energia. Esta interdependência já foi propulsora de algumas crises energéticas no país justamente devido à escassez hídrica em um período de crescimento econômico e alta demanda energética. (SILVA, 2015), como nos anos de 2001, 2009 e 2015. Não deixando de lado é claro, a falta de planejamento dos órgãos responsáveis pelo controle desta geração. Outro efeito causado pela baixa quantidade de recurso hídrico é o aumento tarifário de eletricidade, pois como as hidrelétricas não conseguem atender à demanda energética, a geração é compensada por outras fontes de produtoras de energia, como as termoelétricas, o que causa uma elevação no custo de produção de energia (SILVA, 2015).

Além disso, segundo EPE (2015), na próxima década espera-se uma tendência de redução de taxa de crescimento populacional, a taxa esperada deste período é de 0.7% ao ano. Enquanto o resultado dos últimos censos mostra um decréscimo da taxa de crescimento da população, o número de domicílios particulares permanentes vem apresentando trajetória crescente para todas as regiões do país(EPE, 2015). Com isso, a demanda energética irá aumentar consideravelmente, sendo assim, necessário a inserção das novas fontes de energia à matriz energética atual para conseguir suprir essa futura demanda.

A partir destas questões é evidente a tendência de mudança no panorama de energia elétrica no Brasil, por meio de uma série de ações como a de diversificação na matriz energética e também na busca pelo aumento da Geração distribuída (GD), (XAVIER et al.,

2011). A geração distribuída é uma área chave para a sustentabilidade e geração de energia limpa, mesmo com um grande impacto em todo o sistema de transmissão e distribuição de energia, uma vez que altera toda a concepção do sistema atual (LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015).

Dessa maneira, ponderando os diversos aspectos brasileiros como: crescimento populacional avançado; crise financeira; aumento da demanda energética; preocupação com o meio ambiente; carência de outras fontes na matriz energética; aumentos tarifários constantes; crises energéticas e ainda levando em conta um conjunto de fatores que vêm colaborando para a consolidação da geração fotovoltaica no Brasil juntamente com a disposição do país no planeta, fica evidente que os sistemas fotovoltaicos tratam-se de uma boa alternativa como fonte de geração de energia.

Devido a sua localização, o país possui excelentes níveis de radiação solar, colocando-o em vantagem em comparação aos países da união europeia que já fazem uso desta energia solar (TOLEDO et al., 2010). Além disso, é um sistema que apresenta simples instalação e uma longa vida útil de operação, apresentando ainda um baixo impacto ambiental, devido a baixa emissão de CO_2 no meio ambiente. Outro benefício deste tipo de sistema é a possibilidade de ser implementado em diferentes escalas de potência, podendo tanto ser aplicado em áreas reduzidas, como telhados, ou em amplos espaços, como fazenda ou grandes hectares de terra. Dessa maneira, a geração fotovoltaica em pequena escala encaixa-se nos conceitos de GD gerando alguns benefícios, segundo Lopes, Fernandes e Muchaluat-Saade (2015) e Santos e Miguel (2008), como:

- Redução nas perdas de transmissão e distribuição, devido à proximidade com unidade consumidora e consequentemente aumento na eficiência do sistema;
- Redução dos investimentos para o aumento na potência das centrais em operação, já que as novas unidades produtoras podem ser implementadas de forma modular, acompanhando assim o aumento da demanda energética;
- Redução dos custos devido à transmissão e distribuição, pois acima de 30% do custo total de eletricidade era devido à perdas.
- Disponibilização de energia elétrica em locais remotos e sem infraestrutura de transmissão e distribuição onde seria inviável e extremamente caro o fornecimento através de linhas de transmissão.

Mediante a criação de normas técnicas, regulamentações e ainda um sistema de compensação de energia, que foram estabelecidos há pouco tempo e ainda vêm sendo aprimorados constantemente, houve uma considerável expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Este aumento em larga escala surte um efeito direto e positivo na economia do país, pois este setor à medida que cresce, movimenta um fluxo de capital interno, seja

através do fornecimento ou consumo, instalação, reparo/manutenção ou qualquer outra fonte de renda ligada diretamente ou indiretamente aos sistemas de geração fotovoltaica.

Diante deste cenário, o presente trabalho visa analisar e calcular a viabilidade econômica dos sistemas de geração fotovoltaicos aplicados a residencias, abordando desde os equipamentos necessários e seus respectivos funcionamentos, além das normas, resoluções e requisitos necessários para o acesso à rede. Este estudo também abordará o dimensionamento do sistema assim como o seu circuito de proteção. Por fim, será analisado o investimento aplicado para diferentes casos de potências instaladas e análise econômica para cada um destes casos, visando obter resultados que comprovem a eficiência e vantagens deste tipo de geração de energia.

1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como intuito final abordar, de maneira ampla, o sistema de geração fotovoltaico conectados à rede elétrica, explanando sobre as características dos equipamentos e seu princípio de funcionamento.

Este estudo também reunirá as principais normas técnicas, regulamentações e requisitos que devem ser respeitados, além da documentação necessária para o efetivo acesso à rede elétrica.

Por fim este projeto visa estudar as viabilidades econômicas deste sistema de geração para uma residência padrão, supondo casos para diferentes potências de instalação do sistema e analisando os resultados obtidos à fim de comprovar as vantagens e também viabilidade financeira de aquisição deste sistema de geração para um cliente.

1.2 Motivação

Uma das principais motivações deste trabalho é devido à dependência da matriz elétrica brasileira, em relação a geração de energia proveniente das hidroelétricas, enquanto o país esta localizado em uma região privilegiada em relação ao recurso solar.

Além disso, os constantes aumentos tarifários tem como uma das causas justamente a escassez do recurso hídrico durante alguns períodos, fazendo com que outras fontes de geração, que necessitam de um maior custo para produção, comecem a produzir energia levando assim aos aumentos tarifários de eletricidade. Esta questão evidência uma instabilidade no sistema de geração de energia brasileira, a qual pode ser melhorada inserindo novas fontes de geração em sua matriz elétrica.

1.3 Estrutura do trabalho

No capítulo 1, foram apresentadas as principais matrizes energéticas brasileiras e a participação de cada uma delas na geração de energia brasileira, além de ser abordado os objetivos e justificativas do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma introdução a energia solar e seus recursos, além de abordar o efeito fotovoltaico e as curvas características e comportamento dos módulos fotovoltaicos.

No capítulo 3 é levantado um estudo completo sobre os sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede, abordando suas caraterísticas, equipamentos, funcionamento além dos sistemas de proteção e medição necessários para este tipo de geração. Ainda neste capítulo são abordados as normas, regulamentações e pré-requisitos para o acesso à rede de distribuição além do sistema de compensação de energia.

No capítulo 4 são apresentados os índices médios de radiação solar no Brasil, os quais são determinantes para o dimensionamento correto dos sistemas fotovoltaicos. Neste capítulo também é apresentado o potencial fotovoltaico do estado de Minas Gerais, já que os projetos explorados neste documento localizam-se na cidade de João Monlevade-MG. Ainda neste capítulo são demonstradas as ferramentas de engenharia econômica, as quais serão responsáveis por determinar a viabilidade ou não do projeto fotovoltaico.

No capítulo 5 é exibida, primeiramente, toda a metodologia que será aplicada durante o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Em seguida esta metodologia é aplicada aos projetos que serão analisados neste documento, apresentando ao final de cada instalação uma conclusão sobre o projeto realizado.

No capítulo 6, por fim, são apresentadas as conclusões obtidas durante o desenvolvimento deste documento e também sugestões para trabalhos futuros.

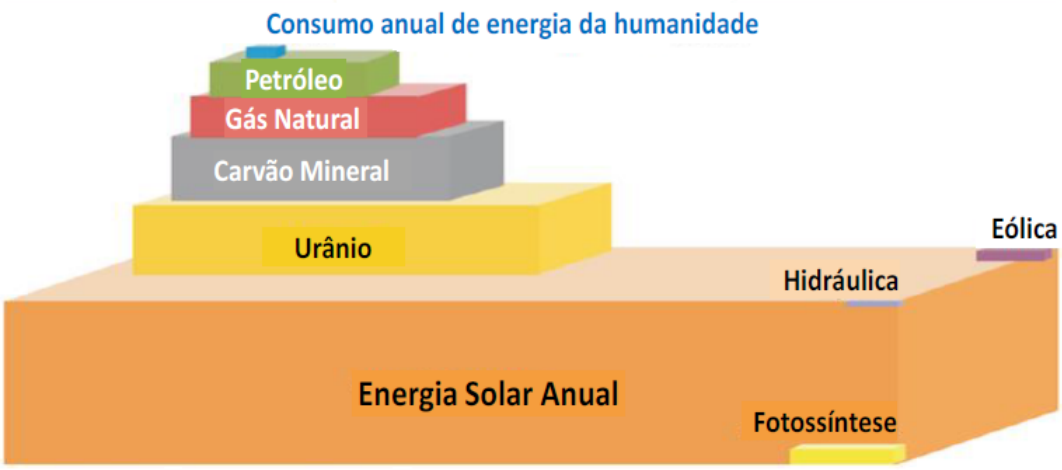
2 Fundamentação teórica sobre energia fotovoltaica

2.1 Energia Solar

Segundo CRESESB (2014), o sol é a principal fonte de energia para o planeta terra fornecendo calor e luz indispensáveis para a sobrevivência humana. Além disso, quando tratamos de energias renováveis deve-se lembrar que o sol é o responsável pelo surgimento de algumas outras fontes derivadas da energia solar.

É a partir da energia do sol que se dá a evaporação, originando assim o ciclo das águas, que possibilita a formação de represas e consequentemente a geração de eletricidade (Geração Hidrelétrica). A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando as correntes de ventos (Geração eólica). Petróleo, carvão e gás natural (Combustíveis fosseis) foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar. Além disso, atua também nos movimentos marítimos (Geração maremotriz) por meio da formação de ventos.

Figura 1 – Recursos energéticos totais da terra



Fonte: Adaptado de (PHILIBERT, 2011).

A Figura 1 possibilita uma melhor compreensão da superioridade da energia solar em comparação com as demais, entretanto não se pode deixar de lado as outras fontes de energia, principalmente as renováveis que ocasionam um menor impacto ambiental em comparação as não-renováveis. Assim é evidente a necessidade de ampliar o aproveitamento de todas essas fontes energéticas derivadas do sol à fim de conseguir uma nova fonte de energia elétrica na matriz energética atual, acarretando em diversos benefícios tanto econômicos quanto ambientais.

2.1.1 Radiação solar

O Sol fornece anualmente, para a atmosfera terrestre cerca de $1,5x10^{18}$ kWh de energia, tratando-se de um valor considerável, correspondente a 10000 vezes o consumo mundial de energia neste mesmo período (CRESESB, 2014). A partir desta afirmação, é possível ver que o sol é uma fonte inesgotável de energia, capaz de realmente incorporar a matriz energética mundial.

A radiação solar que atinge a atmosfera terrestre pode ser decomposta, para fins de análise, de diferentes formas. Para os sistemas fotovoltaicos, a parte da radiação solar de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (GHI), que estima a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF) – parcela espalhada e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'agua e outros elementos em suspensão na atmosfera - e pela Irradiação Normal Direta (DNI)- parcela que atinge o solo diretamente, sem obstruções. Em dias nublados, a principal parcela é a DIF, enquanto que em dias claros prevalece a DNI. Para a geração heliotérmica, a DNI é a parcela de maior importância (EPE, 2012).

2.1.2 Irradiância

A grandeza geralmente utilizada para quantificar a radiação solar, em unidade de potência por área (W/m^2) é a irradiação ou irradiância. Sabendo-se que potência é uma grandeza física que expressa a quantidade de energia concedida por uma fonte durante um intervalo de tempo, tem-se então que quanto maior for a irradiação solar, maior será a potência fornecida durante um intervalo de tempo. Com isto, é possível analisar a eficiência dos painéis solares, já que um valor de irradiância de 1000 W/m^2 é adotado como padrão nas indústrias fotovoltaicas e nos laboratórios de testes, além de alguns outros parâmetros padrões que são especificados nos catálogos dos painéis.

Com um valor padrão de irradiância, a eficiência das células e módulos fotovoltaicos de diversos fabricantes podem ser especificados e comparados com base em uma condição padrão da radiação solar (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Ao realizar a soma entre irradiância com a radiação solar que incide na superfície terrestre adquire-se o valor de irradiação solar. Esta variável pode ser expressa em kWh/m^2 ou até mesmo em Horas de Sol Pleno - HSP (h/dia) como será visto ao decorrer deste documento.

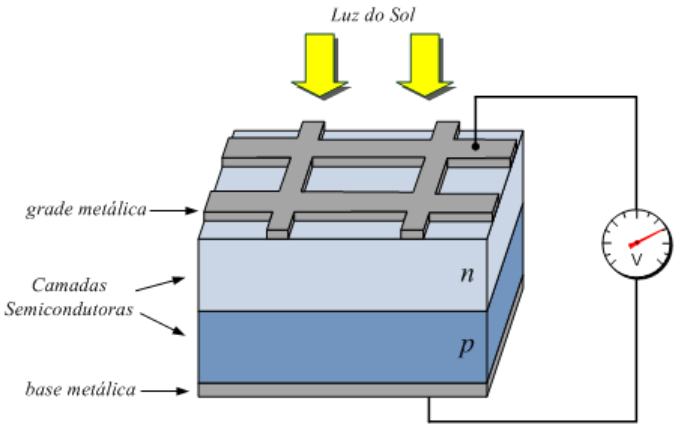
2.2 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839 que constatou a presença de uma diferença de potencial nos terminais de um semicondutor quando exposto a luz(PINHO; GALDINO, 2014). Este é o fenômeno físico que permite a conversão da luz em eletricidade no momento em que a luz solar incide sobre uma célula

semicondutora com propriedades específicas. Os materiais semicondutores mais simples são constituídos de átomos de apenas um único elemento químico com quatro elementos na camada de valência(CRESESB, 2014).

Os materiais semicondutores utilizados em painéis solares passam por um processo de *dopagem* à fim de alterar as propriedades elétricas do material deixando-o mais condutor, já que o número de lacunas do semicondutor aumenta a medida que são introduzidas impurezas no cristal. Existem basicamente dois tipos de materiais semicondutores, tipo N e tipo P que dependem das impurezas introduzidas em suas redes cristalinas. Assim as características elétricas do semicondutor definem a eficiência da conversão elétrica das células solares, (FARRET; SIMOES, 2006).

Figura 2 – Celula solar simplificada e efeito fotovoltaico.



Fonte: (ALMEIDA, 2011).

Uma célula solar, como vista na Figura 2, é composta de uma junção p-n. A incidência de luz nestas células geram os "transportadores de carga"(MÖLLER, 1993). Isto ocorre quando a energia dos fótons incidentes sobre a célula solar é suficiente grande para separar os elétrons covalentes do semicondutor, sendo esse fenômeno dependente do comprimento de onda da luz incidente sobre o módulo e do tipo de material semicondutor utilizado na fabricação do módulo solar (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, gerasse um fluxo de elétrons (corrente elétrica). Enquanto a luz incidir na célula este fluxo se manterá. A intensidade da corrente elétrica gerada varia na mesma proporção conforme a intensidade da luz incidente. Uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, apenas mantém um fluxo de elétrons estabelecidos num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela, este fenômeno é conhecido como “Efeito fotovoltaico” (NASCIMENTO, 2004).

A radiação solar possui fótons de diferentes energias. Fótons de energia menor do que a *bandgap* não são aproveitados, não gerando tensão e corrente elétrica. Os fótons com energia superior à da *bandgap*, somente a energia correspondente a *bandgap* é convertida em eletricidade, o excesso de energia é dissipado em forma de calor. Assim a capacidade

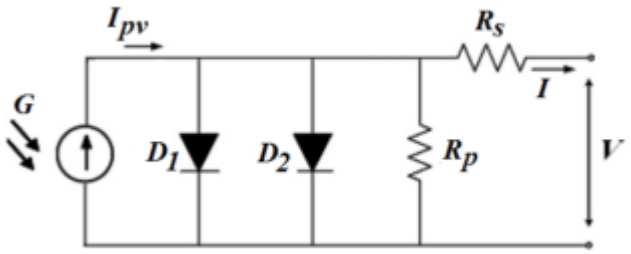
de geração de corrente elétrica é maior para semicondutores com tamanhos de *bandgap* reduzidos, aproveitando melhor o espectro de radiação solar, em contrapartida quanto menor for esta, menor será sua capacidade de geração de tensão de saída (VILLALVA et al., 2010).

2.3 Modelagem célula fotovoltaica

2.3.1 Circuito elétrico equivalente de uma célula solar

O modelo do circuito generalizado de uma célula fotovoltaica utilizada é baseado no modelo com dois diodos (GOW; MANNING, 1999) representado na Figura 3. O modelo apresenta dois diodos que representam a característica não linear do material semicondutor. Além disso, contém também duas resistências parasitas Rs e Rp, respectivamente resistência em série e resistência em paralelo, sendo adicionadas ao modelo à fim de representar com precisão o funcionamento das células fotovoltaicas . O valor de Rs altera, principalmente, a corrente de curto circuito do painel (I_{SC}), enquanto Rp altera a tensão de circuito aberto (V_{OC})(MOÇAMBIQUE, 2012).

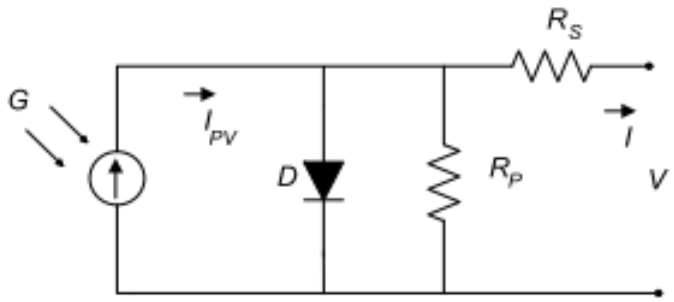
Figura 3 – Modelo generalizado de uma célula solar.



Fonte:(MOÇAMBIQUE, 2012).

Após a divulgação deste modelo, alguns outros estudos conseguiram simplificar ainda mais o circuito mantendo à precisão dos resultados. O modelo de único diodo foi utilizado com êxito em diversos outros trabalhos como Villalva, Gazoli e Filho (2009) e Moçambique (2012) obtendo resultados satisfatórios. O modelo simplificado é visto na Figura 4, sendo muito similar ao modelo generalizado.

Figura 4 – Modelo generalizado de uma célula solar simplificado.



Fonte: (MOÇAMBIQUE, 2012).

2.3.2 Modelagem matemática do módulo fotovoltaico

A equação básica da teoria de semicondutores que descreve matematicamente as características de corrente e tensão de uma célula fotovoltaica ideal é vista abaixo (RAUSCHENBACH, 1980).

$$I = I_{pv,cell} - I_{0,cell}\left[exp(\frac{q \cdot V}{\alpha \cdot k \cdot T}) - 1\right] \tag{2.1}$$

No qual $I_{pv,cell}$ é a corrente gerada pela incidência de luz(sendo proporcional à irradiação solar), a equação do lado direito do sinal de subtração é conhecida também como equação de *Shockley*, sendo que $I_{0,cell}$ é a corrente de saturação reversa diodo, q é a carga do elétron ($1.602 \times 10^{-19} C$), k é a constante de Boltzmann($1.3806 \times 10^{-23} J/K$), T é a temperatura em *Kelvin* da junção p-n e α é a constante de idealidade do diodo.

Entretanto a equação 2.1 não representa as características de corrente e tensão dos módulos comerciais, já que os módulos são compostos por várias células fotovoltaicas conectadas em série-paralelo, assim a equação deve incluir um parâmetro adicional à equação básica (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

$$I = I_{pv,cell} - I_{0,cell}\left[exp(\frac{q \cdot V}{\alpha \cdot V_t}) - 1\right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \tag{2.2}$$

onde I_{PV} é a corrente induzida pela luz, I_0 é a corrente de saturação do diodo, R_S é a resistência série equivalente do módulo, R_P é a resistência equivalente em paralelo do módulo, α é o fator de idealidade do diodo, $V_T = N_s KT/q$ é a tensão térmica do painel com N_S células conectadas em série, K é a constante de *Boltzmann*, $T(K)$ é a temperatura da junção P-N e q é a carga elementar do elétron. Se o módulo é composto por N_P células conectadas em paralelo.

Se o módulo é composto por NP células conectadas em paralelo, então a corrente induzida e de saturação do módulo fotovoltaico podem ser expressas por: $I_{PV} = I_{PV,CELL}$ e I_0 e $I_{0,CELL}$, respectivamente.

O equacionamento matemático será abordado de maneira superficial, já que não é o foco principal deste trabalho, por outro lado não poderia simplesmente ser excluído também. A partir do equacionamento matemático acima e utilizando recursos computacionais é possível obter alguns gráficos que mostram esta relação não linear entre a corrente e tensão além da relação destas duas variáveis com a potência.

As curvas características apresentadas na Figura 5 são obtidas por meio de equação 2.2, a qual é resolvida por intermédio de métodos iterativos ou por meio de algum software computacional. Contudo, os resultados obtidos são apresentados para condições padrão, não tendo esse comportamento em aplicações práticas.

2.4 Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é composto por diversas células fotovoltaicas conectadas, geralmente em série-paralelo, à fim de produzir tensão e corrente suficientes para a aplicação prática desta energia, na ordem de kW, além de servir como forma de proteção das células(PINHO; GALDINO, 2014).

O número de células conectadas em série-paralelo são definidos com base nos valores de tensão e corrente desejados pelo fabricantes, este tipo de associação de células será abordado mais adiante. Um cuidado importante que o fabricante deve ter durante o processo de fabricação trata-se da seleção das células fotovoltaicas que serão reunidas para a fabricação dos painéis devido as suas características elétricas. Caso haja incompatibilidade destas, o painel pode apresentar baixa eficiência devido ao efeito de *mismatch* pelo qual a células fotovoltaicas de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e por consequência a eficiência do sistema fotovoltaico global é reduzida. (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Usualmente um painel é identificado por meio de potência elétrica de pico (Wp), entretanto alguns outro fatores, também geralmente especificados no painel, são relevantes para analisar o comportamento do módulo. As principais características são:

- Tensão de circuito aberto (V_oc);
- Corrente de curto circuito (I_{sc});
- Tensão de potência máxima (V_{mp});
- Corrente de potência máxima (I_{mp});
- Potência máxima (P_m)

Todas essas grandezas são medidas nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions)*, considerando irradiância solar de $1000W/m^2$, sob uma distribuição espectral padrão, conhecida com a sigla AM 1.5, e temperatura do painel de 25^0C (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Estas condições são padronizadas para os teste dos módulos , sendo aplicadas as mesmas condições para todos os fabricantes de módulos fotovoltaicos, entretanto estas condições são utópicas, não representando as condições reais de funcionamento do sistema na prática.

Mais a frente será visto que todas essas características citadas dependem das condições de temperatura e de irradiância solar, sendo assim, em uma aplicação prática, estas condições não ideais devem ser levadas em consideração. Assim exploraremos o comportamento dos módulos para diferentes condições de irradiância e temperatura, além de outros fatores que influenciam também no funcionamento dos módulos. Um dos ensaios mais completos para analisar as características do modulo fotovoltaico é o traçado da curva que relaciona corrente e tensão do módulo, as quais serão mostradas logo a seguir.

2.4.2 Curvas características de corrente, tensão e potência do módulo fotovoltaico

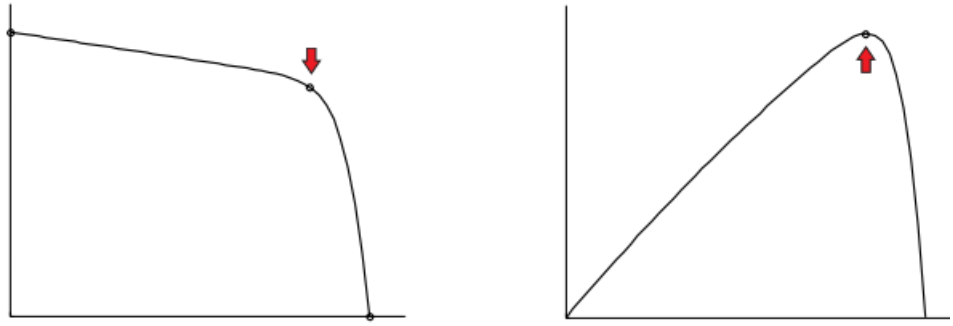
Em aplicações práticas e comerciais, os sistemas fotovoltaicos são formados por agrupamentos de módulos fotovoltaicos sendo eles associados em série ou paralelo, sendo a primeira associação utilizada para obter maiores tensões e a segunda utilizada para um aumento na corrente elétrica, mais adiante será explanado mais detalhadamente sobre essas associações.

Primeiramente, será abordado o comportamento das curvas características de um módulo fotovoltaico, pois este não se comporta como uma fonte de energia padrão, já que não apresenta valores constantes em seus terminais. Além disso as duas variáveis principais do módulos são dependentes entre si(VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A curva característica da relação entre a tensão e a corrente elétrica de um painel solar é apresentada na Figura 5 , sendo semelhante em todos os módulos fotovoltaicos. Para cada mudança nos valores de corrente e tensão, uma nova curva *I-V* e consequentemente *P-V* será gerada.

Analisando o comportamento da Figura 5, vemos que ambas as curvas apresentam o ponto de máxima potência (PMP), região onde o módulo opera com sua maior eficiência. Pode-se fazer uma analogia dos sistemas fotovoltaicos como dois tipos de fontes, tanto como uma fonte de corrente quanto uma fonte de tensão elétrica, dependendo apenas em qual região da curva I x V encontra-se operando. Caso esteja a esquerda do PMP pode-se fazer uma analogia com uma fonte de corrente elétrica, caso esteja a direita do PMP faz-se uma analogia como uma fonte de tensão.

Figura 5 – Curvas de "corrente × tensão"e "potência × tensão", respectivamente, de um dispositivo fotovoltaico. Observa-se a existência de um ponto onde a potência fornecida pelo dispositivo é máxima.



Fonte: (VILLALVA et al., 2010).

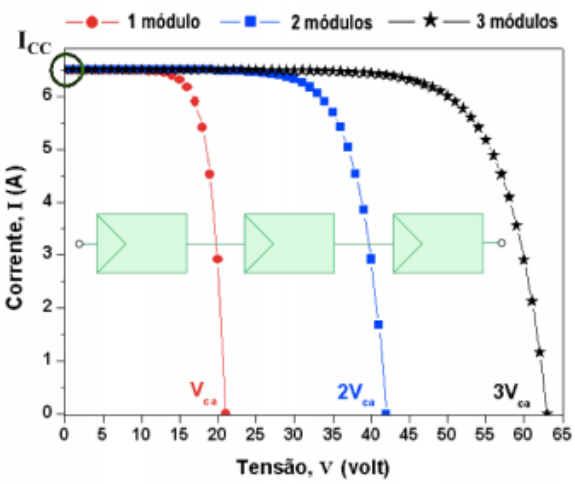
2.4.3 Associação dos módulos

Uma única célula fotovoltaica consegue fornecer apenas uma tensão elétrica de até aproximadamente $0.6V$, assim uma célula fotovoltaica isolada apresenta tensão insignificante para uma aplicação. Assim os módulos fotovoltaicos comerciais são formados por diversas associações em série e em paralelo à fim de produzir módulos com tensões e correntes maiores. Dessa maneira, um módulo comercial atualmente apresenta 36, 54, 60 ou mais células associadas em série e paralelo, contudo ainda se pode encontrar módulos com mais ou menos células associadas, utilizadas para alguma aplicação específica ou didática respectivamente.

2.4.3.1 Associação em série

Como já foi dito anteriormente, este tipo de associação visa o aumento da tensão gerada pelo sistema fotovoltaico, sendo a tensão final correspondente à soma das tensões fornecidas por cada um dos módulos. Já a corrente que circula neste sistema é a mesma em todos os módulos e também na saída. A curva tensão x corrente mostrada na Figura 6

Figura 6 – Associação de três módulos fotovoltaicos em série.

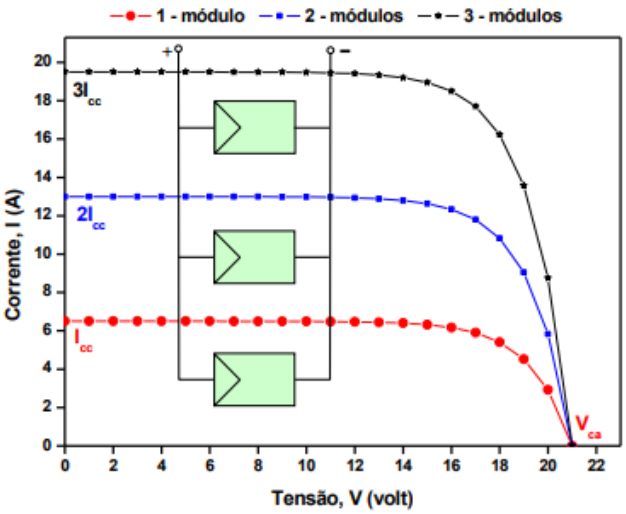


Fonte: (CARNEIRO, 2010).

2.4.3.2 Associação em paralelo

Quando é realizada uma associação em paralelo, tem-se como objetivo obter um aumento na corrente fornecida pelo sistema, assim a tensão de saída do conjunto é a mesma que a tensão fornecida por um único painel fotovoltaico. Em contrapartida, a corrente fornecida pelo sistema é a soma das correntes dos módulos do conjunto. O comportamento desta associação é visto na Figura 7.

Figura 7 – Associação de três módulos fotovoltaicos em paralelo.



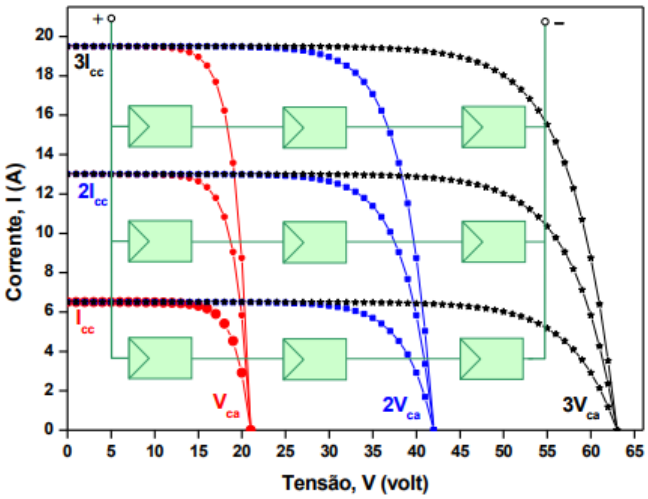
Fonte:(CARNEIRO, 2010).

2.4.3.3 Associação série - paralelo

Quando é realizado uma associação em série e depois em paralelo, as tensões e correntes fornecidas pelo sistema fotovoltaico são somadas, sendo geralmente o tipo de associação mais utilizada na prática, pois dessa maneira são produzidos valores de tensões e

corrente satisfatórios para uma aplicação. Vemos o comportamento deste tipo de associação na Figura 8.

Figura 8 – Associação de três módulos fotovoltaicos em série-paralelo.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

Vale relembrar que para uma aplicação na prática destas associações é recomendável que os módulos fotovoltaicos utilizados sejam produzidos por um mesmo fabricante, para que não ocorram problemas por efeito de *mismatch*, já explicado anteriormente.

2.4.4 Fatores que influenciam a eficiência dos módulos fotovoltaicos

Como já foi dito anteriormente, a produção de energia elétrica gerada através de sistemas fotovoltaicos é diretamente dependente das condições climáticas da região onde será implementada, principalmente pelos fatores de irradiância solar e temperatura das células fotovoltaicas. Além disso, a interferência de sombreamento também afeta drasticamente a eficiência do módulo.

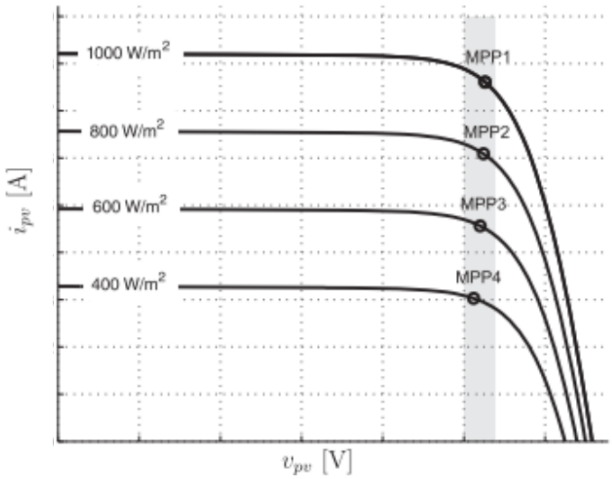
2.4.5 Efeito da irradiância solar

Conforme podemos ver logo abaixo, a corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico aumenta de acordo com o aumento da irradiância solar. Assim I_{sc} tem um aumento linear conforme a irradiância (PINHO; GALDINO, 2014) . O gráfico visto na Figura 9 evidência este efeito.

2.4.5.1 Efeito da temperatura

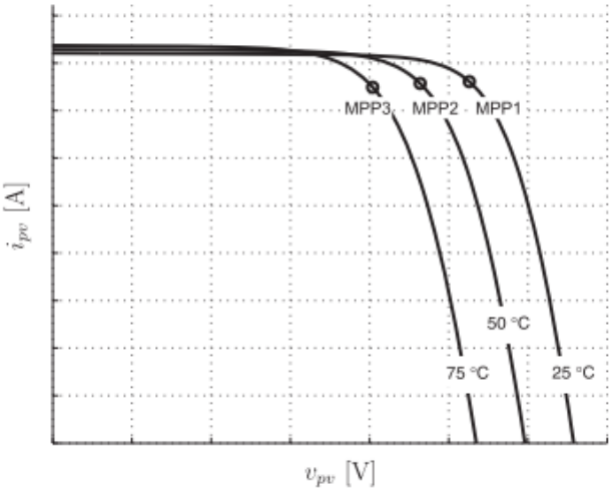
A temperatura das células solares em funcionamento implicam diretamente na tensão do módulo fotovoltaico. A corrente sofre uma pequena elevação que não compensa a perda de tensão causada pela temperatura, assim a potência máxima tende a sofrer esse efeito reduzindo seu valor. Este comportamento é exposto na Figura 10.

Figura 9 – Efeito causado pela variação da irradiância sobre a curva característica $I - V$.



Fonte:(VILLALVA et al., 2010).

Figura 10 – Efeito causado pela variação da temperatura sobre a curva característica $I - V$.



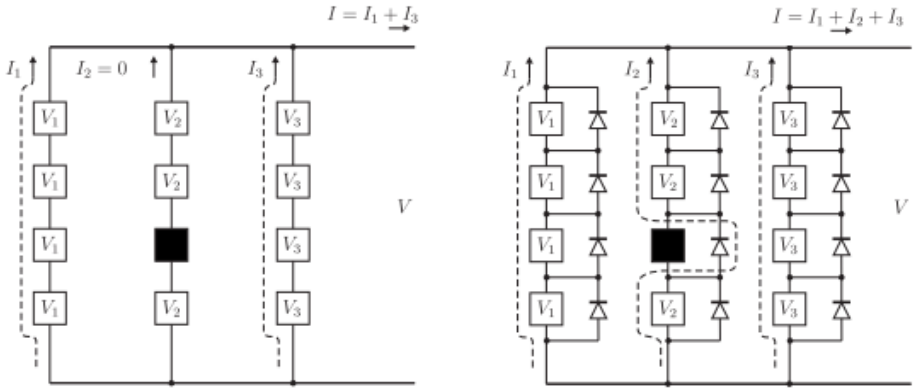
Fonte:Adaptado de (VILLALVA et al., 2010).

2.4.5.2 Efeito de sombreamento

Como já foi mencionado anteriormente, os módulos fotovoltaicos comercializados tratam-se de células fotovoltaicas associadas em série-paralelo. Dessa maneira, quando uma ou mais células recebem menos irradiância solar do que as outras, em especial no caso da associação em série das células, a corrente da célula com menos irradiância irá limitar a corrente sobre todo o conjunto em série. Os efeitos de sombreamento sobre parte do módulo pode ser ocasionada por alguns fatores como: sujeira sobre o vidro; algum objeto ou algum animal sobre o módulo; interferência de nuvens em um determinado momento, entre outros.

Além da redução drástica da eficiência do sistema fotovoltaico, ainda tem o risco deste sombreamento parcial ocasionar danos as células sombreados, já que a potência elétrica gerada não está sendo entregue ao consumo, sendo dissipada em forma de calor sobre estas,

Figura 11 – Conjunto com $4x3$ painéis solares. Nos dois exemplos o painel $(3,2)$ está desligado por sombreamento. a) Conjunto fotovoltaico sem os diodos de *bypass*. b) Conjunto com os diodos de *bypass*.



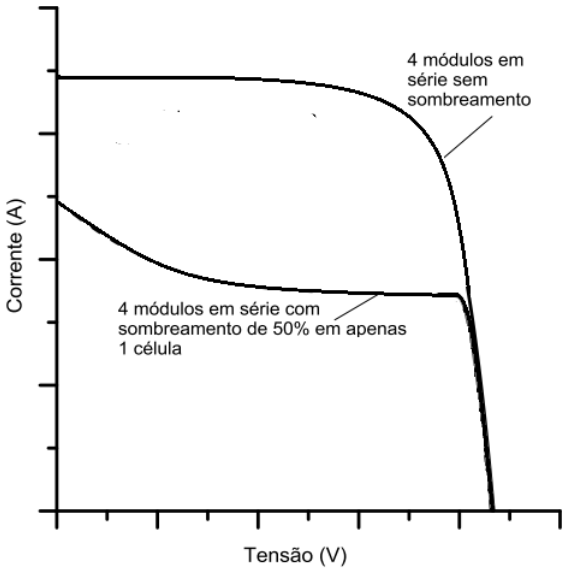
Fonte: Alterada de (VILLALVA et al., 2010).

ocasionando um fenômeno conhecido como *hotspot*, produzindo intenso calor sobre apenas uma célula do módulo, danificando-a (PINHO; GALDINO, 2014)[Adaptado].

Diodo de *bypass*

Uma forma de prevenir este efeito de *hotspot* e também sofrer apenas uma pequena queda de potência gerada é por meio da utilização dos diodos de passagem (*bypass*). Estes diodos fornecem um caminho alternativo para a corrente da associação em série quando um painel fotovoltaico estiver sob efeito de sombreamento. É possível ver o comportamento dos gráficos de tensão e corrente de um sistema fotovoltaico com e sem a presença dos diodos *bypass*.

Figura 12 – Gráfico de tensão e corrente do sistema sem utilização do diodo *bypass*.

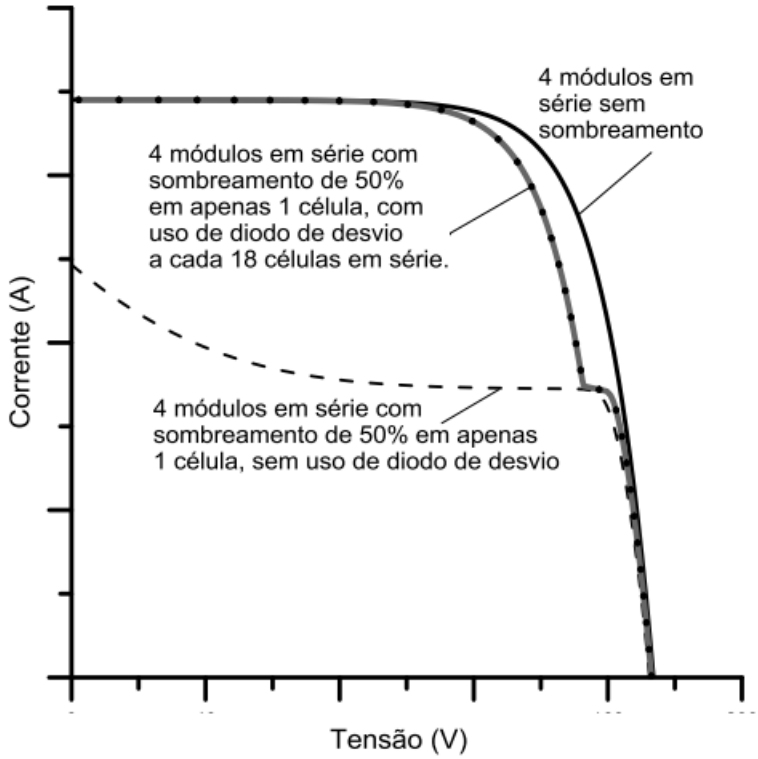


Fonte: (VILLALVA et al., 2010).

Por meio da Figura 12 é evidente a necessidade da presença dos diodos de desvio nos módulos fotovoltaicos, caso contrário os painéis de uma mesma coluna têm sua corrente limitada pelo painel com a menor capacidade de fornecimento de corrente. Se um dos painéis apresentar uma falha elétrica ou for submetido a uma incidência pequena de luz, os demais painéis deixam também de operar ou operam com corrente reduzida.

No conjunto com diodos de passagem, conforme ilustra a Figura 11 (b), o painel desligado ou pouco iluminado é desviado pelo diodo de passagem, possibilitando a operação normal dos demais painéis da mesma coluna. Além de desviar a corrente, o diodo de passagem tem a função de proteger as células do painel defeituoso. A grande maioria dos painéis fotovoltaicos comerciais já possuem os diodos de passagem embutidos. O ideal seria a colocação de um diodo de passagem para cada célula do painel, porém isso é inviável por limitações tecnológicas e comercias (VILLALVA et al., 2010). Geralmente cada diodo de passagem abrange 18 células fotovoltaicas.

Figura 13 – Gráfico de tensão e corrente do sistema com utilização do diodo *bypass*



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

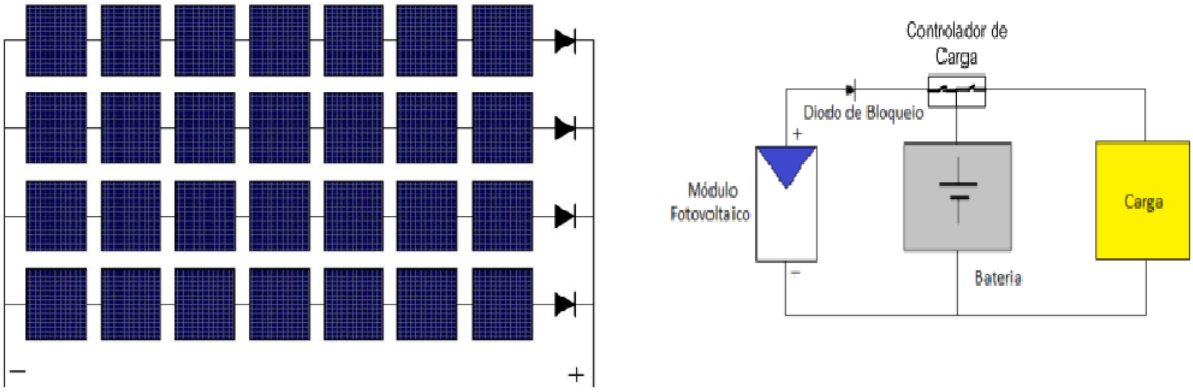
O sombreamento parcial de conjuntos fotovoltaicos modifica o comportamento das curvas IxV e PxV, sendo evidenciada a partir de uma breve comparação entre as Figuras 12 e 13. Este sombreamento ocasiona em outro problema conhecido como máximos locais de potência. Este tipo de efeito vem sendo foco de estudo nos últimos anos, apresentando resultados bastantes sofisticados. Alguns inversores comerciais especificam que através do algoritmo de rastreio dinâmico de potência máxima, conseguem solucionar este problema de

máximo local.

Diodo de bloqueio

Outro problema que pode acontecer é o surgimento de corrente negativa nas conexões dos módulos, assim um diodo de bloqueio é essencial para impedir este fluxo de corrente reverso. Em sistemas autônomos, os diodos de bloqueio são utilizados para impedir descargas noturnas das baterias, já que a noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa, que, apesar de pequena contribui para descargas das baterias(PINHO; GALDINO, 2014), reduzindo assim seu tempo de vida útil.

Figura 14 – Representação dos diodos de Bloqueio e seu esquemático de ligação.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

3 Tipos de sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos são aplicados em três categorias distintas, podendo ser: sistemas isolados(Autônomos), híbridos e conectado à rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica onde o sistema deverá ter uma unidade de controle de potência e também uma unidade de armazenamento, dependendo da aplicação (CRESESB, 2014).

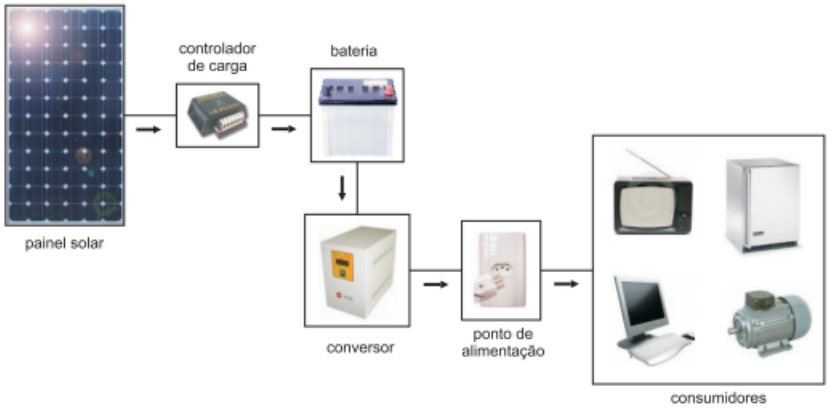
3.1 Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos

Os sistemas isolados podem ser individuais ou em mini-redes. No primeiro caso a geração é exclusiva para o atendimento de uma única unidade consumidora, por outro lado na caso de mini-redes a geração é partilhada entre um pequeno grupo de unidades consumidoras que estão localizadas próximas uma das outras.(PINHO; GALDINO, 2014)

Este tipo de sistema, normalmente é aplicado em áreas onde não há um fornecimento de energia elétrica vindo da rede elétrica como em zonas rurais, *campings* ou qualquer outro lugar em que não haja energia elétrica disponível (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Também são vastamente utilizados em iluminações públicas, sinalização de estradas, alimentação de baterias utilizadas por sistemas de radares ou sistemas de telecomunicações. Sistemas de tipo são caracterizados por exigirem pouca manutenção, são silenciosos além de serem ecológico, já que não necessitam de combustíveis para o funcionamento.

O principal componente deste tipo de sistema, deixando de lado o painel fotovoltaico, trata-se da unidade de armazenamento de energia, a qual será responsável por suprir a unidade consumidora.

Figura 15 – Sistema fotovoltaico isolado.



Fonte:(VILLALVA et al., 2010).

3.1.1 Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo

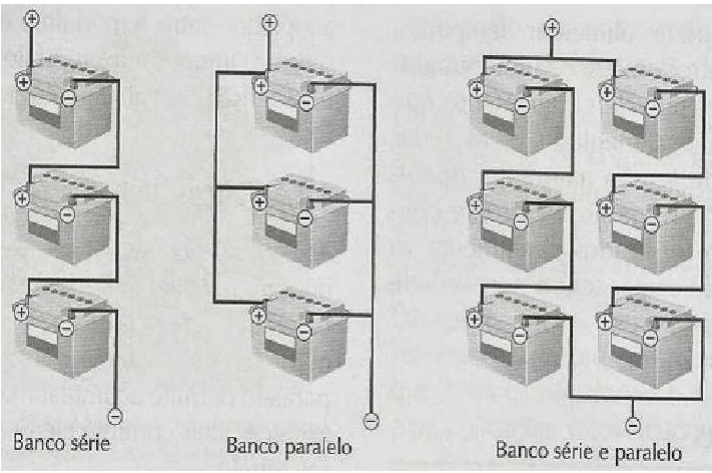
Um sistema autônomo é usualmente composto por uma ou por um conjunto de placas fotovoltaicas, um controlador de carga, uma ou um conjunto de baterias e dependendo do tipo da carga a ser suprida, há ou não a necessidade de um inversor para converter a tensão contínua em alternada. Isto se deve, pois os módulos fotovoltaicos produzem eletricidade na forma de corrente e tensão contínuas, sendo que, em algumas aplicações é necessário converter essa energia em tensão e corrente alternada por meio do inversor.

Nesta seção será explicado o funcionamento dos componentes presentes em um sistema fotovoltaico autônomo:

3.1.1.1 Armazenadores de energia

Em sistemas fotovoltaicos autônomos a geração e o consumo de energia elétrica nem sempre coincidem, devido as características intermitentes e aleatórias das condições climáticas ao longo do dia (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Por este motivo, o sistema deve possuir componentes cuja função é o armazenamento de energia, baterias. Proporcionando fornecimento de energia constante para determinada carga. Além disso, o sistema evita o desperdício de energia gerada quando o consumo é nulo ou inferior à quantidade de energia produzida, possibilitando assim o uso desta energia armazenada posteriormente.

Figura 16 – Banco de baterias.



Fonte: (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

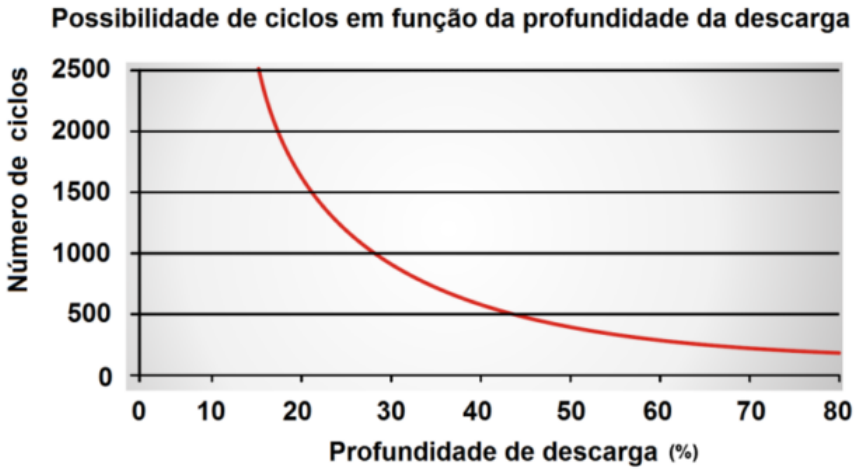
A presença da bateria também é necessária para estabilizar a tensão fornecida aos equipamentos ou ao inversor eletrônico, uma vez que a tensão de saída do módulo não é constante e pode variar. Desta forma a bateria funciona como um acoplador entre o módulo e o restante do sistema, impondo ao módulo fotovoltaico uma tensão de trabalho constante. (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Além disso as baterias, assim como os módulos fotovoltaicos, podem ser agrupadas em série, paralelo ou série-paralelo formando assim bancos de baterias, como mostra a

Figura 16. Essas associações são realizadas para proporcionar capacidades maiores de tensão, corrente ou ambas dependendo do tipo de associação realizada.

A vida útil de uma bateria recarregável é determinada em ciclos de carga e descarga que ela poderá realizar. Além disso, esta vida útil, em baterias de chumbo-ácido é diretamente dependente da profundidade das descargas efetuadas, nos quais para uma bateria de chumbo-ácido o número de ciclos de descarga é inversamente proporcional à profundidade de descarga (BASTOS, 2013), ou seja, o quanto a bateria é descarregada antes de ser carregada novamente observe a Figura 17.

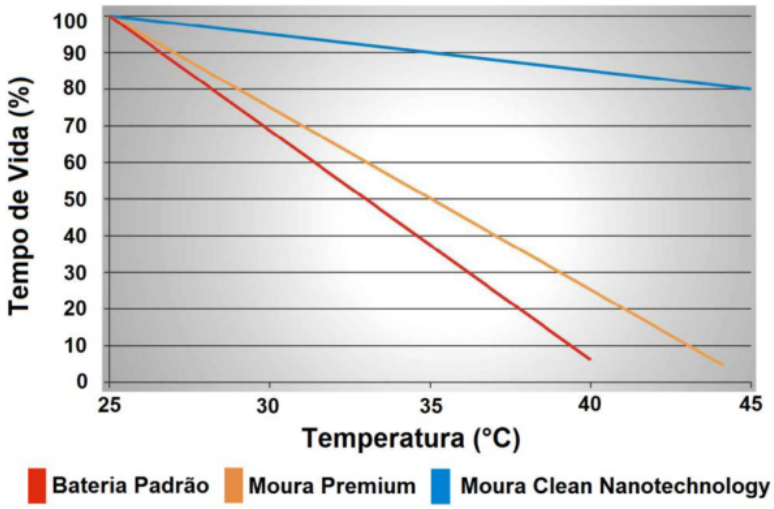
Figura 17 – Desgaste de uma bateria de chumbo-ácido em função da profundidade da carga.



Fonte: (BASTOS, 2013).

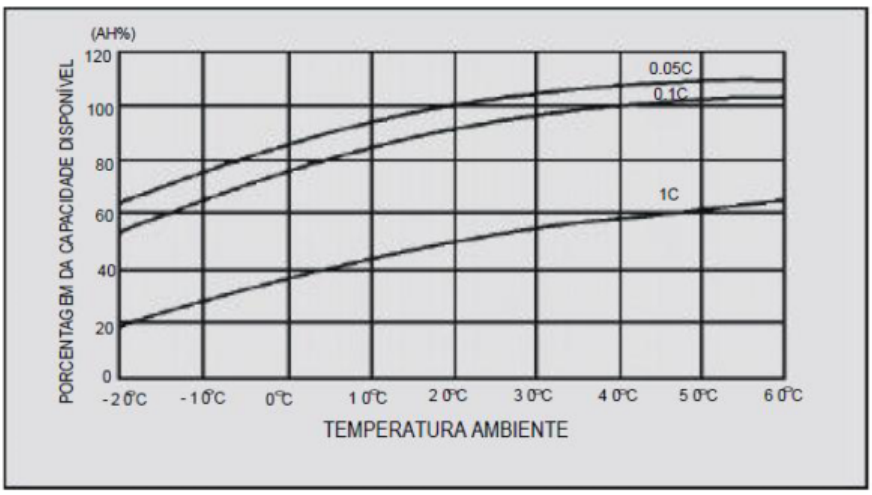
A situação de operação mais danosa para uma bateria de chumbo-ácido é quando a mesma opera sob temperaturas elevadas, o que reduz seu tempo de vida útil além de aumentar sua capacidade de armazenamento observe as Figuras 18 e 19, (BASTOS, 2013).

Figura 18 – Efeito da temperatura na vida útil da bateria de chumbo ácido.



Fonte: (BASTOS, 2013).

Figura 19 – Efeito da temperatura na capacidade de armazenamento.



Fonte: (BASTOS, 2013).

Após esta breve contextualização sobre algumas características da bateria, é evidente que para um funcionamento adequado e com maior vida útil é necessário um bom dimensionamento do sistema de armazenamento de energia e também um lugar adequado para operar, já que seu funcionamento é afetado diretamente pelos ciclos de carga e descarga da bateria e também da temperatura ambiente onde ela irá operar.

3.1.1.2 Controladores de carga

Os controladores de carga devem ser atribuídos aos sistemas fotovoltaicos autônomos com a finalidade de proteger a bateria ou banco de baterias contra cargas e descargas excessivas, aumentando a vida útil desta(PINHO; GALDINO, 2014). Alguns controladores realizam o carregamento da bateria respeitando seu perfil de carga, o que tende a aumentar sua vida útil e maximizar a utilização. Controladores mais sofisticados ainda possuem o recurso de rastreamento do ponto de máxima potência do módulo ou do conjunto de módulos fotovoltaicos, possibilitando aumentar ainda mais a eficiência do sistema fotovoltaico (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Os controladores de carga geralmente são circuitos conversores cc-cc, em configurações elevadoras ou redutoras de tensão (PINHO; GALDINO, 2014)

Este equipamento é considerado indispensável na maioria das implementações, entretanto há aplicações de sistemas fotovoltaicos que não utilizam este componente, são os sistemas auto-regulados, *self - regulation systems*, que são destinados a alimentar cargas que apresentam baixas variações de consumo. Contudo este tipo de sistema possui algumas particularidades que não serão abordadas neste trabalho. A seguir serão descritas algumas funcionalidades deste equipamento em sistemas cuja sua aplicação é necessária.

Principais funções do controlador de carga

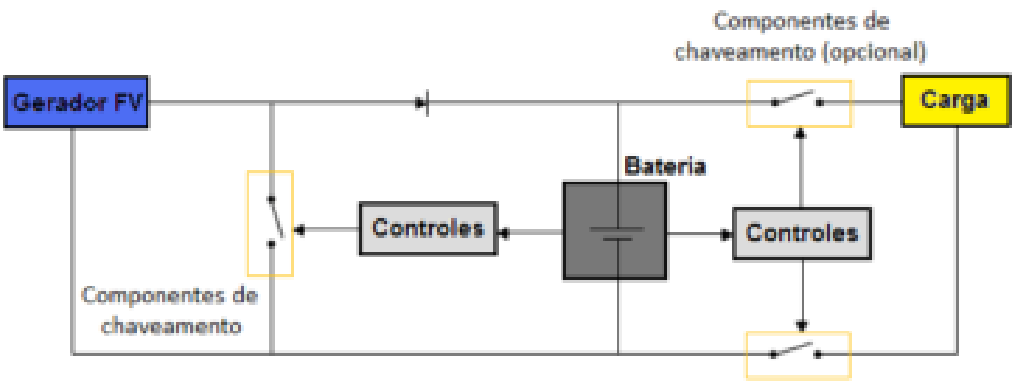
- Proteção contra sobrecarga e descarga excessiva da bateria: Uma das funções mais importantes do controlador é a interrupção do fornecimento de energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico à bateria quando esta estiver com carga máxima, não necessitando de mais energia. Além disso, o controlador também é responsável pela desconexão da bateria quando esta atingir um nível de descarga excessivo, pois como já foi explicado anteriormente isto ocasiona em uma redução considerável do tempo de vida útil da bateria. Assim é função do controlador de carga monitorar as tensões nos terminais da bateria evitando tanto sobrecargas como descargas excessivas.

- Gerenciamento de carga da bateria: Alguns controladores de cargas mais sofisticados tem a capacidade de gerenciar o carregamento da bateria para respeitar o seu perfil natural de carga, para executar tal função este equipamento possui algoritmos de carga de múltiplos estágios (VILLALVA et al., 2010)

Os controladores diferem basicamente pelo tipo de tecnologia utilizada para o controle de fluxo de energia que carregará as baterias e também da estratégia de controle utilizada por estes dispositivos. Os principais tipos de controladores são:

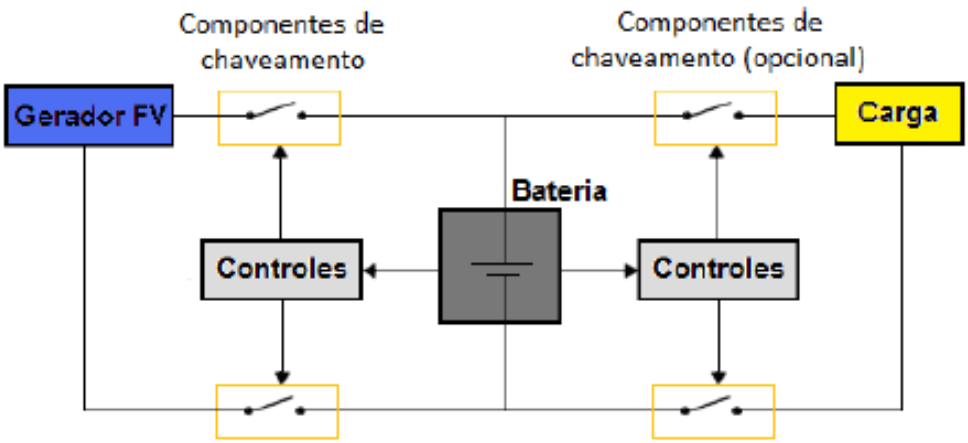
- Convencionais: Tratam-se do tipo de controlador mais simples que existe, sendo empregados na grande maioria dos sistemas fotovoltaicos, pois tratam-se de dispositivos de baixo custo já que apresentam apenas duas funções: Desconexão dos painéis fotovoltaicos quando o sistema de armazenamento estiver completamente carregado e a desconexão do consumidor quando este mesmo sistema de armazenamento apresentar um nível de carga muito baixo, impedindo assim uma descarga excessiva.(VILLALVA; GAZOLI, 2012) Este tipo de controladores também são conhecidos como controladores do tipo LIGA/DESLIGA, podendo ser empregados com dois tipos de circuitos diferentes, paralelo ou série, dependendo da posição das chaves que fazem a conexão e desconexão.

Figura 20 – Controladores de carga do tipo Liga/Desliga em paralelo .



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 21 – Controladores de carga do tipo Liga/Desliga em serie.

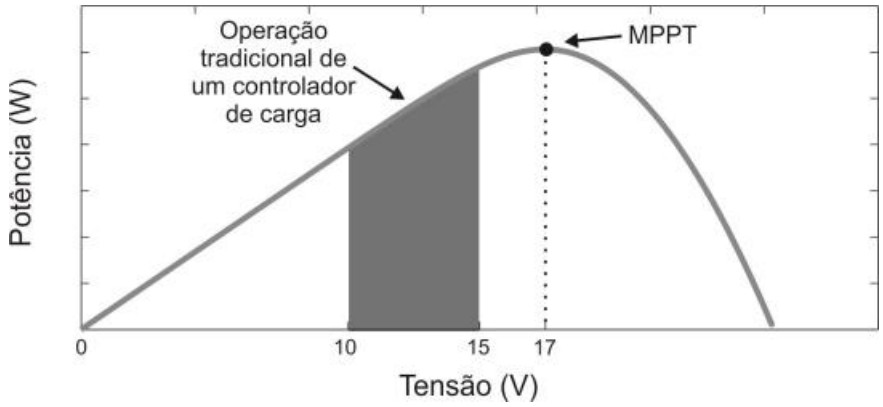


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

- Controlador eletrônico com PWM e MPPT : Este tipo de controlador são os mais sofisticados atualmente, pois adotam a estratégia MPPT (*Maximum Power Point Tracking* - Rastreamento do ponto de potência máxima) dos painéis fotovoltaicos. Além disso são equipados também com circuitos eletrônicos de chaveamento com PWM (*Pulse Width Modulation* - Modulação por largura de pulso) que melhoram o desempenho do carregamento das baterias. Entretanto este tipo de equipamento deve operar com tensões de entradas maiores que os convencionais, além de incluir um conversor cc-cc em seu primeiro estágio a fim de alcançar uma performance melhor entre curva I-V do painel e as baterias (PINHO; GALDINO, 2014). Dessa maneira estes controladores conseguem extrair uma maior eficiência dos módulos durante todo o tempo de operação.

Abaixo vemos a diferença do ponto de operação entre os controladores convencionais e do controlador equipado com MPPT e PWM

Figura 22 – Ponto de operação dos controladores convencionais e controlador equipado com PWM e MPPT.



Fonte: (RESEARCH, 2012).

3.1.1.3 Inversores

Os painéis fotovoltaicos, como foi possível observar através de suas características e de seu funcionamento, produzem energia em forma de corrente contínua, podendo assim ser ligados diretamente à cargas de corrente contínua. Entretanto, a maior parte dos aparelhos eletrodomésticos e outras cargas são produzidas para operarem com a rede elétrica, ou seja, corrente alternada, normalmente 127V ou 220V, na frequência de 60 Hz no Brasil. Assim, para que um módulo seja capaz de alimentar esses aparelhos, tanto para um sistema fotovoltaico autônomo quanto para um sistema fotovoltaico conectado à rede é necessário à presença do equipamento eletrônico conhecido como inversor, que embora compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento, possuem características específicas para atender as especificações requeridas para cada tipo de sistema.

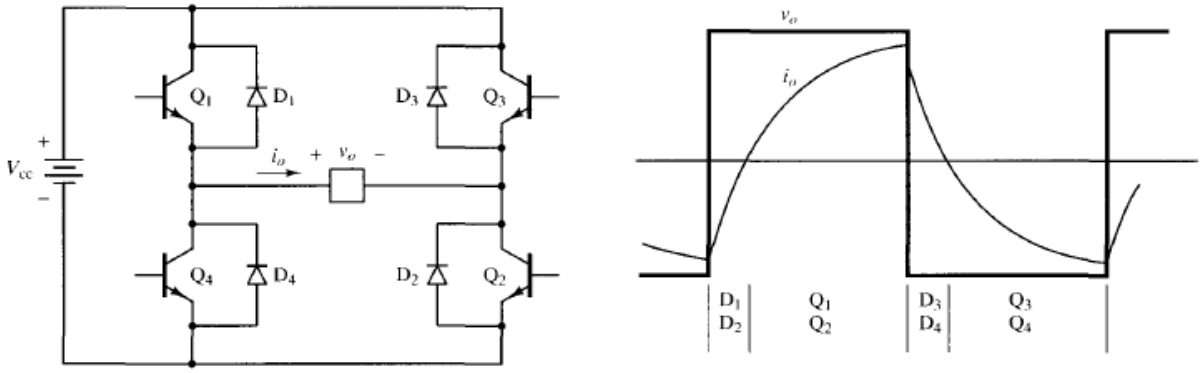
Os inversores são circuitos que convertem corrente contínua em corrente alternada, mais exatamente, transferem potência de uma fonte contínua para uma carga alternada. Este equipamento pode ser classificado em dois tipos: Inversores monofásicos e trifásicos. Cada tipo pode usar dispositivos com disparo ou bloqueio controlados(p.e., BJTs, IGbTs, MOSFETs, entre outros)(RASHID, 1999), os quais permitem o controle dos instantes de disparo e corte. Geralmente, estes inversores utilizam um sinal de controle PWM para gerar um tensão alternada com melhor qualidade em sua saída.

Princípio de funcionamento

O funcionamento do inversor é baseado no circuito da Figura 23, onde quatro dispositivos de disparo Q_1, Q_2, Q_3 e Q_4 são abertos e fechados, em pares, essa comutação periódica

de tensão positiva e negativa gera, em cima da carga, uma tensão com forma de onda quadrada como pode-se observar e também uma corrente alternada. Ainda que a tensão não esteja senoidal, como é o ideal, esta forma de onda ainda pode ser utilizada para algumas aplicações (HART, 2001).

Figura 23 – Circuito inversor monofásico e o resultado do comportamento da forma de onda da saída.



Fonte: (HART, 2001).

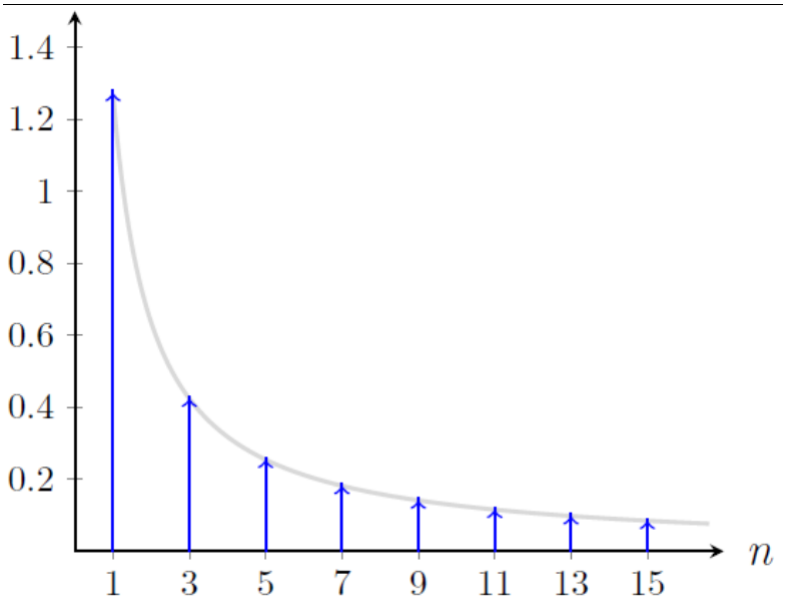
Entretanto, na maioria das aplicações, deve-se utilizar um filtro antes de se alimentar uma carga, já que a saída dos inversores práticos contém harmônicos e a qualidade de um inversor é normalmente avaliada em função dos seguintes parâmetros de performance, (RASHID, 1999):

- Fator harmônico do n-ésimo harmônico - HF_n.
- Distorção harmônica total - THD.
- Fator de distorção - DF
- Harmônico de mais baixa ordem - LOH.

A presença de harmônicos são prejudiciais e comprometem diversos equipamentos como: Motores, geradores, transformadores, equipamentos eletrônicos, aparelhos de medição entre outros. Os efeitos mais comuns causados pelos harmônicos são: elevação nas perdas causadas principalmente pelo aquecimento; presença do efeito peculiar; alteração no funcionamento do aparelho; perda de precisão em aparelhos de medição entre outros.

Sabendo disso e diante do espectro harmônico para um chaveamento de onda quadrada, visto na Figura é possível ver que este tipo onda resultante possui alta taxa de distorção harmônica, com amplitudes consideráveis, até a 7ª ordem praticamente, não sendo aplicado à sistemas mais sensíveis nem sistemas que exijam alta confiabilidade e qualidade, como equipamentos médicos e sistemas de telecomunicações (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Figura 24 – Espectro harmônico para um chaveamento de onda quadrada .

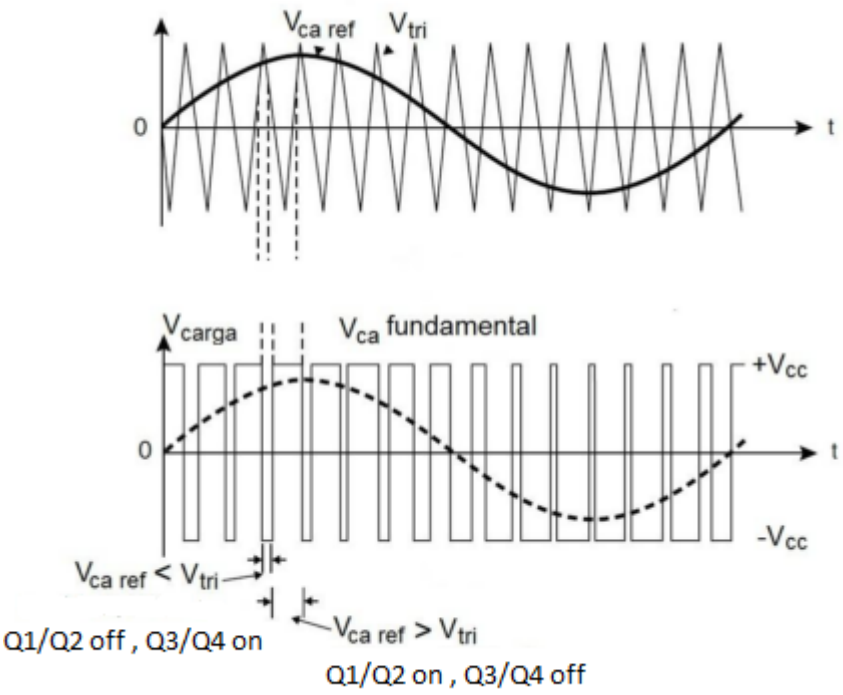


Fonte: Autor.

Para garantir um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída, utiliza-se a estratégia PWM. Esta estratégia basicamente gera pulsos de alta frequência com diferentes larguras que são aplicados aos dispositivos de disparos. Esta estratégia é realizada através de uma comparação de uma tensão de referência ($V_{CA,REF}$) de frequência semelhante à da rede (60 Hz), com uma portadora triangular, de amplitude V_{tri} e com frequência muito superior. Essas duas formas de onda podem ou não ser sincronizadas. Quando a amplitude de tensão da referência for maior que a amplitude da onda triangular, então as chaves Q1 e Q2 são postas em condução, enquanto Q3 e Q4 permanecem em bloqueio, aplicando assim uma tensão positiva em cima da carga. No momento em que a tensão de referência for menor que a tensão da portadora, então Q3 e Q4 são postos em condução e Q1 e Q2 em bloqueio aplicando assim uma tensão negativa na carga (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 25 mostra este funcionamento.

Adicionando um filtro passa-baixa para uma redução nas harmônicas de alta frequência, a saída do inversor torna-se praticamente senoidal, além de apresentar baixíssima THD, ótima regulação de tensão e uma eficiência elevada, podendo ser aplicado à sistemas mais sensíveis e que necessitam de alta confiabilidade e qualidade de energia. Os inversores comerciais mais modernos utilizam essa técnica à fim de garantir uma onda senoidal pura, a qual será injetada na rede elétrica.

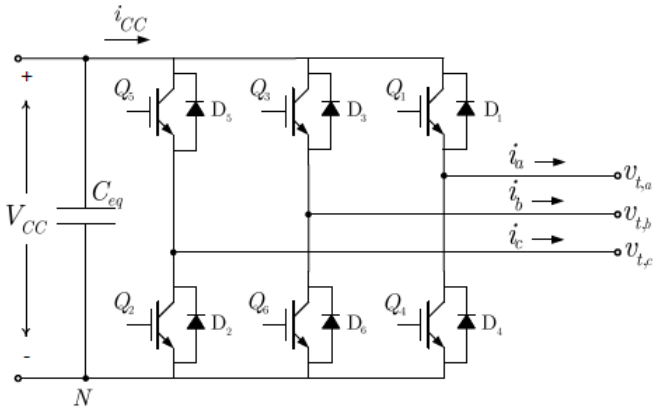
Figura 25 – Modulação por largura de pulso - PWM.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma expansão deste mesmo raciocínio pode ser aplicada para um inversor trifásico com os mesmos dispositivos de disparos e também a mesma estratégia modulação. Estes equipamentos são aplicados, normalmente, a sistemas elétricos de potência com alta demanda energética ou indústrias. O modelo de um circuito inversor trifásico é mostrado na Figura 26.

Figura 26 – Circuito inversor trifásico.

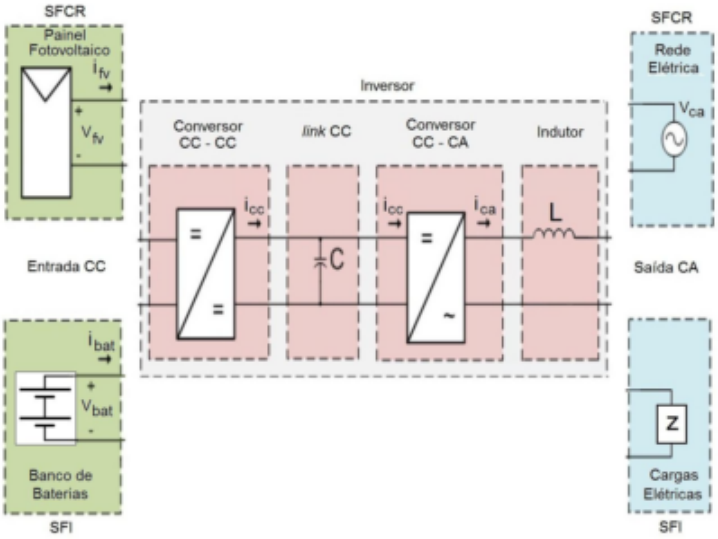


Fonte: (ALMEIDA, 2011).

Os inversores ainda podem apresentar um ou dois estágios. O primeiro têm como característica a robustez e alta eficiência, devido ao número reduzido de componentes. De

outra forma, caso não haja a presença de um transformador juntamente com o inversor, a tensão de entrada corrente contínua deve ter um valor elevado equivalente ao pico de tensão da rede corrente alternada. (PINHO; GALDINO, 2014). Quando um inversor possui dois estágios, então o primeiro será constituído de um conversor cc-cc que irá adequar a tensão de entrada elevando-a, não havendo conflito nem a necessidade de um transformador.O segundo estágio seria o conversor cc-ca que é o próprio inversor. O inversor de dois estágios é apresentado na Figura 27.

Figura 27 – Inversor dois estágios.



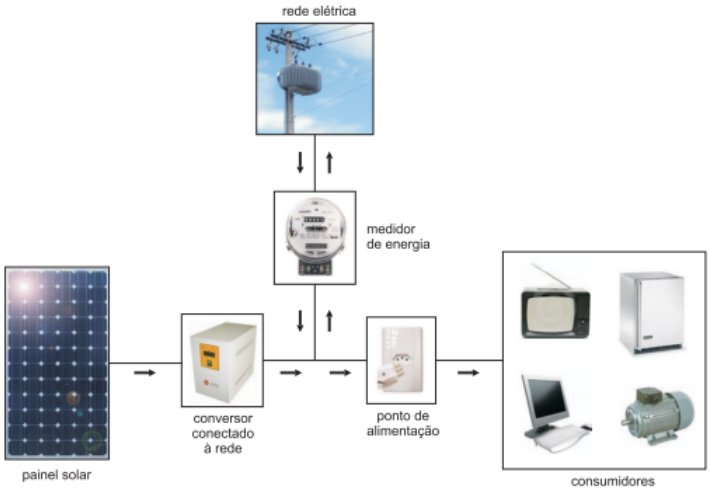
Fonte:(PINHO; GALDINO, 2014).

Será visto mais adiante que os inversores comerciais devem atender uma série de pré-requisitos e normas para sua comercialização e implantação no Brasil, estas serão explicadas mais detalhadamente durante o desenvolvimento do tópico Sistemas fotovoltaicos conectados à rede logo a seguir.

3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica têm como característica operarem em paralelo com a rede de distribuição de eletricidade, sendo assim, este tipo de sistema diferentemente dos sistemas autônomos, são aplicados em locais já atendidos pela rede elétrica. O principal objetivo deste tipo de sistema é gerar eletricidade tanto para o consumo local quanto a possibilidade de exportar, para à rede da distribuidora, o excedente de energia gerada, reduzindo consideravelmente o custo com energia elétrica.

Figura 28 – Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



Fonte:(VILLALVA et al., 2010).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são classificados de acordo com sua potência de geração, sendo classificadas como: Microgeração e minigeração distribuída, as quais serão abordadas de maneira mais minuciosas durante o desenvolvimento deste capítulo.

3.2.1 Componentes do sistema

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são formados, normalmente, por um conjunto de painéis fotovoltaicos associados em série-paralelo que operam como fonte de energia elétrica contínua. Esta energia pode abastecer os equipamentos do local e caso haja excedente na geração de energia, esta, por sua vez, é injetada diretamente a rede elétrica por meio de inversores. Desta maneira, este tipo de sistema não necessita de armazenadores de energia, já que toda energia gerada será consumida ou aplicada diretamente à rede de distribuição, onde será consumida por outras unidades consumidoras conectadas à rede elétrica. Dessa maneira as principais diferenças entre os equipamentos presentes em cada tipo de sistema é dada basicamente pelo tipo dos sistemas de proteção empregados e a necessidade de um sistema de medição bidirecional.

3.2.2 Sistema de proteção

A geração de energia fotovoltaica apresenta diversas vantagens como: alta confiabilidade, baixo custo com manutenção, vida útil longa (em torno de 20 anos), *payback* a médio prazo ,além da fácil instalação do sistema e das simples instalações elétricas que necessitam apenas de alguns requisitos de proteção (VILLALVA; GAZOLI, 2012), que contribuem para a minimizar ou eliminar eventuais falhas. É necessário um bom dimensionamento de todo o projeto, inclusive do sistema de proteção. Serão descritos alguns componentes do sistema de

proteção que não devem ser analisados isoladamente, além disso deve-se ter um cuidado para que não haja redundâncias já que o inversor possui algumas dessas funções.

Dessa maneira, tão importante quanto o bom dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico em si, é o dimensionamento correto do sistema de proteção, o qual visa manter a segurança tanto do sistema quanto dos usuários.

3.2.2.1 Dispositivo de seccionamento:

Adequado para operar do lado de corrente contínua do sistema fotovoltaico. Este deve ser capaz de interromper a corrente dos condutores positivos e negativos simultaneamente. Caso o sistema possua mais de uma *string* de painéis fotovoltaicos conectadas em paralelo, cada uma destas deve possuir um dispositivo de seccionamento individual (ALMEIDA, 2012). A tabela com a corrente máxima permitida pelos dispositivos de seccionamento é apresentada na Tabela 1:

Tabela 1 – Valores de corrente máximo para dispositivo de seccionamento.

Número de Placas Fotovoltaicas em paralelo	**S/ Dispositivo de proteção de sobrecorrente**	**C/ Dispositivo de proteção sobrecorrente**
⩽ 2	⩽ Isc_{Máx,série}	-
>2	(ns - 1)\· Isc_{Máx,série}	⩾ In

Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2012).

Segundo a resolução normativa da Agência Nacional de Energia elétrica - ANEEL 687/2015, nos casos onde o inversor não possua sistema de seccionadora ou esteja em local de difícil acesso, a chave secionadora deve estar localizada em local visível e acessível para que a acessada possa garantir a desconexão da central geradora para manutenções na rede elétrica ou nas instalações da acessada(ANEEL, 2015). Este equipamento deve estar disposto tanto do lado alternado quanto do lado contínuo.

3.2.2.2 Dispositivo de proteção contra sobrecorrente

Este tipo de dispositivo é necessário quando o sistema possui três ou mais arranjos de painéis fotovoltaicos conectados em paralelo. Este dispositivo é adequado para operar do lado de corrente contínua do sistema e deve ser instalado tanto no condutor negativo quanto positivo. Este dispositivo pode ser um fusível gPV ou um disjuntor (ALMEIDA, 2012)

A principal função dos disjuntores é proteger os cabos,equipamentos e demais componentes, nos casos de correntes elevadas causadas por sobrecarga, curto-circuito ou falha no aterramento (CRESESB, 2014).

3.2.2.3 Dispositivo de proteção contra surtos de tensão - DPS

Os dispositivos de proteção contra surtos possuem internamente um circuito que irá realizar o fechamento entre a fase ou o neutro do sistema para o sistema de aterramento, ou seja, têm como função desviar os surtos de correntes provenientes de surtos, geralmente atmosféricos, para o sistema de aterramento, limitando assim a sobretensões. Dependendo do papel que se deve desempenhar, os DPS são divididos em Classe I (destinados a limitar surtos de tensão), Classe II (destinados a proteger os equipamentos contra surtos de tensão) ou Classe III (desempenham um papel de terminação, impondo uma baixa "tensão residual"suportada pelos equipamentos eletrônicos finais, (FINDER, 2016).

Este equipamento deve estar presente no sistema de proteção quando houver presente, na mesma instalação, um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas - SPDA. Além disso quando não houver SPDA na instalação, deve-se utilizar DPS quando o comprimento total dos condutores for maior ou igual ao comprimento crítico ($L_{crítico}$) calculado segundo a Tabela 2:

Tabela 2 – Cálculo do comprimento crítico.

Tipo de instalação	**Residênciais Individuais**	**Instalação no solo**	**Edificações de Serviço industriais e agrícolas**
$L_{crítico}$	115/Ng	200 /Ng	450/Ng
Ng é a densidade de descarga à terra (raio/km^2/ano) referente a localização das linhas de energia e estruturas associadas.			

Fonte: (ALMEIDA, 2012).

Este equipamento deve estar disposto tanto antes quanto depois do inversor, garantido proteção de ambos os lados. Além disso devem ser instalados DPS's a cada 10m de comprimento de condutor, sendo de classe II (ALMEIDA, 2012).

3.2.2.4 Dispositivo de detecção de corrente residual - DR

Ao contrário dos disjuntores padrões, os DR's tem como função proteger as pessoas contras choques elétricos resultantes de contato direto ou indireto. Dessa maneira, o DR é um interruptor automático que desliga correntes elétricas intensidades menores (da ordem de centésimos de ampère), as quais um disjuntor comum não consegue detectar.

De acordo com a norma NBR 5410 (ABNT, 2004) o dispositivo DR é obrigatório em alguns casos, como:

- Em circuitos que sirvam a pontos de utilização situados em locais que contenham chuveiro ou banheira.
- Em circuitos que alimentam tomadas situadas em áreas externas à edificação.

- Em circuitos que alimentam tomadas situadas em áreas internas que possam vir a alimentar equipamentos na área externa.
- Em circuitos que sirvam a pontos de utilização situados em cozinhas, copas, lavanderias, áreas de serviço, garagens e demais dependências internas normalmente molhadas ou sujeitas a lavagem.

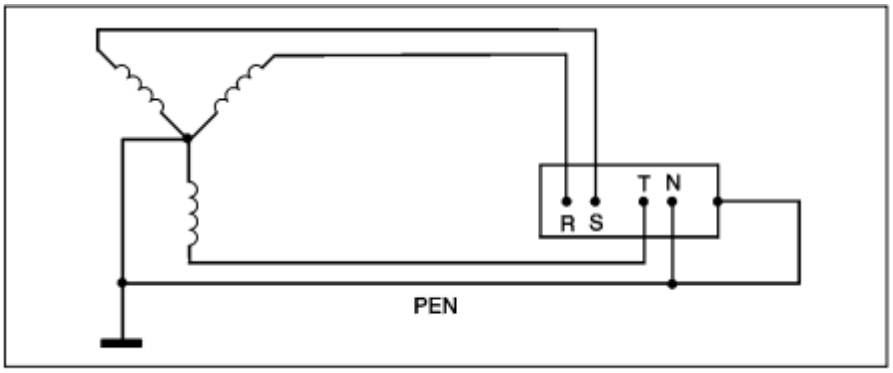
3.2.3 Aterramento

Conforme a norma ABNT NBR 5410, existem três tipos de esquemas de aterramento para sistemas de baixa tensão, são eles: TN, TT e IT. O Esquema TN considera três variantes de acordo com a disposição do condutor neutro e do condutor de proteção, sendo eles: TN-S, TN-C-S e TN-C. O aterramento em sistemas fotovoltaicos pode apresentar dois objetivos: funcional ou de segurança (ALMEIDA, 2012). O funcional é devido à características de alguns módulos necessitarem de aterramento no terminal positivo ou negativo para operar corretamente. Já o de segurança está relacionado justamente à proteção das pessoas.

Neste trabalho serão abordados somente os esquemas mais utilizados em instalações residenciais que são TN-C, TN-C-S e TT que serão abordadas a seguir:

- **Esquema TN-C**: Nos esquemas do tipo TN, um ponto de alimentação é diretamente aterrado e as cargas da instalação são conectadas a esse ponto através de condutores de proteção. No esquema TN-C, as funções de neutro e de proteção são combinadas no mesmo condutor, condutor neutro aterrado - PEN. Esse tipo de aterramento é o utilizado na rede pública (SCHNEIDER, 2010) e é visto na Figura 29.

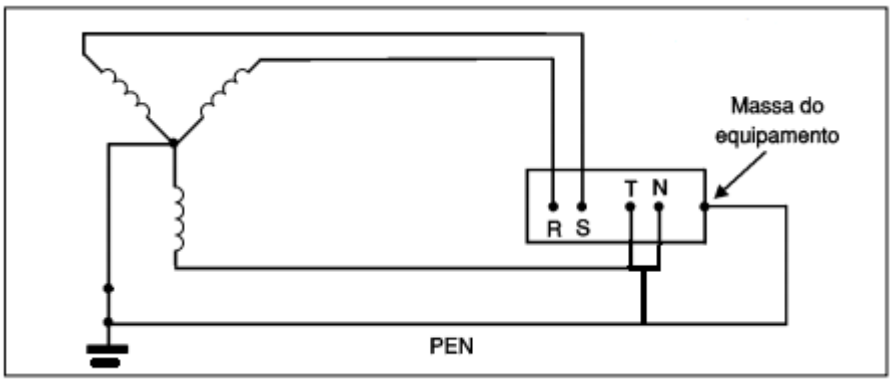
Figura 29 – Aterramento do tipo TN-C.



Fonte: (CAPELLI, 2000).

- **Esquema TN-C-S**: No esquema TN-C-S as funções de neutro e de proteção também são combinadas em um mesmo condutor, entretanto este se divide em um condutor neutro e outro de proteção (PE/terra) no circuito onde são ligadas as carcaças dos equipamentos (CAPELLI, 2000). O esquema é visto na Figura 30, sendo o mais recomendado para instalações residenciais.

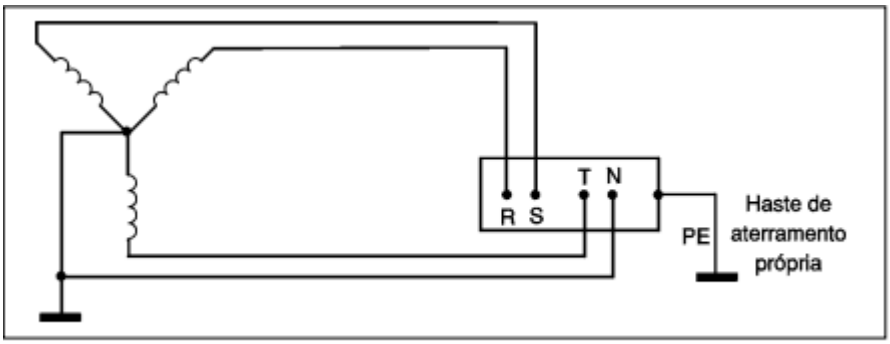
Figura 30 – Aterramento do tipo TN-C-S.



Fonte:(CAPELLI, 2000).

- **Esquema TT**: O esquema TT possui um ponto da alimentação diretamente aterrado, e as carcaças dos equipamentos são ligadas diretamente ao eletrodo de aterramento distintos do eletrodo de aterramento da alimentação (CAPELLI, 2000). O esquema é visto na Figura 31. De acordo com a norma NBR 5410, neste tipo de aterramento devem ser utilizados DR no seccionamento automático para uma melhor proteção contra choques.

Figura 31 – Aterramento do tipo TT.



Fonte:(CAPELLI, 2000).

3.2.4 Sistema de coleta de dados - SCD

Os equipamentos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, como os painéis fotovoltaicos e inversores operam de mesma maneira que operam nos sistemas autônomos. Entretanto os sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem possuir um sistema de medição que irá registrar separadamente a quantidade de energia consumida e a energia injetada na rede de distribuição, isto pode ser feito utilizando um medidor bidirecional(ou por dois medidores que medem a energia em cada sentido).

Os medidores de energia podem ser instalados na conexão com a rede elétrica entre o disjuntor de entrada do quadro de proteção de corrente alternada do sistema fotovoltaico

e o ponto de conexão com a rede (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Este tem a função de medir, registrar e disponibilizar os dados de geração e consumo, os quais serão utilizados para o cálculo da tarifação do consumidor.

Os medidores, segundo Pinho e Galdino (2014) devem possibilitar uma série de quesitos, entre eles:

- Programação e sincronismo externo do relógio/calendário interno;
- Geração de arquivos de saída em formato público (arquivo texto);
- Programação dos fatores de conversão das grandezas medidas;
- Configuração para que o dado não seja substituído por zero quando houver falha na medição.

Sendo assim o SCD realiza a medição e o armazenamento das seguintes grandezas: Tensão elétrica (kV); corrente elétrica (A); potência ativa (kW); potência reativa ($kVAr$) e frequência (Hz) (PINHO; GALDINO, 2014).

3.2.4.1 Medidor Bidirecional

O medidor padrão, encontrado na maioria das residências atualmente, é responsável por medir continuamente o consumo de energia elétrica, entretanto quando um sistema fotovoltaico conectado à rede vai ser implementado é necessário à adequação deste medidor padrão para um medidor bidirecional, já que o medidor agora deverá medir tanto a potência consumida quanto a potência injetada, sendo este equipamento essencial para o sistema de tarifação.

A instalação deste equipamento é de responsabilidade da própria distribuidora, assim como a operação e manutenção, sem custos para o acessante por este sistema de medição no caso de uma microgeração distribuída. No caso da conexão de uma minigeração distribuída, o ressarcimento pelos custos de adequação do sistema de medição deve ser realizado pelo consumidor à distribuidora (ANEEL, 2014) . Esta medição pode ser realizada também por meio de dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica consumida e outro a energia elétrica gerada, caso seja uma alternativa de menor custo ou haja solicitação do titular da unidade consumidora.

3.2.5 Sistema de compensação de energia elétrica

Uma importante inovação trazida pela Resolução Normativa nº 482/2012 foi o sistema de compensação de energia elétrica. (ANEEL, 2014) . Este sistema permite que a energia excedente gerada pela nova unidade de micro ou minigeração seja injetada na rede, a qual funcionará como uma bateria armazenando o excedente gerado.

O sistema de tarifação do tipo *net metering* é um sistema de medição adotado em alguns países, inclusive o Brasil, que já empregam os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Neste tipo de tarifação o medidor bidirecional eletrônico registra a energia consumida e a energia injetada na rede elétrica calculando no final do mês a diferença entre elas, assim caso o consumo for maior então o sistema gerou apenas uma redução na taxa final do custo com energia elétrica, entretanto caso a geração seja maior que o consumo o cliente então passará a ter créditos pelo excedente injetado na rede elétrica. Estes créditos, segundo a ANEEL (2015) são válidos pelo período de 60 meses.

Este sistema de tarifação é um dos maiores incentivadores, até o momento, no aumento da implementação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, pois trata-se de um benefício econômico ao cliente. Um ponto válido a ser abordado é que as unidades conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia gerada seja superior ao consumo, devem pagar ainda a taxa da demanda contratada, equivalente à: 30 kWh (consumidor monofásico), 50 kWh(consumidor bifásico) e 100 kWh (consumidor trifásico). Este sistema de tarifação ainda permite a possibilidade do consumidor utilizar os créditos em outra unidade previamente cadastrada dentro da mesma área de concessão da distribuidora, caracterizando-se como autoconsumo remoto ou ainda geração compartilhada, as quais são definidas da seguinte maneira:

- Geração compartilhada: É caracterizada pela união de consumidores, dentro da mesma área de concessão da rede distribuidora, através de consórcios ou cooperativas, que possuam unidade consumidora com mini ou microgeração distribuída em locais diferentes da unidades consumidoras, nas quais a energia excedente será compensada;

- Autoconsumo remoto: Caracteriza-se por unidade consumidoras pertencentes à um mesmo titular, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em um local diferente das unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão da distribuidora de energia, onde a energia excedente será compensada.

O faturamento estabelecido para clientes que participam do sistema de compensação de energia apresenta algumas diferenças para quando a micro ou minigeração distribuída é instalada no mesmo local de consumo e para quando a micro ou minigeração é instalada em um local diferente do consumo, estas diferenças são melhores abordadas no artigo 7º de (ANEEL, 2012).

3.2.6 Pré-requistos antes de acessar à rede

Os sistemas conectados à rede elétrica devem obedecer algumas normas e procedimentos antes que a conexão com a rede seja efetivamente realizada. A falta de normas técnicas dificulta a disseminação de uma tecnologia, já que apenas permite aplicações onde se observa pouco ou nenhum conhecimento sobre esta tecnologia (ALMEIDA, 2012), assim a

existência de normas técnicas é um dos responsáveis pela expansão desta tecnologia, pois cria um padrão e define as características da qualidade de energia gerada e também da instalação do sistema, além de aumentar a confiabilidade dos sistemas de forma segura e eficaz.

Embora este tipo de geração esteja em desenvolvimento no Brasil, em alguns outros países a indústria fotovoltaica já esta consolidada operando com milhares de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Nestes países as normas já estão consolidadas e em operação, entretanto os estudos para esta padronização estão em constante evolução. O Brasil em contrapartida desenvolveu há pouco tempo suas normas técnicas e regulamentações. Essas porém, encontram-se em processo de constante aprimoramento,

Atualmente, apenas em dois organismos (IEC e IEEE) existem cerca de 30 recomendações abordando os materiais e os equipamentos para sistemas fotovoltaicos. A lista abaixo cita alguns dos documentos mais importantes e diretamente relacionados aos conversores conectados à rede(VILLALVA et al., 2010).

- IEEE 1547: *Standard for interconnecting distributed resources with eletric power systems* - Padrão para a conexão de recursos distribuídos com a rede elétrica.
- IEEE 929-2000: *Recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems* - Prática recomendada para a conexão com a rede de sistemas fotovoltaicos
- IEC 61727: *Characteristics of the utility interface* - Características da rede elétrica no ponto de conexão.
- IEC 62216: *Testing procedure of islanding prevention methods for utility-interactive photovoltaic inverters* - Procedimento de teste de métodos de detecção de ilhamento para inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
- VDE 0126-1-1: *Automatic disconnection device between a genertator and the public low-voltage grid* - Desconexão automática de geradores da rede elétrica pública de baixa tensão.

Estes documentos citados acima, abordam assuntos como as características de aterramento e isolação, qualidade de energia elétrica(conteúdo harmônico e limite de injeção de corrente contínua na rede), proteção contra ilhamento (Segurança da conexão com a rede), além de outros assuntos relacionados com a tecnologia fotovoltaica e com a tecnologia dos componentes que fazem parte do sistema fotovoltaico, como inversores eletrônicos(VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.2.7 Requisitos dos inversores

Abaixo encontra-se uma síntese dos requisitos que os inversores eletrônicos para sistemas fotovoltaicos conectados a rede devem atender.

3.2.7.1 Tensão de Operação

Os inversores eletrônicos conectados à rede elétrica de baixa tensão realizam apenas o controle da corrente fornecida, não exercendo nenhum controle sobre a tensão injetada na rede. Os parâmetros da tensão fornecidos pelas normas dizem respeito às tensões máxima e mínima com que os inversores devem ser capazes de operar. Estes devem se desconectar da rede quando as condições de operação da tensão da rede não forem padrões, entretanto para cada faixa de operação da tensão os tempos de desconexão com a rede também variam. As normas IEEE 1547 (norte-americana), IEC 61727 (internacional) e VDE $0126-1-1$ (alemã) possuem diferentes requisitos com relação ao comportamento dos inversores, caso haja distúrbios na tensão da rede, conforme as tabelas a seguir:

Tabela 3 – Tempos de desconexões na ocorrência de pertubações na tensão da rede - padrão IEEE 1547 .

Faixa de tensão (% do valor nominal)	**Tempo de desconexão (s)**
V<50	0,16
$50 \leqslant V \leqslant 88$	2,00
$110 \leqslant V \leqslant 120$	1,00
V > 120	0,16

Fonte: (ASSOCIATION et al., 2003).

Tabela 4 – Tempos de desconexões na ocorrência de pertubações na tensão da rede - padrão IEC 61727.

Faixa de tensão (% do valor nominal)	**Tempo de desconexão (s)**
V<50	0,10
$50 \leqslant V \leqslant 85$	2,00
$110 \leqslant V \leqslant 135$	2,00
V > 135	0,05

Fonte: (COMMISSION et al., 2002).

Tabela 5 – Tempos de desconexões na ocorrência de pertubações na tensão da rede - padrão VDE 0126-1-1.

Faixa de tensão (% do valor nominal)	**Tempo de desconexão**
$110 \leqslant V \leqslant 85$	0,2

Fonte: (VDE, 2006).

3.2.7.2 Frequência de Operação

A tensão e corrente do inversor injetadas na rede são sincronizadas com a rede elétrica, logo a frequência de operação do inversor deve ser exatamente a mesma da rede. Como já

Tabela 6 – Comparação entre normas, frequência de operação e o tempo de desconexão do inversor.

Norma	Faixa de frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
IEEE1547	$59{,}3 < f < 60{,}5$	0,16
IEC 61727	f_n - 1 < f < f_n + 1	0,2
VDE 0126-1-1	$47{,}5 < f < 50{,}2$	0,2

Fonte: (VILLALVA et al., 2010).

foi dito acima, este equipamento deve controlar apenas a corrente injetada na rede, não exercendo nenhum controle sobre a tensão.

As recomendações sobre a frequência com que devem operar são os limites inferiores e superiores de frequência, dentro dos quais os inversores devem operar. Assim, caso a frequência do barramento infinito apresente valores fora dessa faixa então, o inversor deve desconectar-se, já que essas variações de frequência são indicativos de falha na rede, ou até mesmo o ilhamento do sistema fotovoltaico que será explicitado mais adiante. Esta monitoração da frequência de rede é um dos principais requisitos para a detecção de ilhamento do sistema fotovoltaico, contudo não é o único ponto que deve ser levado em consideração.

A norma internacional IEC recomenda que o desvio máximo de frequência permitido seja de ± 1 Hz. Por outro lado o padrão IEEE permite que o inversor opere somente dentro da faixa de 59.3 Hz à 60.5 Hz. Vemos na Tabela 6 realizando a comparação entre as normas, a faixa de operação e o tempo para desconexão para cada uma.

3.2.7.3 Injeção de corrente contínua na rede elétrica

A introdução de corrente contínua na rede pelo inversor eletrônico ocorre devido à assimetria entre os semiciclos positivos e negativos de tensão do inversor, esta é causada pelas diferenças nas larguras de pulsos da tensão chaveada (PWM) na saída do inversor. Esta deve ser monitorada e mantida dentro dos limites recomendados. O padrão IEEE 1547 prevê um limite de corrente contínua de 0.5% enquanto o limite da norma IEC 61727 é de 1%. Ambos padrões não especificam nenhuma recomendação quanto ao tempo máximo e tempo de desconexão, por outro lado mencionam que o monitoramento desta corrente contínua injetada deve ser analisada pelos harmônicos (FFT). Já a norma VDE $0126-1-1$ não específica nenhuma porcentagem de corrente contínua injetada na rede, apenas um valor máximo absoluto de 1 A e assim um tempo de desconexão de no máximo $0.2s$ caso o valor da corrente ultrapasse esse valor máximo.

3.2.7.4 Distorção harmônica de corrente admissível

A THD da corrente injetada pelo conversor não deve superar 5%. Além disso, as normas IEE 1547 e IEC 61727 ainda prevê limites máximos para diversas faixas de frequência harmônicas

Tabela 7 – Limite da quantidade de harmônicos de corrente (%da corrente fundamental).

Harmônicas	**Limite**
THD (todas as harmônicas)	5%
da 3ª à 9ª	4%
da 11ª à 15ª	2%
da 17ª à 21ª	1,5%
da 23ª à 33ª	0,6%
acima da 33ª	0,3%
Harmônicas pares	25% dos limites acima

Fonte: (VILLALVA et al., 2010).

A quantidade de harmônicos afeta inteiramente a qualidade da corrente elétrica, que além de reduzir a eficiência do inversor eletrônico, produz interferências eletromagnéticas e distúrbios na operação de outros equipamentos conectados à rede. Inversores de baixa qualidade e consequentemente baixo custo produzem corrente distorcidas, além de não serem permitidos nem homologados de acordo com as normas, (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.2.7.5 Fator de potência

Usualmente, os sistemas fotovoltaicos de baixa potência, empregados em microgeração e minigeração não podiam fornecer potências reativas à rede elétrica, devendo apenas fornecer potência ativa à rede elétrica, ou seja, deviam idealmente trabalhar com fator de potência ativa na rede. Por outro lado, para grande sistemas de geração distribuída esse controle do fator de potência é necessário.

Contudo, esse cenário vem mudando e alguns países que já exigem que os inversores, mesmo empregados em sistemas menores de geração, já possuam a capacidade deste controle de fator de potência *smart-grids* para que possam cooperar com o controle da tensão e da estabilidade das redes elétricas de distribuição, (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.2.7.6 Detecção de ilhamento

Os inversores devem ser capazes de se desconectar da rede elétrica quando o sistema fotovoltaico fica ilhado, ou seja, quando há uma interrupção ou falha de energia proveniente da rede elétrica. Os documentos IEEE 1547, IEEE 929, IEC 62116, VDE 01261 – 1 possuem recomendações a respeito desta situação e definem procedimentos de testes usados na verificação do desempenho do sistema anti-ilhamento. Existem diversos trabalhos e literaturas, concluídos e em andamento, que exploram sobre tal situação, já que são uma das principais preocupações com relação à segurança dos geradores distribuídos de pequena potência conectados à rede elétrica.

Um dos parâmetros fundamentais para esta detecção é o desvio de frequência, como já foi citado anteriormente, entretanto, não é o único parâmetro que deve ser levado em

consideração. Estudos sobre métodos mais sofisticados de detecção de ilhamento vem sendo desenvolvidos, visando aumentar a capacidade do raio de alcance de detecção. Qualquer que seja o método empregado, os documentos IEEE 1547, IEEE 929 e IEC 62116 obrigam a desconexão do inversor $2s$ após a detecção do ilhamento. Já a norma VDE $0126-1-1$ prevê a desconexão após 5s. Após um intervalo mínimo de desconexão (norma IEC 61727) e após o restabelecimento das condições normais de tensão e frequência da rede elétrica, o inversor deve automaticamente reconectar-se e sincronizar-se à rede. A Tabela 8 mostra os diferentes requisitos para esta reconexão.

Tabela 8 – Condições para reconexão do inversor à rede elétrica.

Norma	Tensão (%)	Frequência (Hz)	Intervalo
IEE 1547	$88 < V < 110$	$59{,}3 < f < 60{,}5$	-
IEC 61727	$85 < V < 110$	$f_n - 1 < f < f_n + 1$	3 minutos

Fonte: (VILLALVA et al., 2010).

3.2.8 Normas e regulamentações brasileiras

3.2.8.1 Resoluções Normativas

Uma das principais medidas realizadas pela agência nacional de energia elétrica - ANEEL, para a difusão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, deu-se a partir da Resolução normativa Nº 482 estabelecida em 17/04/2012 onde foram estabelecidas as primeiras condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia além de outras providências, (ANEEL, 2012). Após o acompanhamento da implantação desta resolução, supervisionada pela ANEEL, identificaram-se diversos pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento e atualização, assim, a resolução sofreu algumas alterações em 24/11/2015 que tiveram como finalidade a redução de custos e de tempo para a conexão com a rede, além da compatibilização do sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, o que culminou na publicação da resolução normativa Nº 687 (ANEEL, 2015).

Outra resolução que deve ser levada em conta, trata-se da resolução normativa 414/2010, que tem por finalidade estabelecer as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, designando as relações entre distribuidora e consumidor, além dos respectivos direitos e deveres do consumidor e também das distribuidoras. Entretanto, esta resolução não é exclusiva apenas para as fontes renováveis de energia, sendo aplicada para quaisquer tipo de geração de energia.

A resolução normativa Nº 482/2012 concedeu a oportunidade de escolha ao consumidor brasileiro, que ao invés de ser apenas um simples consumidor de energia elétrica poderia se tornar o seu próprio fornecedor de energia a partir de fontes renováveis de energia, po-

dendo ainda fornecer o eventual excedente gerado para a concessionária local, enquadrando o consumidor nas modalidades de micro ou minigerador dependendo de qual potência for instalada em sua residência. As principais alterações realizadas pela resolução normativa 687/2015 e os tópicos mais relevantes aos usuários serão apresentados brevemente abaixo:

Art. 2º

- Inciso I - Microgeração distribuída: Central geradora de energia elétrica com potência menor ou igual à 75 kW que utilize fontes renováveis de energia conectada à rede de distribuição.
- Inciso II - Minigeração distribuída: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor a 5 MW que utilize fontes renováveis de energia conectada à rede de distribuição.
- Inciso III - Sistema de compensação de energia elétrica: Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.
- Inciso VIII - Autoconsumo remoto: Caracterizado por unidades consumidoras de uma mesma pessoa física ou jurídica que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Art. 4º

- Secção 1º - A potência instalada da micro e da minigeração fica limitada a potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada
- Secção 2º - Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido na *Secção 1*, deve solicitar o aumento da potência conforme a resolução normativa nº 414/2010, sendo dispensado o aumento de carga

Art. 6º

Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

I – com microgeração ou minigeração distribuída;

II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;

III – caracterizada como geração compartilhada;

IV – caracterizada como autoconsumo remoto.

- Secção 1º - Para fins de compensação, a energia ativa injetada à rede de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (5 anos)

3.2.8.2 PRODIST

A criação do caderno temático de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST foi outra ação desenvolvida pela ANEEL visando a normatização e padronização das atividades técnicas referentes ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2013). Este caderno temático é dividido em 11 módulos que abordam diversos pontos significativos sobre a conexão dos sistemas fotovoltaicos com à rede elétrica, como: Procedimentos de acesso ao sistema de distribuição; Sistemas de medições; Informações requeridas e obrigações das partes interessadas; Qualidade da energia elétrica, entre outros.

O módulo 3 deste caderno temático, mais especificamente a seção 3.7, visa também estabelecer os critérios e procedimentos para o acesso à conexão desses clientes mini e microgeradores à rede elétrica. Além disso, este caderno contém no item 5 da seção 3.3 módulo 3 os requisitos de proteção dos inversores dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

3.2.8.3 Normas

Outro importante passo para a expansão e estabelecimento dos critérios e regulamentos da geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição de baixa tensão, foi a publicação das normas referentes aos sistemas fotovoltaicos e seus equipamentos. A primeira norma publicada trata-se da ABNT NBR IEC 62116, intitulada de *Procedimentos de ensaios de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Em seguida foram efetuadas as normas ABNT NBR 16149, intitulada de *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*, tratando de todos os requisitos necessários para a implementação dos inversores solares que serão conectados à rede e também a norma ABNT NBR 16150, intitulada *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimentos de ensaio de conformidade*, a qual trata dos procedimentos de ensaios para verificação dos critérios estipulados pela ABNT NBR 16149. Logo após, a norma ABNT NBR 16274 *Comissionamento de sistemas fotovoltaicos*, estipulou os requisitos mínimos para documentação, ensaio de comissionamento, inspeção e avaliação do desempenho do sistema.

Como este trabalho é de um estudo de viabilidade técnico-econômica aplicada à região de Minas Gerais, onde a principal concessionária de energia elétrica é a CEMIG, logo uma das principais normas a ser estudada é dada pela ND 5.30 - *Requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição Cemig D - Conexão em baixa tensão*

e ND 5.31 - *Requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da Cemig D - média tensão* , onde se encontram informações técnicas sobre a forma de conexão, requisitos de proteção, requisitos de qualidade, formulários, diagrama unifilar, entre outros.

A formulação destas normas estabelece uma padronização para a geração distribuída, levando apenas em consideração os sistemas fotovoltaicos.

4 Análise de viabilidade técnica-econômica

Neste capítulo são abordadas as análises técnicas e as ferramentas financeiras que serão aplicas aos projetos.

4.1 Potêncial fotovoltaico do Brasil

O Brasil encontra-se em uma posição geograficamente privilegiada quando trata-se de recursos naturais, não sendo diferente para a incidência solar. Além disso, apresenta valores relativamente elevados de irradiação solar global em maior parte do território, muito

Figura 32 – Síntese da irradiação média diária por região brasileira.

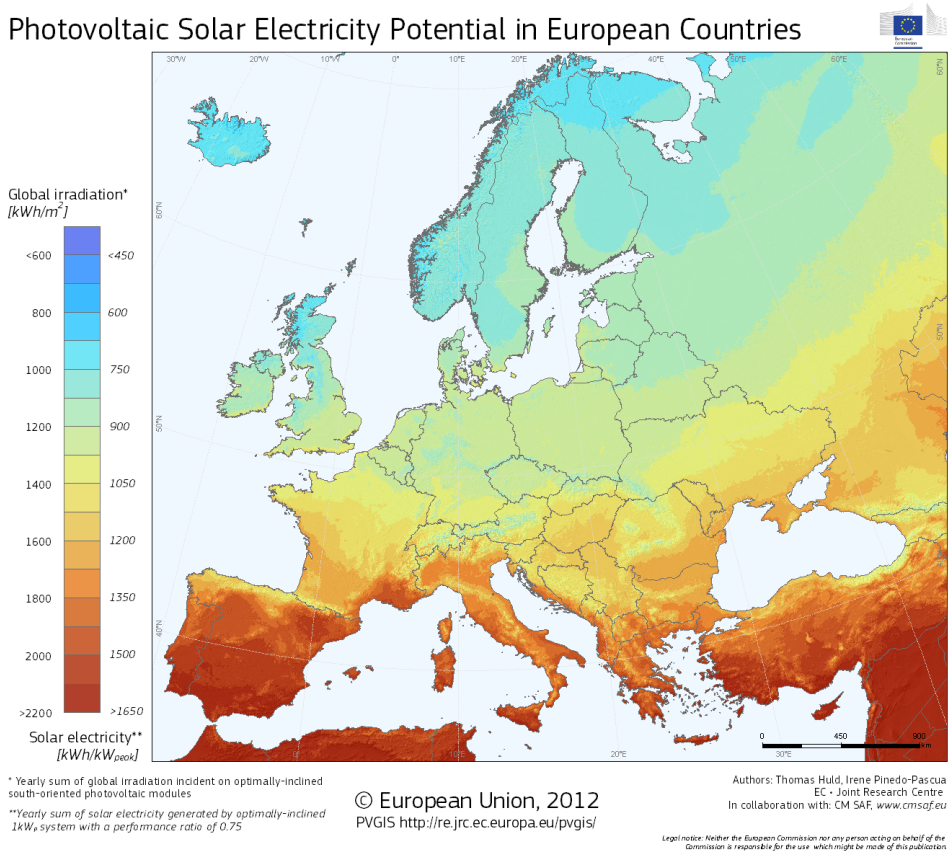
Fonte: (INPE, 2017).

superiores quando comparado com a média dos países europeus, os quais são líderes no setor de geração de energia fotovoltaica, já que os projetos de aproveitamento solar são amplamente disseminados (NASCIMENTO, 2017).

Segundo INPE(2017) no local menos ensolarado do Brasil é possível gerar mais eletricidade solar que no local mais ensolarado da Alemanha,por exemplo. É possível verificar esta afirmação comparando os valores apresentados nas Figuras 32 e 33. Enquanto o Brasil apresenta uma média de irradiação solar regional de praticamente 5,0 kWh/m².dia, os países europeus não ultrapassam a média de 2,5 kWh/m².dia em suas melhores regiões.

Entretanto vale a pena ressaltar que os valores de irradiação médio diário das regiões brasileiras tratam-se de uma síntese, não sendo recomendados durante o dimensionamento do projeto. Para tal finalidade será apresentado no capítulo 6 um método de aquisição dos dados de irradiação mais próximos do local de instalação do sistema fotovoltaico, garantindo um projeto mais eficaz.

Figura 33 – Irradiação média diária nos países europeus.



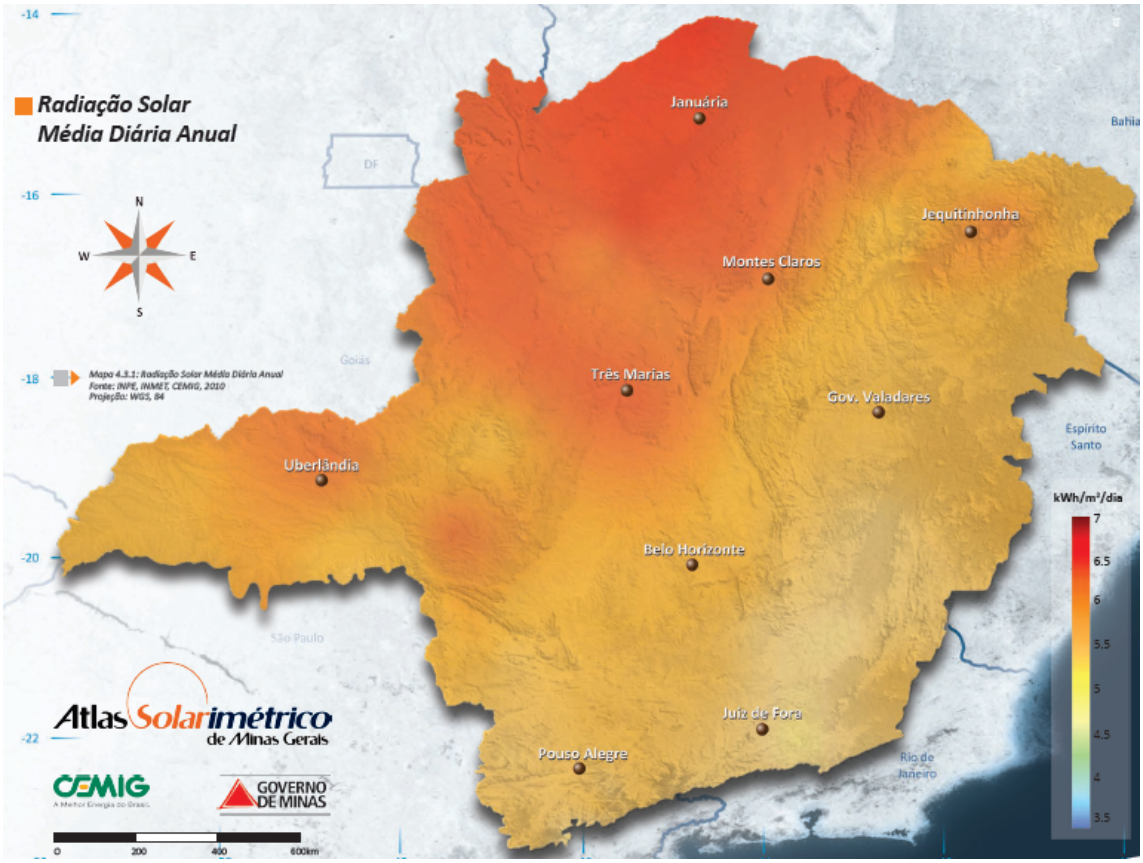
Fonte (UNION, 2012).

4.2 Potencial fotovoltaico do estado de Minas Gerais

Este trabalho irá abordar o potencial de geração fotovoltaica do estado de Minas Gerais de forma mais minuciosa, pois ambas as instalações analisadas neste documento

estão localizadas neste estado. Além disso, Minas Gerais é um dos líderes de instalações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica da concessionária CEMIG, principalmente devido aos seus índices de radiação solar global médio, que variam entre 4.5 e 6.5kWh/m^2.dia apresentado valores máximos na região norte do estado e valores mínimos no sudeste do estado(CEMIG, 2016). A Figura 34 expões bem os dados de irradiação distribuídos ao longo do extenso estado de Minas Gerais.

Figura 34 – Irradiação média anual do estado de Minas Gerais.



Fonte: (CEMIG, 2016).

Ainda segundo (CEMIG, 2016) este estado apresentam algumas microrregiões, como a mesorregião do Norte de Minas, em especial Janaúba e Jaíba, apresentando o melhor aproveitamento de energia solar do estado, equiparando-se aos melhores valores do país como Petrolina-PE, Caetité-BA e Tauá-CE. Na média anual das demais regiões de Minas Gerias, obteve-se um rendimento global considerável comparado aos demais estados brasileiros, demonstrando ser um estado com um grande potencial energético solar.

A principal concessionária do estado é a CEMIG, a qual é responsável pela distribuição de energia para 805 dos 853 municípios de Minas Gerais, através de uma rede de distribuição acima de 400 mil km de extensão, sendo uma das maiores da América Latina.

4.3 Análise de viabilidade econômica

Uma análise indispensável quando há investimento incluído, trata-se da viabilidade econômica-financeira do projeto. Esta análise revela informações importantes que auxiliam o investidor na tomada de decisão, pois apresenta resultados concretos sobre o investimento, permitindo-o assim realizar comparações entre os investimentos.

Algumas ferramentas da engenharia econômica e administração financeira são utilizados à fim de realizar uma análise mais precisa possível. As principais informações exploradas neste trabalho são: Fluxo de caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*.

4.3.1 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa trata-se de uma demonstração financeira que relaciona e resume todas as entradas e saídas efetivas de recursos financeiros em um período de tempo. Sendo assim, os fluxos de caixa representam a renda econômica gerada pelo projeto ao longo da sua vida útil (SAMANEZ, 2002). Um dos modelos mais utilizados deste método, trata-se do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) o qual avalia um investimento a partir da capacidade de geração de fluxos de caixa futuros. Um projeto viável de implementação deve apresentar um fluxo de caixa positivo ao final do período analisado.

4.3.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O método de Valor Presente Líquido é uma das principais ferramentas de análise de rentabilidade de um projeto, principalmente quando trata-se de um investimento de longo prazo, (NETO; LIMA, 2014). O VPL é determinado como a diferença entre o valor presente de entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa ao longo de um período de tempo. Além disso, segundo Samanez (2002) caso seja considerada uma taxa mínima de atratividade (TMA), as alternativas que possuírem maior VPL, serão as mais rentáveis. O VPL pode ser representado pela equação (4.1) vista a seguir.

$$VPL = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t}. \tag{4.1}$$

Onde R_t é a receita e C_t é o custo nos períodos t do fluxo de caixa. A variável n é o tempo do estudo do projeto e i é a taxa mínima de atratividade do investimento. A principal regra a ser seguida quando aplicado este método é: empreenda o projeto de investimento de capital se o VPL for positivo. Segundo Ehrlich e Moraes (2005) este método apresenta a vantagem de analisar o valor do capital durante o período em que este se encontra, já que o valor de capital varia conforme a situação econômica do país. A principal desvantagem deste método é que quando aplicado à projetos com tempo de vida útil distintos, deverá ser utilizado um tempo de vida útil comum aos projetos utilizando a técnica de mínimos múltiplos

comum entre os tempos dos projetos. Contudo, como trata-se da análise de implementação de sistemas fotovoltaicos, todos os projetos em análise possuirão o mesmo tempo de vida útil, no caso 25 anos.

4.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Neto e Lima (2014) a TIR representa o custo explícito de uma dívida, ou a rentabilidade efetiva de uma aplicação. Equivale à taxa de juros que iguala em determinado momento, as entradas de caixa com as saídas periódicas de caixa. Em outras palavras, é o valor de TIR que satisfaz a equação (4.2) vista logo abaixo:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{R_t - C_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \tag{4.2}$$

A regra decisória deste método, segundo Samanez (2002) é que deve-se empreender o projeto de investimento de capital se a TIR for maior ou igual ao valor da TMA, caso contrário deve-se recusar a proposta. Este método apresenta algumas vantagens que disseminam ainda mais o seu uso, como: seus resultados são apresentados em formas percentuais, facilitando assim o seu entendimento; pode ser utilizado como forma de comparação entre projetos mutuamente excludentes; representa a lucratividade mínima do projeto entre outros. Entretanto não é aconselhável utilizar este método como critério único de análise, já que pode levar a informações inadequadas.

4.3.4 *Payback* simples

O método *Payback* de análise de investimento, tem como objetivo determinar em quanto tempo o valor presente do fluxo de caixa será igual ao valor do investimento inicial do projeto. O *Payback* é obtido através da equação abaixo, isolando-se a variável t, obtendo assim o tempo de retorno do investimento.

$$I = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1 + i)^t} \tag{4.3}$$

Onde FC_t refere-se ao fluxo de caixa no *t-ésimo* período e I o investimento inicial do projeto. Este método é utilizado em projetos fotovoltaicos com o intuito de expor ao investidor qual é o tempo aproximado do retorno do capital investido, contudo não deve ser utilizado como um único parâmetro para a tomada de decisão, já que trata-se apenas de um complemento do método VPL.

5 Estudo prático do sistema fotovoltaico

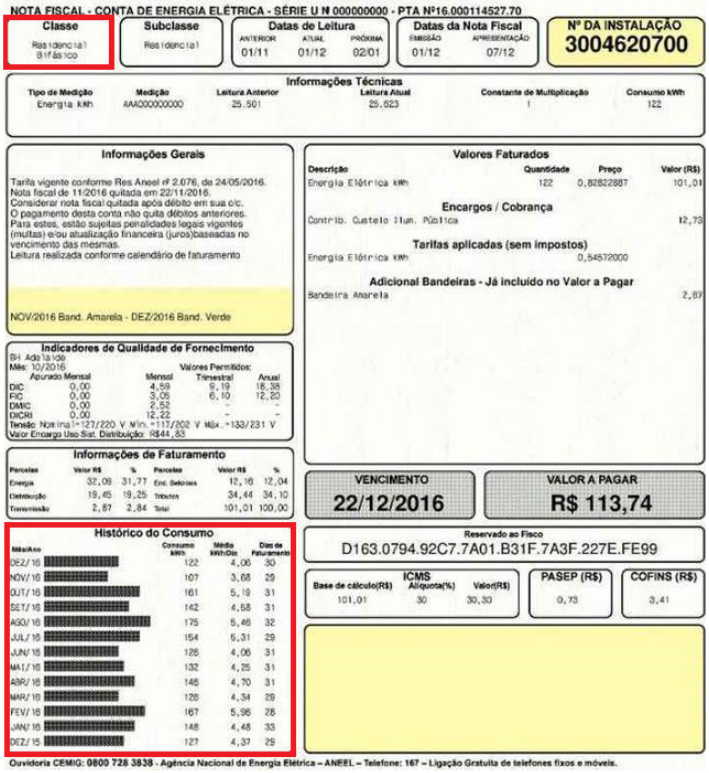
Neste trabalho serão analisadas duas instalações de sistemas fotovoltaicos já instalados e que já estão gerando sua própria energia. Por meio destas instalações serão analisados, com auxílio dos métodos aplicados a engenharia econômica e administração financeira, a viabilidade econômica ou não das instalações fotovoltaicas no cenário atual. Primeiramente serão introduzidos os passos que deverão ser realizados e também as informações necessárias para o dimensionamento correto do sistema fotovoltaico.

Todas os sistemas analisados neste trabalho foram realizadas pela empresa *SF Energia Solar Ltda,* localizada na cidade de João Monlevade-MG, com o intuito de reduzir a tarifa de energia elétrica para a taxa mínima. Além disso adotou-se a metodologia de dimensionamento utilizada pela empresa *Solsist Energia* e também pela *SF Energia Solar Ltda.*

5.1 Metodologia do dimensionamento

Para realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, primeiramente deve-se analisar a fatura de energia elétrica do local onde será instalado o sistema, pois este documento apresenta informações essenciais para um primeiro orçamento do projeto.

Figura 35 – Fatura de energia elétrica.


NOTA FISCAL - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SÉRIE U N 000000000 - PTA Nº16.000114527.70

Classe: Residencial Bifásico
Subclasse: Residencial
Datas de Leitura: ANTERIOR 01/11 | ATUAL 01/12 | PRÓXIMA 02/01
Datas da Nota Fiscal: EMISSÃO 01/12 | APRESENTAÇÃO 07/12
Nº DA INSTALAÇÃO 3004620700

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	AAA000000000	25.501	25.623	1	122

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.076, de 24/05/2016.
Nota fiscal de 11/2016 quitada em 22/11/2016.
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros)baseadas no vencimento das mesmas.
Leitura realizada conforme calendário de faturamento

NOV/2016 Band. Amarela - DEZ/2016 Band. Verde

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R$)
Energia Elétrica kWh	122	0,82822887	101,01

Encargos / Cobrança

Contrib. Custeio Ilum. Pública 12,73

Tarifas aplicadas (sem impostos)

Energia Elétrica kWh 0,54572000

Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar

Bandeira Amarela 2,87

Indicadores de Qualidade de Fornecimento

SH: Adaltade
Mês: 10/2016

	Apurado Mensal	Valores Permitidos: Mensal	Trimestral	Anual
DIC	0,00	4,59	9,19	18,38
FIC	0,00	3,05	6,10	12,20
DMIC	0,00	2,52	-	-
DICRI	0,00	12,22	-	-

Tensão Nominal = 127/220 V Mín. = 117/202 V Máx. = 133/231 V
Valor Encargo Uso Sist. Distribuição: R$44,83

Informações de Faturamento

Parcelas	Valor R$	%	Parcelas	Valor R$	%
Energia	32,09	31,77	Enc. Setoriais	12,16	12,04
Distribuição	19,45	19,25	Tributos	34,44	34,10
Transmissão	2,87	2,84	Total	101,01	100,00

VENCIMENTO 22/12/2016
VALOR A PAGAR R$ 113,74

Histórico do Consumo

Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/Dia	Dias de Faturamento
DEZ/16	122	4,06	30
NOV/16	107	3,68	29
OUT/16	161	5,19	31
SET/16	142	4,58	31
AGO/16	175	5,46	32
JUL/16	154	5,31	29
JUN/16	126	4,06	31
MAI/16	132	4,25	31
ABR/16	146	4,70	31
MAR/16	126	4,34	29
FEV/16	167	5,96	28
JAN/16	148	4,48	33
DEZ/15	127	4,37	29

Reservado ao Fisco
D163.0794.92C7.7A01.B31F.7A3F.227E.FE99

ICMS Base de cálculo(R$)	Alíquota(%)	Valor(R$)	PASEP (R$)	COFINS (R$)
101,01	30	30,30	0,73	3,41

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Telefone: 167 – Ligação Gratuita de telefones fixos e móveis.

Fonte: CEMIG (Alterada).

Além disso será dissertado abaixo sobre as informações necessárias para o dimensionamento do projeto e como obtê-las.

Classe do consumidor e histórico de consumo

Acima foi mostrada uma fatura de energia elétrica qualquer da concessionária CEMIG onde as informações necessárias estão destacadas. A primeira delas trata-se da classe do consumidor, a qual altera a taxa de disponibilidade de energia mensal. Esta taxa deve ser incluída no processo de dimensionamento do sistema, já que é uma contribuição referente a iluminação pública do município e também as manutenções necessárias nesta. Essas classes podem ser:

- Monofásico: 30kWh/mês
- Bifásico: 50kWh/mês
- Trifásico: 100kWh/mês

Outra informação relevante refere-se ao histórico do consumo de energia, o qual é utilizado para obter uma média de consumo mensal da residência. Este valor é obtido analisando o comportamento da fatura dos últimos 12 meses e encontrando a média de kWh/mês entre eles. Dispostos destes dois dados, classe do consumidor(*Taxa de Disponibilidade*) e o consumo médio de energia mensal, é possível calcular a quantidade de energia que deverá ser gerada pelo sistema, bastando apenas subtrair os valores de consumo médio e taxa de disponibilidade, encontrando assim a potência de geração mensal necessária do sistema,

$$G_{mes} = Cm - Cc \tag{5.1}$$

onde G_{mes} é a geração mensal, C_m é o consumo médio e C_c a classe do consumidor.

Índice de irradiação

Após esta informação, deve-se encontrar o índice de irradiação médio (kWh/m^2.dia) do local de instalação do sistema. Este valor de irradiação também pode ser expressado em função de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta informação pode ser obtida por meio do programa SUNDATA contido no site do CRESESB (Centro de Referência para as Energias e Eólica Sérgio de S. Brito) ou por intermédio do *Atlas Brasileiro de Energia Elétrica 2ª ed.* Neste trabalho utilizou-se o programa SUNDATA para aquisição da irradiação local de João Monlevade.

Figura 36 – Dados de irradiação de cidades próximas a João Monlevade.

Latitude: 19,81° S
Longitude: 43,173611° O

Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]															
			Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Bela Vista de Minas	MG	BRASIL	19,801° S	43,149° O	2,8	5,50	5,81	4,88	4,45	3,83	3,69	3,90	4,68	4,96	5,02	4,72	5,38	**4,73**
Sao Goncalo do Rio Abaixo	MG	BRASIL	19,801° S	43,249° O	8,0	5,55	5,79	4,88	4,45	3,86	3,71	3,94	4,72	5,02	5,10	4,82	5,41	**4,77**
Rio Piracicaba	MG	BRASIL	19,901° S	43,149° O	10,5	5,45	5,78	4,80	4,38	3,79	3,64	3,84	4,60	4,90	4,95	4,71	5,35	**4,68**

Fonte: CRESESB (Acessado em 28 de agosto de 2018).

Como é possível ver na Figura 36, o município de João Monlevade não foi localizado pelo programa, entretanto cidades próximas à região conseguiram ser localizadas. Diante disso e devido à proximidade entre os municípios deve-se estimar um valor próximo aos valores médios de irradiação encontrados. Neste caso estimou-se 4.6 kWh/m^2 dia, pois trata-se de uma valor abaixo dos demais, estabelecendo assim uma margem de segurança para um bom dimensionamento do sistema.

Número de painéis fotovoltaicos

Dando continuidade no dimensionamento do projeto, devemos agora calcular o número de painéis fotovoltaicos necessários para suprir a demanda energética do local. Contudo deverá ser definida a potência das placas fotovoltaicas que serão utilizadas no projeto. Os módulos fotovoltaicos mais utilizados em instalações residências/comerciais são dispostos entre faixas de potência, como por exemplo, entre 240 e 275 Watts-pico(Wp) e também entre 320 e 340 Wp. A folha de dados das placas utilizadas serão apresentados no anexo A ao final deste trabalho.

A escolha da potência dos painéis pode ser definida de acordo com alguns parâmetros, entre eles os principais são:

- Área disponível no local de instalação, geralmente área do telhado (m^2).
- Preço dos painéis durante a compra dos equipamentos ($R\$$).

Após a escolha da potência dos painéis, o último parâmetro para o cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos é uma constante denominada Fator de Segurança, Fs. Esta constante está relacionada às perdas do sistema fotovoltaico, estabelecendo assim uma outra margem de segurança que irá fazer parte do dimensionamento. Quanto mais próxima de 1 for este valor, menor será a perda considerada do sistema e vice-versa. Neste trabalho será assumido um valor de 0.8, 80% de eficiência.

Dispostos de todas as informações necessárias para o cálculo da quantidade de painéis fotovoltaicos, pode-se aplicar a seguinte equação:

$$Np = \frac{C_m}{P_p \cdot H_{sp} \cdot F_s \cdot Mes}, \tag{5.2}$$

onde:

- Np: Número de painéis fotovoltaicos;
- C_m: Consumo médio mensal (kWh/mês);
- P_p: Potência dos painéis fotovoltaicos (Wp);
- H_{sp}: Horas de sol pleno (horas/dia);
- F_s: Fator de segurança;
- Mês: Equivale a 30 dias;

Potência inversor

A partir da quantidade de painéis fotovoltaicos que serão utilizados e da potência de geração deste sistema é possível dimensionar a faixa de potência adequada do inversor. Existem três critérios que adaptam o inversor à potência dos painéis, os quais devem ser respeitados em conjunto e são explicitados abaixo. Os critérios são adotados para melhorar a eficiência e a proteção do equipamento.

1. A potência do sistema fotovoltaico deve ser igual ou até 20% superior que a potência do inversor;
2. Deve-se acrescentar 20% a mais no valor de tensão do limite inferior e retirar 10% no valor de tensão do limite superior;
3. A soma das correntes deve ser menor que a corrente máxima de entrada do inversor.

Estes critérios foram resultados de estudos realizados em cima dos sistemas fotovoltaicos e empregados em grande parte das instalações fotovoltaicas. Analisando mais a fundo os dois últimos critérios acima, pode-se calcular a quantidade máxima e mínima de painéis ligados em série e a quantidade máxima de *strings*. Assim com base nos dados dos catálogos dos módulos fotovoltaicos aplicam-se os seguintes cálculos para atender os critérios citados anteriormente.

$$Num_{min,Série} = \frac{V_{mp}min}{V_{mp}painel} \tag{5.3}$$

$$Num_{max,Série} = \frac{V_{mp}max}{V_{mp}painel} \tag{5.4}$$

$$Num_{strings} = \frac{I_{inversor}}{I_{sc}painel} \tag{5.5}$$

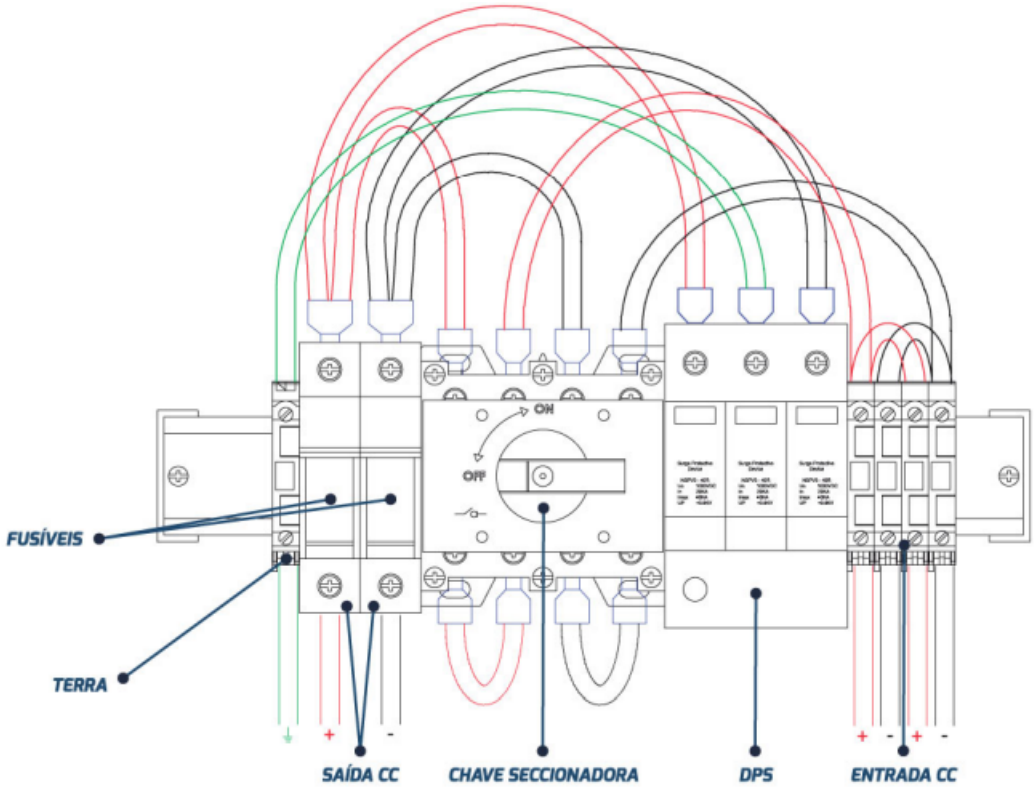
onde $Num_{min,Série}$ é o número mínimo de painéis em série, $Num_{max,Série}$ é o número máximo de painéis em série e $Num_{strings}$ é o número de *arrays* de placas fotovoltaicas por canal.

String Box

Dispostos dos dados obtidos até o momento é possível então realizar o dimensionamento do sistema de proteção do projeto fotovoltaico, tanto do lado de corrente contínua quanto do lado de corrente alternada. Uma boa prática durante esta etapa consiste na montagem de dois painéis separados, sendo um para proteção do lado CC e outro para o lado CA,pois desta maneira facilita-se as manobras de liga/desliga e também durante a manutenção do sistema. Caso haja necessidade de redução nos custos do projeto, é possível utilizar apenas um painel contendo tanto o sistema de proteção CC quanto CA.

O painel de proteção é comercialmente conhecido como *String Box*, este consegue isolar o sistema de geração e o quadro de proteção da rede elétrica. Este painel é composto por componentes já citados no Capítulo 3.2.2, onde foram abordados suas funções e algumas características para o dimensionamento. Temos abaixo um esquemático dos componentes organizados em uma *String Box*.

Figura 37 – Arranjos dos disposivios de proteção alocados na *String Box*.



Fonte: (ECOSOLYS, 2018).

A Figura 37 apresenta a proteção do lado contínuo do sistema, ou seja, antes de chegar ao inversor passando por fusíveis, DPSs e chave seccionadora ou disjuntor. Ainda são necessários os componentes de proteção do lado CA, dados por DPSs em cada fase do sistema e um disjuntor. Para o dimensionamento dos equipamentos de proteção devem ser analisadas os dados de corrente e tensão do sistema. Por exemplo, chave seccionadora/disjuntor e o fusível devem ser dimensionados de acordo com a corrente de curto-circuito das *strings*

do sistema em questão. Já os DPSs devem ser estimados conforme a tensão de operação das placas (c.c.) e também a da rede elétrica(c.a.), além da corrente máxima de descarga suportada.

Viabilidade econômica

Por fim são aplicadas as ferramentas vistas no Capítulo 5 em cada uma das instalações, podendo assim analisar na prática a viabilidade ou não do projeto, já que serão utilizados os custos reais do projeto e instalação do sistema, além dos resultados das faturas de energia pós-instalação, auxiliando assim a análise dos resultados.

Para encontrar os dados da engenharia econômica utilizou-se o software *Excel*, já que este possui algumas funções aplicáveis já implementadas, como VPL e TIR. O gráfico de retorno de investimento e o calculo do rendimento também foram realizados no mesmo software, por meio do fluxo de caixa e economia anual com energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos foram comprados por meio das lojas virtuais da *Portal Solar* e da plataforma *Sices Solar*.

Durante esta análise considerou-se um reajuste anual da tarifa energética de 8% ao ano e o custo da tarifa elétrica é obtido através do calculo da média tarifária anual do cliente em questão.

5.2 Instalação residêncial 3.24 kWp

O primeiro estudo deste trabalho foi realizado em cima de uma residência na cidade de João Monlevade-MG. Para realizar o dimensionamento do projeto será seguido o método explicitado no Capítulo 5.1. A fatura da residência é vista na figura 38:

Figura 38 – Fatura de energia elétrica do mês de Abril.

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
			Anterior	Atual	Próxima	
Residencial Bifásico	Residencial	Convencional B1	03/03	03/04	03/05	03/04/2017

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	APD100056062	14.107	14.459	1	352

Informações Gerais

SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 0,00 kWh.
Conforme Resolução Homologatória ANEEL 2.214/2017, no período de 1º a 30 de abril a Tarifa será reduzida em 0,05634 R$/kWh para reverter a previsão do Encargo de Energia de Reserva (EER) da Usina Angra III.
O efeito na fatura de cada unidade consumidora se dará de acordo com seu ciclo de leitura e faturamento.
Mais informações no site www.aneel.gov.br ou pelos canais convencionais de comunicação.
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros)baseadas no vencimento das mesmas.
MAR/2017 Band. Amarela - ABR/2017 Band. Vermelha

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Energia Elétrica kWh	352	0,85855990	302,19
Encargos/Cobranças			
Variação do IGPM: R$295,62			0,04
Contrib Ilum Publica Municipal			31,70
Multa 2% conta de 03/2017 sobre R$ 295,13			5,90
Juros mora 1%am: 5 dia(s) sobre R$295,13			0,49
Tarifas Aplicadas (sem impostos)			
Energia Elétrica kWh		0,54621581	
Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar			
Bandeira Amarela			9,98
Bandeira Vermelha			1,59

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
ABR/17	247	12,35	20
ABR/17	352	11,35	31
MAR/17	351	12,10	29
FEV/17	407	13,56	30
JAN/17	394	12,31	32
DEZ/16	331	11,41	29
NOV/16	373	12,43	30
OUT/16	365	11,77	31
SET/16	332	10,70	31
AGO/16	340	11,33	30
JUL/16	374	12,06	31
JUN/16	364	11,74	31
MAI/16	378	12,19	31

Reservado ao Fisco

SEM VALOR FISCAL

	Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
ICMS	-	-	-
PASEP	-	-	-
COFINS	-	-	-

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Código de Débito Automático	Instalação	Vencimento	Total a pagar
000086078920	3010304196	23/04/2017	R$340,32

Fonte: CEMIG (Alterada).

A residência em questão é Bifásica com um consumo médio de 360 kWh/mês.

Energia Gerada = Consumo médio - Taxa Disponibilidade

Energia Gerada = 360 kWh/mês - 50 kWh/mês = 310 kWh/mês

Desta maneira o consumo mensal obtido foi de 310 kWh/mês. Contudo o valor utilizado durante o dimensionamento do sistema foi de 360 kWh/mês, o que possibilita um aumento futuro no consumo do cliente, sem que haja nenhum efeito financeiro para o próprio, além do interesse em geração de créditos. A irradiação do local foi visto na Figura 36 e chegou-se ao valor de 4.6 kWh/m^2 dia ou 4.6 horas/dia.

As placas fotovoltaicas utilizadas nesta instalação são fabricadas pela renomada empresa no ramo de sistemas de energia solar fotovoltaica *Canadian Solar* e apresentam potência de 270 Wp. O catálogo com as informações dos módulos estão contidos no Anexo A ao final deste documento, contudo alguns dados são explicitados logo abaixo.

Tabela 9 – Principais dados do módulo fotovoltaico 270Wp

Modelo	**Canadian Solar CS6K-270**
Potência máx (Pmáx) :	270 W
Tensão de operação (Vmp):	30.8 V
Corrente de operação (Imp):	8.75 A
Tensão de circuito aberto (Voc):	37.9 V
Corrente de curto circuito (Isc):	9.32 A

Diante disso calcula-se, por meio da equação (5.2) a quantidade de painéis fotovoltaicos necessária para suprir esta residência. Temos então:

$$Np = \frac{360k}{270 \cdot 4.6 \cdot 0.8 \cdot 30} \approx 12. \tag{5.6}$$

Como não há possibilidade de quantidade de módulos ser fracionada, deve-se escolher entre um arredondamento para cima ou para baixo. Como neste caso havia área disponível suficiente no telhado foram instalados 12 painéis fotovoltaicos.

Desta maneira, a potência de geração do sistema é dada por 3.24 kWp. O inversor utilizado nesta instalação é dado por PVI 3.0-TL-OUTD fabricado pela empresa multinacional *ABB* apresentando potência de saída de 3.0 kW (ABB, 2017). A potência nominal de saída deste equipamento atende o primeiro critério visto no estudo realizado no Capítulo 5.1.

Tabela 10 – Principais dados do inversor ABB PVI-3.0

Dados de Entrada	
Tensão máxima absoluta:	600 V
Corrente máxima por canal (Idc_1/Idc_2):	10.0 A
Corrente máxima de curto circuito (Isc_1/Isc_2) :	12.5 A
Faixa de tensão MPPT :	160 - 530 V
Número de entradas MPPT :	2
Dados de Saída	
Potência nominal (Pnom) :	3000 W
Corrente máxima (Imáx) :	14.5 A
Frequência	60 Hz

Para adequar os outros critérios, devem ser utilizadas as equações (5.3), (5.4) e (5.5), seguindo os dois últimos critérios citados no método de dimensionamento, tem-se:

$$Nmin_{serie} = \frac{Vmp_{min}}{Vmp_{painel}} \rightarrow \frac{192}{30.8} = 6. \tag{5.7}$$

$$Nmax_{serie} = \frac{Vmp_{max}}{Vmp_{painel}} \rightarrow \frac{477}{30.8} = 15. \tag{5.8}$$

$$Num_{string} = \frac{I_{inv}}{Isc_{painel}} \rightarrow \frac{10.0}{9.32} = 1. \tag{5.9}$$

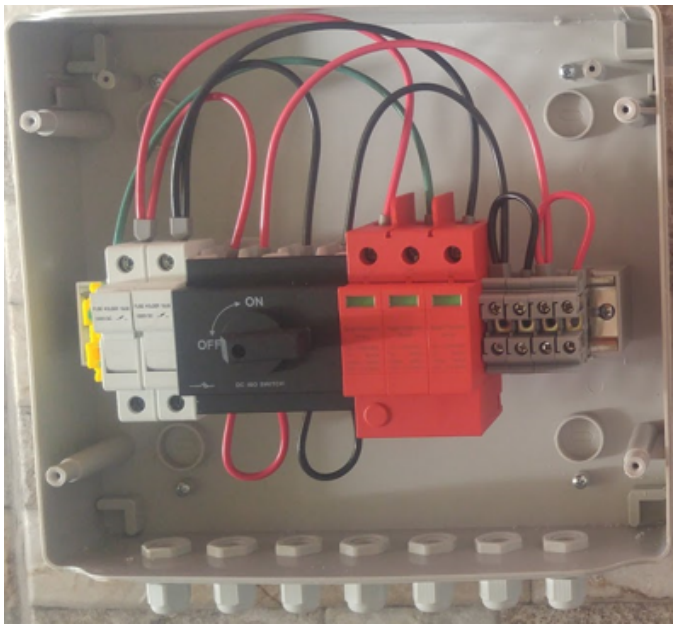
Conforme os resultados obtidos acima, foi decidido por realizar apenas uma *string* com as 12 placas ligadas em série e conectadas em apenas um dos canais MPPT do inversor, respeitando as condições de entrada de tensão e corrente do equipamento. Os módulos fotovoltaicos foram dispostos em direção ao hemisfério Norte com inclinação de 20ř para melhor eficiência do sistema, como é visto na Figura 39 .

Figura 39 – Instalação dos 12 módulos fotovoltaicos de $270Wp$.

Fonte: Autor.

Após a disposição e instalação adequada dos painéis fotovoltaicos, é possível dar continuidade ao projeto. A próxima etapa é destinada para a instalação dos equipamentos de proteção, a *String Box* como é visto na Figura 40. Neste caso utilizou-se apenas uma caixa de proteção *String Box*, devido ao dimensionamento escolhido anteriormente, no qual foi decidido realizar apenas uma *string* contendo os 12 módulos fotovoltaicos, à fim de utilizar apenas uma entrada MPPT. Entretanto, a Figura 40 contém unicamente o sistema de proteção do lado corrente contínua, não podendo ser implementado na prática.

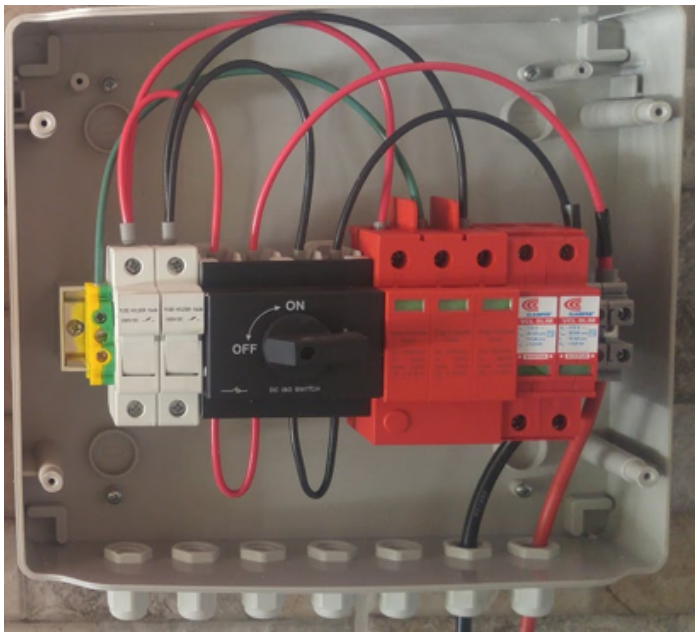
Figura 40 – StringBox antes da alteração.



Fonte: Autor.

Sendo assim, esta caixa de proteção foi incrementada com os aparelhos de proteções do lado de corrente alternada, contudo devido ao pouco espaço dentro desta caixa, incrementou-se apenas o DPS nas fases positiva e negativa deste sistema, como é visto na Figura 41, deixando a chave seccionadora de corrente alternada para ser instalada junto ao quadro de distribuição de circuitos (QDC).

Figura 41 – StringBox com adição do DPS de corrente alternada.



Fonte: Autor.

Por fim, aloca-se o inversor em um local apropriado, ou seja, onde não haja interferência de chuva, sol, umidade, poeira entre outros. Se possível o inversor deve ser instalado

próximo aos módulos fotovoltaicos, de maneira a evitar perdas por condução. Após a definição do local deve-se fixar e instalar o equipamento, Figura 42 , conectar nele os cabos que saem da caixa de proteção (*String Box*) e também os cabos que chegam ao padrão de entrada da residência proveniente da concessionária CEMIG.

Figura 42 – Instalação do inversor ABB PVI 3.0.

Fonte: Autor.

Após a instalação do sistema fotovoltaico por completo e também após realmente efetivar a conexão do sistema na rede da concessionária, é necessária realizar o levantamento de todos os custos envolvidos no projeto.

Atualmente, diversos fornecedores de equipamentos fotovoltaicos já realizam a venda do kit fotovoltaico, o qual já contém a quantidade necessária de placas fotovoltaicas do sistema, assim como o inversor dentro da faixa de potência admissível e a *String box* dimensionada, como é visto na Tabela 11. Os componentes de proteção de corrente alternada, são comprados a parte, contudo já foram incluídos no desenvolver do orçamento. Os sistemas fotovoltaicos são vendidos desta forma à fim de evitar o pagamento do ICMS.

Diante do custo total do projeto e das faturas de energia elétrica após o sistema ser instalado e estar em operação (ANEXO B), é possível realizar a análise financeira do projeto. Este estudo visa estudar a viabilidade econômica do ponto de vista do cliente.

Os parâmetros econômicos desta instalação foram calculados a partir do valor médio de tarifa elétrica de $0,81\ R\$/kWh$ e TMA de 14 $\%a.a$. Com ao auxílio do software *Excel* foi desenvolvida um fluxo de caixa, tomando como base o utilizado na empresa *SF Energia Solar*,

Tabela 11 – Custo dos equipamentos e do projeto fotovoltaico de 3.24kWp.

Qntd.	Materiais e Equipamentos	Preço Aprox. (R$)
12	Painel Solar Canadian CS6K - 270P	-
1	INVERSOR SOLAR ABB PVI-3.0-TL-OUTD	-
2	DPS VCL 275v 20kA SLIM	-
1	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO CURVA C 16A	-
25 m	CABO SOLAR VERMELHO	-
25 m	CABO SOLAR PRETO	-
1	STRING BOX ECOSOLYS PJ063-17 1000V 32 A	-
-	ESTRUTURA METÁLICA	-
-	DEMAIS CUSTOS INCLUÍDOS: - Projeto do Sistema Fotovoltaico, incluindo documentação necessária para homologação junto à concessionária. - Mão de obra necessária para instalação do sistema - Frete dos equipamentos e deslocamento da equipe	-
	TOTAL	**17.600,00**

Fonte: Autor.

o qual foi aprimorado incrementado-se as análises financeiras anteriores com as ferramentas econômicas citadas neste documento. Assim, foram utilizadas as funções financeiras específicas do *Excel*, chegando aos seguintes resultados,

- Valor Presente Líquido(VPL): $R\$\ 20.033,00$
- Taxa Interna de Retorno (TIR): 25% a.a .
- *Payback*: 5 anos
- Rendimento anual: 17% a.a.
- Retorno Mensal Mínimo : $R\$\ 250,00$ a.m.

Diante da análise dos resultados obtidos para este sistema e por meio do estudo da Figura 44, conclui-se que a aplicação do projeto é viável economicamente, apresentando um rendimento de 17% ao ano, o que é o triplo do rendimento da poupança (4,73% ao ano) e o dobro que o rendimento da taxa Selic (6,75% ao ano), além de exibir um VPL positivo e uma TIR superior à TMA. A Figura 43 exibe a tabela utilizada para a obtenção dos dados, enquanto a Figura 44 mostra o gráfico de retorno de investimento.

Figura 43 – Fluxo de caixa da instalação de 3.24kWp.

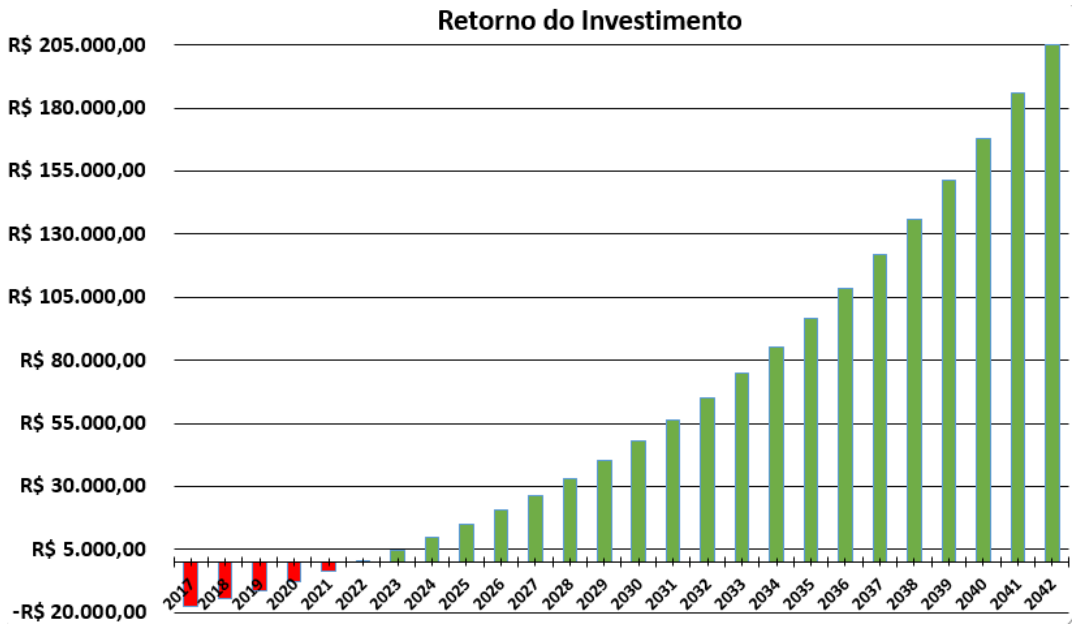
INVESTIMENTO: UM CLIENTE RESIDÊNCIAL, COM CONSUMO MÉDIO DE 340 kWh/ mês DESEJA SABER A VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 3.24kWp CUJO O CUSTO É DE R$17.600,00. CONSIDERA-SE UM REAJUSTE ANUAL MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRIC DE 8%

	ANO	GASTO ENERGIA	IPCA	RETORNO INVESTIMENTO	FLUXO DE CAIXA
0	2017			-R$ 17.600,00	-R$ 17.600,00
1	2018	R$ 3.046,41	8%	-R$ 14.553,59	R$ 3.046,41
2	2019	R$ 3.290,12	8%	-R$ 11.263,47	R$ 3.290,12
3	2020	R$ 3.553,33	8%	-R$ 7.710,13	R$ 3.553,33
4	2021	R$ 3.837,60	8%	-R$ 3.872,54	R$ 3.837,60
5	2022	R$ 4.144,61	8%	R$ 272,07	R$ 4.144,61
6	2023	R$ 4.476,18	8%	R$ 4.748,25	R$ 4.476,18
7	2024	R$ 4.834,27	8%	R$ 9.582,52	R$ 4.834,27
8	2025	R$ 5.221,01	8%	R$ 14.803,53	R$ 5.221,01
9	2026	R$ 5.638,69	8%	R$ 20.442,22	R$ 5.638,69
10	2027	R$ 6.089,79	8%	R$ 26.532,01	R$ 6.089,79
11	2028	R$ 6.576,97	8%	R$ 33.108,98	R$ 6.576,97
12	2029	R$ 7.103,13	8%	R$ 40.212,11	R$ 7.103,13
13	2030	R$ 7.671,38	8%	R$ 47.883,49	R$ 7.671,38
14	2031	R$ 8.285,09	8%	R$ 56.168,58	R$ 8.285,09
15	2032	R$ 8.947,90	8%	R$ 65.116,47	R$ 8.947,90
16	2033	R$ 9.663,73	8%	R$ 74.780,20	R$ 9.663,73
17	2034	R$ 10.436,83	8%	R$ 85.217,03	R$ 10.436,83
18	2035	R$ 11.271,77	8%	R$ 96.488,80	R$ 11.271,77
19	2036	R$ 12.173,51	8%	R$ 108.662,31	R$ 12.173,51
20	2037	R$ 13.147,39	8%	R$ 121.809,71	R$ 13.147,39
21	2038	R$ 14.199,19	8%	R$ 136.008,89	R$ 14.199,19
22	2039	R$ 15.335,12	8%	R$ 151.344,01	R$ 15.335,12
23	2040	R$ 16.561,93	8%	R$ 167.905,94	R$ 16.561,93
24	2041	R$ 17.886,89	8%	R$ 185.792,83	R$ 17.886,89
25	2042	R$ 19.317,84	8%	R$ 205.110,67	R$ 19.317,84

Rendimento Mensal	-1,44%	a.m.
Rendimento Anual	-17%	a.a.
Retorno Mensal	R$ 253,87	R$/Mês
Retorno Anual	R$ 3.046,41	R$/Ano
Retorno 4 anos	R$ 13.727,46	
Retorno 5 anos	R$ 17.872,07	
Retorno 10 anos	R$ 44.132,01	
VPL	R$37.633,07	R$20.033,07
TIR	25%	
Payback	5	ANOS
TMA		
14%		

Fonte: Adaptado de *SF Energia Solar*.

Figura 44 – Retorno Investimento da instalação de 3.24kWp.



Fonte: Adaptado da *SF Energia Solar*.

Os custos com energia elétrica após o sistema estar instalado e em operação durante algum tempo são mostradas no Anexo B, onde pode-se concluir que este projeto esta funcionando como o esperado além de apresentar uma alta quantidade de créditos junto a

concessionária, decorrentes de uma maior quantidade de energia injetada na rede do que consumida.

5.3 Instalação residêncial 3.46 kWp

A segunda instalação analisada neste documento também trata-se de uma residência localizada na cidade de João Monlevade - MG. Seguindo a metodologia vista anteriormente, deve-se a princípio analisar a fatura de energia da residência em questão.

Figura 45 – Fatura de energia elétrica do mês de Maio.

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
			Anterior	Atual	Próxima	
Residencial Bifásico	Residencial	Convencional B1	08/04	10/05	09/06	10/05/2017

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	APC149025456	7.356	7.713	1	357

Informações Gerais

SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 0,00 kWh.
Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.214, de 28/03/2017.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros)baseadas no vencimento das mesmas.
Faça sua adesão para recebimento da conta de energia por e-mail acessando www.cemig.com.br
Leitura realizada conforme calendário de faturamento

ABR/2017 Band. Vermelha - MAI/2017 Band. Vermelha

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Energia Elétrica kWh	357	0,79507419	283,83
Encargos/Cobranças			
Variação do IGPM: R$263,68			0,01
Contrib Ilum Publica Municipal			35,11
Juros mora 1%am: 9 dia(s) sobre R$262,89			0,79
Tarifas Aplicadas (sem impostos)			
Energia Elétrica kWh		0,51711625	
Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar			
Bandeira Vermelha			16,44

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
MAI/17	24	24,00	1
MAI/17	357	11,15	32
ABR/17	319	11,00	29
MAR/17	310	10,33	30
FEV/17	184	6,34	29
JAN/17	308	10,62	29
DEZ/16	306	9,56	32
NOV/16	240	8,00	30
OUT/16	263	8,48	31
SET/16	278	8,68	32
AGO/16	257	8,86	29
JUL/16	278	8,96	31
JUN/16	276	8,90	31

Reservado ao Fisco

SEM VALOR FISCAL

	Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
ICMS	-	-	-
PASEP	-	-	-
COFINS	-	-	-

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Código de Débito Automático	Instalação	Vencimento	Total a pagar
008043126690	3012450307	03/06/2017	R$319,74

Fonte: Adaptado de CEMIG.

O consumo médio deste cliente bifásico gira em torno de 281 kWh/mês. Deste modo calcula-se a energia que deve ser gerada pelo sistema para esta residência.

$$\text{Energia Gerada} = \text{Consumo médio} - \text{Taxa Disponibilidade}$$

$$\text{Energia Gerada} = 281\ \text{kWh/mês} - 50\ \text{kWh/mês} = 231\ \text{kWh/mês}$$

Assim o consumo mensal obtido foi de 231 kWh/mês. Entretanto, da mesma forma que o sistema anterior, utilizou-se um valor de consumo mensal acima do calculado, pois o cliente demonstrou interesse em aumentar o seu consumo mensal. Desta forma o dimensionamento foi realizado para o consumo de 270kWh/mês. Os dados de irradiação local manteve o seu valor de 4.6 kWh/m^2.

As placas fotovoltaicas utilizadas nesta instalação também foram fabricadas pela empresa *Canadian Solar*, contudo diferem dos módulos utilizados no projeto anterior em relação a potência, já que neste caso foram utilizadas placas de 315 Wp, cujo catálogo também é apresentado no Anexo A.

Tabela 12 – Principais dados do módulo fotovoltaico de 315Wp

Modelo	**Canadian Solar CS6X-315**
Potência máx (Pmáx) :	315 W
Tensão de operação (Vmp):	36.6 V
Corrente de operação (Imp):	8.61 A
Tensão de circuito aberto (Voc):	45.1 V
Corrente de curto circuito (Isc):	9.18 A

De posse destas informações é possível realizar o cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos que serão necessários.

$$Np = \frac{270k}{315 \cdot 4.6 \cdot 0.8 \cdot 30} \approx 7.76. \tag{5.10}$$

De maneira similar a anterior, é realizado um arredondamento para cima do número de painéis, chegando a quantidade de 8 módulos fotovoltaicos. Entretanto, esta instalação diverge da anterior na questão do direcionamento das placas no local de instalação. Após a visita técnica, observou-se que não seria possível instalar os painéis voltados para direção Norte, onde há uma melhor performance do sistema durante o ano todo. Devido a este fato, optou-se por um aumento no número de painéis com o objetivo de aumentar a geração deste sistema durante períodos onde a incidência solar não é tão favorável. Logo houve um aumento de três módulos, estabelecendo assim 11 painéis fotovoltaicos para este sistema.

Após definida a quantidade e a potência dos painéis fotovoltaicos, temos que o sistema apresenta uma geração de 3.46 kWp. O inversor utilizado trata-se de FRONIUS PRIMO 3.0-1 cuja potência nominal de saída é de 3.0 kW (FRONIUS, 2018), atendendo ao primeiro critério estabelecido a este equipamento. Seguindo os mesmos procedimentos do dimensionamento anterior e com o auxílio da Tabela 13 abaixo, deve-se analisar os demais critérios relacionados a este equipamento.

$$Nmin_{serie} = \frac{Vmp_{min}}{Vmp_{painel}} \rightarrow \frac{240}{36.6} \approx 7. \tag{5.11}$$

$$Nmax_{serie} = \frac{Vmp_{max}}{Vmp_{painel}} \rightarrow \frac{720}{36.6} \approx 19. \tag{5.12}$$

Tabela 13 – Principais dados do inversor FRONIUS PRIMO 3.0-1.

Dados de Entrada	
Tensão máxima absoluta:	1000 V
Corrente máxima por canal (Idc_1/Idc_2):	12.0 A
Corrente máxima de curto circuito (Isc_1/Isc_2) :	18.0 A
Faixa de tensão MPPT :	200 - 800 V
Número de entradas MPPT :	2
Dados de Saída	
Potência nominal (Pnom) :	3000 W
Corrente máxima (Imáx) :	13.0 A
Frequência	60 Hz

$$Num_{string} = \frac{I_{inv}}{Isc_{painel}} \rightarrow \frac{12.0}{9.18} \approx 1. \tag{5.13}$$

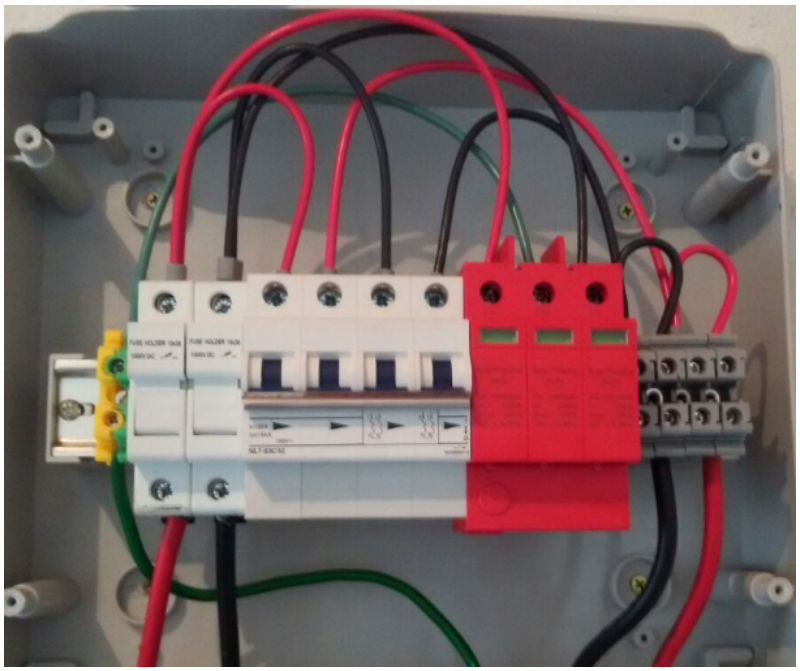
Diante destes resultados, optou-se por apenas uma *string* com os 11 módulos fotovoltaicos ligados em série e conectados à um dos dois canais MPPT's do inversor, não violando nenhum dos critérios do equipamento. Como já foi dito previamente, neste projeto as placas não estarão voltadas para o Norte mas sim para o Oeste, onde sofrerá uma queda em seu desempenho durante alguns períodos do ano, a qual será compensada pelo aumento do número de módulos. A inclinação das placas se mantiveram em 20ř.

Figura 46 – Instalação dos 11 módulos fotovoltaicos de 315Wp.

Fonte: Autor.

Depois da instalação e adequação dos painéis fotovoltaicos no telhado, seguimos para a parte de proteção do sistema, ou seja, para a montagem da *String Box*. De modo similar ao projeto anterior a caixa de proteção *String Box* deve ser modificada, acrescentando os componentes de proteção de corrente alternada. Esta alteração é vista na Figura 48.

Figura 47 – StringBox sem proteção de corrente alternada.



Fonte: Autor.

Figura 48 – StringBox incrementada com DPS de corrente alternada.

Fonte: Autor.

Dando continuidade ao projeto, deve-se alocar o inversor novamente em um local apropriado e o mais próximo possível dos painéis fotovoltaicos, reduzindo custo e perdas. Após o equipamento estar corretamente disposto em seu espaço, realiza-se as devidas conexões.

Figura 49 – Inversor FRONIUS PRIMO 3.0-1.

Fonte: Autor.

Seguindo a mesma linha de raciocínio da instalação anterior, após o sistema estar devidamente instalado, deve-se agora executar o levantamento de custo do projeto em questão.

Tabela 14 – Custo dos equipamentos e do projeto fotovoltaico de 3.46kWp.

Qntd.	Materiais e Equipamentos	Preço Aprox. (R$)
11	Painel Solar Canadian CS6X - 315P	-
1	INVERSOR SOLAR FRONIUS PRIMO 3.0-1	-
2	DPS VCL 275v 20kA SLIM	-
1	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO CURVA C 16A	-
25 m	CABO SOLAR VERMELHO	-
25 m	CABO SOLAR PRETO	-
1	STRING BOX ECOSOLYS PJ063-17 1000V 32 A	-
-	ESTRUTURA METÁLICA	-
-	DEMAIS CUSTOS INCLUÍDOS: - Projeto do Sistema Fotovoltaico, incluindo documentação necessária para homologação junto à concessionária. - Mão de obra necessária para instalação do sistema - Frete dos equipamentos e deslocamento da equipe	-
	TOTAL	**18.500,00**

Fonte: Autor.

De forma similar a análise de viabilidade do projeto anterior e considerando os mesmo parâmetros e também o mesmo desenvolvimento por meio do software *Excel*, obteve-se os seguintes resultados:

- Valor Presente Líquido(VPL): $R\$\ 9.106,00$;

- Taxa Interna de Retorno (TIR): 19% a.a;
- *Payback*: 7 anos;
- Rendimento anual: 12% a.a;
- Retorno Mensal Mínimo de : $R\$ 185,00$ a.m;

Após a obtenção dos dados econômicos deste projeto com auxílio do *Excel*, podendo ser visto na Figura 50, chegou-se a conclusão que a aplicação do sistema fotovoltaico é viável economicamente, já que apresentou um VPL positivo e TIR superior à TMA. Além disso indica um rendimento anual superior quando comparado ao rendimento da poupança e da taxa Selic. O tempo do retorno do investimento é exibido na Figura 51.

Figura 50 – Fluxo de caixa da instalação de 3.46kWp.

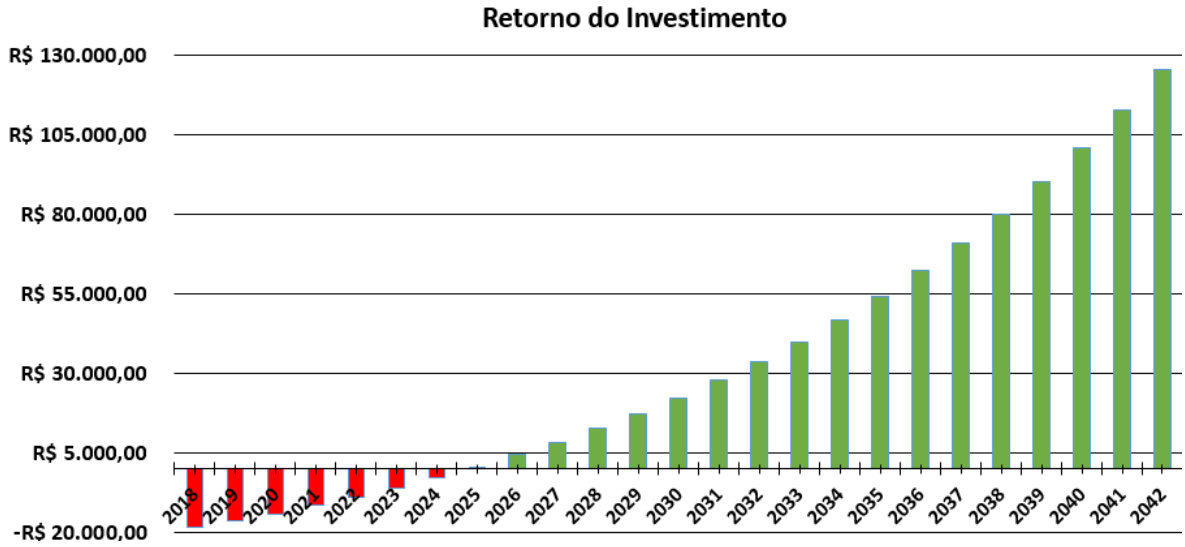
INVESTIMENTO: UM CLIENTE RESIDÊNCIAL, COM CONSUMO MÉDIO DE 270 kWh/mês DESEJA SABER A VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 3.41kWp CUJO O CUSTO É DE R$18,500,00. CONSIDERA-SE UM REAJUSTE ANUAL MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA DE 8%

	ANO	GASTO ENERGIA	IPCA	RETORNO INVESTIMENTO	FLUXO DE CAIXA
0	2017			-R$ 18.500,00	-R$ 18.500,00
1	2018	R$ 2.234,79	8%	-R$ 16.265,21	R$ 2.234,79
2	2019	R$ 2.413,57	8%	-R$ 13.851,64	R$ 2.413,57
3	2020	R$ 2.606,66	8%	-R$ 11.244,98	R$ 2.606,66
4	2021	R$ 2.815,19	8%	-R$ 8.429,79	R$ 2.815,19
5	2022	R$ 3.040,41	8%	-R$ 5.389,38	R$ 3.040,41
6	2023	R$ 3.283,64	8%	-R$ 2.105,74	R$ 3.283,64
7	2024	R$ 3.546,33	8%	R$ 1.440,59	R$ 3.546,33
8	2025	R$ 3.830,04	8%	R$ 5.270,63	R$ 3.830,04
9	2026	R$ 4.136,44	8%	R$ 9.407,07	R$ 4.136,44
10	2027	R$ 4.467,36	8%	R$ 13.874,42	R$ 4.467,36
11	2028	R$ 4.824,74	8%	R$ 18.699,17	R$ 4.824,74
12	2029	R$ 5.210,72	8%	R$ 23.909,89	R$ 5.210,72
13	2030	R$ 5.627,58	8%	R$ 29.537,47	R$ 5.627,58
14	2031	R$ 6.077,79	8%	R$ 35.615,26	R$ 6.077,79
15	2032	R$ 6.564,01	8%	R$ 42.179,27	R$ 6.564,01
16	2033	R$ 7.089,13	8%	R$ 49.268,40	R$ 7.089,13
17	2034	R$ 7.656,26	8%	R$ 56.924,67	R$ 7.656,26
18	2035	R$ 8.268,76	8%	R$ 65.193,43	R$ 8.268,76
19	2036	R$ 8.930,26	8%	R$ 74.123,69	R$ 8.930,26
20	2037	R$ 9.644,69	8%	R$ 83.768,38	R$ 9.644,69
21	2038	R$ 10.416,26	8%	R$ 94.184,64	R$ 10.416,26
22	2039	R$ 11.249,56	8%	R$ 105.434,20	R$ 11.249,56
23	2040	R$ 12.149,53	8%	R$ 117.583,73	R$ 12.149,53
24	2041	R$ 13.121,49	8%	R$ 130.705,22	R$ 13.121,49
25	2042	R$ 14.171,21	8%	R$ 144.876,42	R$ 14.171,21

Rendimento Mensal	-1,01%	a.m.
Rendimento Anual	-12%	a.a.
Retorno Mensal	R$ 186,23	R$/Mês
Retorno Anual	R$ 2.234,79	R$/Ano
Retorno 4 anos	R$ 10.070,21	
Retorno 5 anos	R$ 13.110,62	
Retorno 10 anos	R$ 32.374,42	
VPL	R$27.606,92	R$9.106,92
TIR	19%	
Payback	7	ANOS
TMA		
14%		

Fonte: Adaptado de *SF Energia Solar*.

Figura 51 – Retorno Investimento da instalação de 3.46kWp.



Fonte: Adaptado de *SF Energia Solar*.

Analisando os dados dos custos com energia elétrica após o sistema estar instalado e em operação durante algum tempo, mostradas no Anexo B, conclui-se que o sistema está funcionando como o esperado além de apresentar uma quantidade elevada de créditos junto a concessionária, decorrentes de uma maior quantidade de energia injetada na rede do que consumida.

6 Conclusão

Ao final deste documento, chega-se a conclusão que a geração fotovoltaica no Brasil possui alguns fatores que mostram um grande potencial de geração de energia no país, podendo assim ser integrada, em larga escala, à matriz elétrica brasileira. A partir deste trabalho, é possível ver que este tipo de sistema de geração tende a ser economicamente viável no país, apresentando ainda uma rentabilidade bem atrativa quando comparada com outros investimentos.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, notou-se que o Brasil possui altos índices de radiação solar ao longo de seu território anualmente, muito maiores quando comparado aos dos países da união europeia, sendo este um dos principais fatores motivacionais para a análise da implementação em larga escala deste tipo de geração de energia no país. Além disso, a queda constante nos custos dos sistemas fotovoltaicos e os recentes incentivos governamentais a este tipo de geração vem ajudando o crescimento da energia solar no país.

Outro fator que vem sendo fundamental para expansão deste tipo de geração, trata-se dos constantes aumentos tarifários, muitas vezes provenientes da escassez de recursos hídricos, que juntamente com um mal planejamento dos órgãos responsáveis pela geração de energia no país, propulsionam uma crise energética já vista nos anos anteriores.

O estudo realizou um estudo geral sobre os sistemas fotovoltaicos além de uma análise da viabilidade técnica-financeira deste tipo de projeto aplicado em instalações residenciais. Durante as pesquisas de viabilidade técnica, atentou-se especialmente aos dados de radiação solar ao longo do seu território e mais especificamente o estado de Minas Gerais devido à localização dos projetos analisados neste trabalho. A partir disto notou-se que o Brasil é privilegiado neste setor, principalmente nas regiões Nordeste e Sudeste do país. A primeira região apresenta os maiores índices de radiação solar do país. A segunda região apresenta valores menores que a primeira, entretanto ótimos. Em especial o estado de Minas Gerais que além de apresentar um vasto território, possui valores de radiação solar elevados, principalmente ao nordeste do estado.

A viabilidade financeira foi desenvolvida utilizando como parâmetros as ferramentas da engenharia econômica e financeira como VPL, TIR e *Payback*. Estas ferramentas foram aplicadas nas duas instalações analisadas neste documento, chegando a valores que definem a viabilidade ou não do projeto. Neste trabalho os dois projetos se mostraram viáveis financeiramente, considerando os parâmetros especificados de tarifa elétrica e TMA utilizados neste documento. Além disso considerou-se um reajuste anual de 8% ao ano sobre a energia elétrica, devido à média dos anos anteriores.

A primeira instalação apresentou um rendimento duas vezes maior que o da taxa Selic e três vezes o rendimento da poupança.Além disso apresenta um valor de VPL positivo e uma TIR bem acima da TMA, gerando uma economia média mínima de $R\$250,00$ ao mês. A

segunda instalação também retornou valores satisfatórios para a viabilidade do projeto, com um rendimento de 1.75 vezes maior que a taxa Selic e duas vezes maior que o rendimento da poupança com uma economia média mínima de $R\$\ 185,00$ ao mês, além dos valores condizentes de VPL e TIR concluindo a viabilidade do projeto. Os dois sistemas fotovoltaicos, após um período em funcionamento, acumularam créditos como o esperado. Ambas as análises levaram em conta os reajustes anuais tarifários, assim como o poder aquisitivo durante o decorrer dos próximos anos.

As principais dificuldades encontradas durante o desenvolvimento deste trabalho, foram justamente o pouco conhecimento nas ferramentas de análise financeira do projeto em si e também o estudo das informações dos faturamentos pós-instalação do sistema.

Algumas sugestões de projetos futuros podem ser: a análise da viabilidade econômica em condomínios e associações de moradores, ou até mesmo para grandes empresas consumidoras de energia, podendo assim analisar a viabilidade para projetos da categoria de minigeração distribuída.

Referências

ABB. *Datasheet ABB strings inverters*. 2017. Disponível em: <http://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00374&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. 57

ABNT, N. Nbr-5410. *NBR-5413, NBR-5419, NBR-14039, NBR-5444 etc*, 2004. 32

ALMEIDA, M. P. *Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. 31, 32, 33, 36

ALMEIDA, P. M. d. Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. ufjf. juiz de fora. *Juiz de Fora*, 2011. 1, 7, 28

ANEEL. Resolução normativa nº 482. Disponíveis em< http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf, 2012. 36, 41

ANEEL. no sistema elétrico nacional–prodist. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2013. 43

ANEEL. Resolução normativa nº 867. Disponíveis em< http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf, 2015. 31, 36, 41

ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc*, 2014. 35

ASSOCIATION, I. S. et al. Ieee 1547 standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Standards Association, Piscataway*, 2003. 38

BASTOS, R. F. *Sistema de gerenciamento para carga e descarga de baterias (chumbo-ácido) e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em sistemas de geração distribuída*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013. 21, 22

CAPELLI, A. Aterramento elétrico. *Saber Eletrônica*, v. 329, p. 56–59, 2000. 33, 34

CARNEIRO, J. A. Módulos fotovoltaicos: Características e associações. *Monografia*, 2010. 13, 14

CEMIG. *Atlas Solarimetrico de Minas Gerais*. 2016. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Documents/atlas_solarimetrico.pdf>. 47

COMMISSION, I. E. et al. Characteristics of the utility interface for photovoltaic (pv) systems. *Report of IEC*, v. 61727, 2002. 38

CRESESB. Energia solar - princípios e aplicações. *CEPEL*, 2014. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. 5, 6, 7, 19, 31

ECOSOLYS. *Catálogo EcoSolys*. 2018. Disponível em: <http://ecosolys.com.br/wp-content/uploads/2018/03/string_box_dg_R02.pdf>. 54

EHRLICH, P. J.; MORAES, E. A. de. *Engenharia econômica: avaliação e seleção de projetos de investimento*. [S.l.]: Atlas, 2005. 48

EPE. Anuário estatístico de energia elétrica 2016 - ano base 2015. 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202016.pdf>. 1

EPE, E. d. P. E. Projeção de demanda de energia elétrica (2015-2024). *Nota técnica DEA*, p. 15, 2015. 1

EPE, N. T. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. *Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro*, 2012. 6

FARRET, F. A.; SIMOES, M. G. *Integration of alternative sources of energy*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006. 7

FINDER, A. Guia para aplicação de dispositivos de proteção contra surtos - dps. 2016. 32

FRONIUS. *Datasheet Inversor Fronius Primo*. 2018. Disponível em: <http://https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_ECO_PB.pdf>. 65

GOW, J.; MANNING, C. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, IET, v. 146, n. 2, p. 193–200, 1999. 8

HART, D. W. *Eletrônica de Potência: análise e projetos de circuitos*. [S.l.]: McGraw Hill Brasil, 2001. 26

INPE. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2017. 45

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação. *Minicursos do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos*, p. 55–109, 2015. 2

MOÇAMBIQUE, N. E. M. *Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. 8, 9

MÖLLER, H. J. *Semiconductors for solar cells*. [S.l.]: Artech House Publishers, 1993. 7

NASCIMENTO, C. A. do. *principio de funcionamento da célula fotovoltaica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Lavras, 2004. 7

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no brasil: situação e perspectivas. Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 2017. 46

NETO, A. A.; LIMA, F. G. *Fundamentos de administração financeira* . [S.l.]: Editora Atlas SA, 2014. 48, 49

PHILIBERT, C. *Solar energy perspectives*. [S.l.]: OECD, 2011. 5

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro: CEPEL*, 2014. 6, 10, 14, 16, 17, 18, 19, 22, 24, 27, 28, 29, 35

RASHID, M. H. Eletrônica de potência. *Tradução de Carlos Alberto Favato. São Paulo: Makron Books do Brasil Editora Ltda*, 1999. 25, 26

RAUSCHENBACH, H. Solar cell array design handbook “van nostrand reinhold co. *New York*, 1980. 9

RESEARCH, G. *Diferença entre o controle PWM e MPPT*. 2012. Disponível em: <https://www.researchgate.net/figure/280134322_fig2_Figura-4-Diferenca-entre-controle-PWM-e-MPPT>. 25

SAMANEZ, C. P. Matemática financeira aplicações a anlise de investimento. 3º ed prentice-hall. *São Paulo*, 2002. 48, 49

SANTOS, F. A.; MIGUEL, F. Geração distribuída versus centralizada. *m*, Instituto Politécnico de Viseu, 2008. 1, 2

SCHNEIDER eletric. Manual do catálogo do eletricista. 2010. 33

SILVA, G. da. Dimensionamento e análise de viabilidade econômica de usina fotovoltaica em nova iguaçu - rj. *Escola Politécnica UFRJ*, 2015. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015187.pdf>. 1

TOLEDO, O. M. et al. Desenvolvimento de metodologia para análise decisória de inserção de geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia interligada ao sistema elétrico de potência. Universidade Federal de Viçosa, 2010. 2

UNION, E. *Radiação solar países europeus*. 2012. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/PVGIS_EU_2012_presentation.png>. 46

VDE, V. 0126-1-1, automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid. *Google Scholar*, 2006. 38

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. *São Paulo: Érica*, 2012. 6, 11, 19, 20, 22, 23, 26, 30, 35, 37, 40

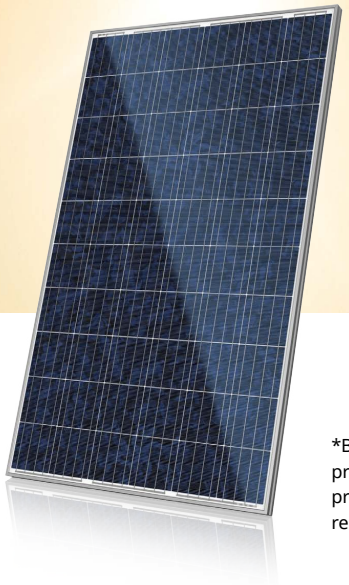
VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. 7, 8, 9

VILLALVA, M. G. et al. Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. [sn], 2010. 8, 12, 15, 16, 17, 19, 23, 30, 37, 39, 40, 41

XAVIER, G. A. et al. Simulação de micro-redes de energia elétrica com geração fotovoltaica e armazenamento de energia. Universidade Federal de Viçosa, 2011. 2

Anexo A - Catálogos dos Painéis Fotovoltaicos

CanadianSolar



*Black frame product can be provided upon request.

CS6P-260|265|270P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES

- Excellent module efficiency of up to 16.79 %
- Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %
- No. 1 PTC — High PTC rating of up to 92.0 %
- IP67 — IP67 junction box for long-term weather endurance
- Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa *

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / TÜV-Rheinland / CE / MCS / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way

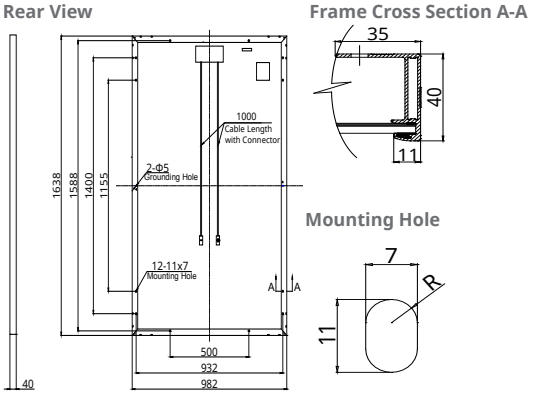
* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 20 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

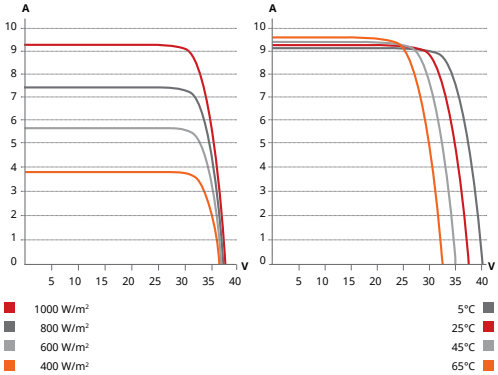
*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%	16.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	191 W	195 W	198 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.0 V	28.2 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.83 A	6.92 A	7.00 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.9 V	35.1 V	35.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.45 A	7.53 A

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

PARTNER SECTION

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

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

Scan this QR-code to discover solar projects built with this module

CANADIAN SOLAR INC. May 2017. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.54_EN

CanadianSolar

MAXPOWER
CS6X-310|315|320|325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES

- Excellent module efficiency of up to 16.94 %
- Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
- No.1 PTC — High PTC rating of up to 91.97%
- IP67 — IP67 junction box for long-term weather endurance
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / CE / CEC AU / MCS / KEMCO / INMETRO / JET / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC60068-2-68: SGS
Take-e-way

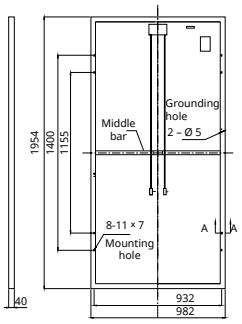
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 16 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

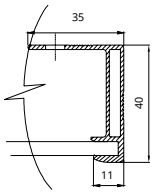
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

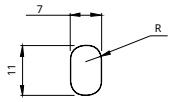
Rear View



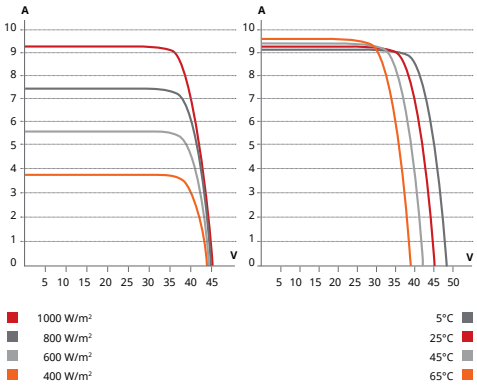
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6X-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1954×982×40 mm (76.9×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

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

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

PARTNER SECTION

Scan this QR-code to discover solar projects built with this module

CANADIAN SOLAR INC. Nov. 2016. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.53_EN

ANEXO B - Fatura de energia pós instalação (Sistema 3.24kWp)

Figura 52 – Fatura de energia sistema da primeira instalação - Março 2018.

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
			Anterior	Atual	Próxima	
Residencial Bifásico	Residencial Ger Distribuida	Convencional B1	02/02	02/03	03/04	06/03/2018

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	ARY161101299	1.781	1.967	1	186
Energia Injetada	ARY161101299	2.511	2.755	1	244

Informações Gerais

SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 788,00 kWh.
Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.248, de 23/05/2017.
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros)baseadas no vencimento das mesmas.
É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações da atividade exercida no local.
Leitura realizada conforme calendário de faturamento

FEV/2018 Band. Verde - MAR/2018 Band. Verde

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Dif. Custo Disponib. Res. 482	50	0,78236225	39,10
Energia Injetada kWh	186	0,78236225	-145,47
Energia Elétrica kWh	186	0,78236225	145,47
Encargos/Cobranças			
Contrib Ilum Publica Municipal			13,58
Abatimentos e Devoluções			
Compensação DMIC mensal			-7,28
Tarifas Aplicadas (sem impostos)			
Energia Elétrica kWh		0,49414000	
Dif. Custo Disponib. Res. 482		0,49414000	

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
MAR/18	186	6,64	28
FEV/18	192	6,40	30
JAN/18	214	6,68	32
DEZ/17	178	6,13	29
NOV/17	179	5,77	31
OUT/17	200	6,89	29
SET/17	188	5,87	32
AGO/17	176	5,86	30
JUL/17	210	6,56	32
JUN/17	244	6,10	40
MAI/17	0	0,00	0
ABR/17	247	12,35	20
ABR/17	352	11,35	31

Reservado ao Fisco
SEM VALOR FISCAL

	Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
ICMS	-	-	-
PASEP	-	-	-
COFINS	-	-	-

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Código de Débito Automático	Instalação	Vencimento	Total a pagar
000086078920	3010304196	23/03/2018	R$45,40

Fonte: Autor.

Figura 53 – Fatura de energia sistema da primeira instalação - Abril 2018.

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
			Anterior	Atual	Próxima	
Residencial Bifásico	Residencial Ger Distribuida	Convencional B1	02/03	03/04	03/05	04/04/2018

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	ARY161101299	1.967	2.173	1	206
Energia Injetada	ARY161101299	2.755	3.047	1	292

Informações Gerais

SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 874,00 kWh.
Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.248, de 23/05/2017.
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros)baseadas no vencimento das mesmas.
É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações da atividade exercida no local.
Leitura realizada conforme calendário de faturamento

MAR/2018 Band. Verde - ABR/2018 Band. Verde

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Dif. Custo Disponib. Res. 482	50	0,78063191	39,00
Energia Injetada kWh	206	0,78063191	-160,75
Energia Elétrica kWh	206	0,78063191	160,75

Encargos/Cobranças

Contrib Ilum Publica Municipal	24,45

Tarifas Aplicadas (sem impostos)

Energia Elétrica kWh	0,49414000
Dif. Custo Disponib. Res. 482	0,49414000

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
ABR/18	206	6,43	32
MAR/18	186	6,64	28
FEV/18	192	6,40	30
JAN/18	214	6,68	32
DEZ/17	178	6,13	29
NOV/17	179	5,77	31
OUT/17	200	6,89	29
SET/17	188	5,87	32
AGO/17	176	5,86	30
JUL/17	210	6,56	32
JUN/17	244	6,10	40
MAI/17	0	0,00	0
ABR/17	247	12,35	20

Reservado ao Fisco
SEM VALOR FISCAL

	Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
ICMS	-	-	-
PASEP	-	-	-
COFINS	-	-	-

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Código de Débito Automático	Instalação	Vencimento	Total a pagar
000086078920	3010304196	23/04/2018	R$63,45

Fonte: Autor.

Fatura de energia pós instalação (Sistema 3.46kWp)

Figura 54 – Fatura de energia sistema da segunda instalação- Março 2018.

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
			Anterior	Atual	Próxima	
Residencial Bifásico	Residencial Ger Distribuida	Convencional B1	10/01	08/02	09/03	08/02/2018

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	ARY161101300	2.105	2.305	1	200
Energia Injetada	ARY161101300	1.918	2.202	1	284

Informações Gerais

RECIBO DE QUITAÇÃO DE DÉBITOS Nº 01/2018
A Cemig, em atendimento à Lei nº 12.007, de 29/07/09, declara quitados os débitos do cliente em referência (contrato 5013204479), relativos ao fornecimento de energia elétrica a esta unidade consumidora, referente aos vencimentos de 01/01/2014 a 31/12/2017, excetuando eventuais débitos que sejam posteriormente apurados diante de possível verificação de irregularidades ou de revisão de faturamento, que abranjam o período em questão.
SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 461,00 kWh.
Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.245, de 23/05/2017.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
Faça sua adesão para recebimento da conta de energia por e-mail acessando www.cemig.com.br
JAN/2018 Band. Verde - FEV/2018 Band. Verde

NOTIFICAÇÃO DE DÉBITO(S)

Até 08/02/2018 constava(m) o(s) seguinte(s) débito(s) vencido(s):

Mês/Ano	Valor (R$)

Débitos que sujeitam ao corte:

Mês/Ano	Valor (R$)	Prev. Corte
01/2018	65,10	01/03/2018

A religação estará condicionada à inexistência de débitos vencidos na unidade consumidora.

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
FEV/18	200	6,89	29
JAN/18	211	7,03	30
DEZ/17	293	9,45	31
NOV/17	185	5,96	31
OUT/17	224	8,00	28
SET/17	273	8,27	33
AGO/17	317	10,56	30
JUL/17	333	10,40	32
JUN/17	269	9,27	29
MAI/17	24	24,00	1
MAI/17	357	11,15	32
ABR/17	319	11,00	29
MAR/17	310	10,33	30

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Dif. Custo Disponib. Res. 482	50	0,74847016	37,40
Energia Injetada kWh	200	0,74847016	-149,65
Energia Elétrica kWh	200	0,74847016	149,65

Encargos/Cobranças

Variação do IGPM: R$42,24	0,08
Contrib Ilum Publica Municipal	13,58
Multa 2% conta de 01/2018 sobre R$ 39,04	0,78
Juros mora 1%am: 7 dia(s) sobre R$42,14	0,10

Tarifas Aplicadas (sem impostos)

Energia Elétrica kWh	0,49414000
Dif. Custo Disponib. Res. 482	0,49414000

Reservado ao Fisco
SEM VALOR FISCAL

	Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
ICMS	-	-	-
PASEP	-	-	-
COFINS	-	-	-

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Código de Débito Automático	Instalação	Vencimento	Total a pagar
008043126690	3012450307	03/03/2018	R$51,94

Fonte: Autor.

Figura 55 – Fatura de energia sistema da segunda instalação - Abril 2018.

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
			Anterior	Atual	Próxima	
Residencial Bifásico	Residencial Ger Distribuida	Convencional B1	08/02	09/03	10/04	09/03/2018

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	ARY161101300	2.305	2.499	1	194
Energia Injetada	ARY161101300	2.202	2.515	1	313

Informações Gerais

SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 580,00 kWh.
Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.248, de 23/05/2017.
Unidade faz parte de sistema de compensação de energia.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros)baseadas no vencimento das mesmas.
É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações da atividade exercida no local.
Faça sua adesão para recebimento da conta de energia por e-mail acessando www.cemig.com.br
Leitura realizada conforme calendário de faturamento

FEV/2018 Band. Verde - MAR/2018 Band. Verde

NOTIFICAÇÃO DE DÉBITO(S)

Até 09/03/2018 constava(m) o(s) seguinte(s) débito(s) vencido(s):

Mês/Ano	Valor (R$)

Débitos que sujeitam ao corte:

Mês/Ano	Valor (R$)	Prev. Corte
02/2018	51,94	29/03/2018

A religação estará condicionada à inexistência de débitos vencidos na unidade consumidora.

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
MAR/18	194	6,68	29
FEV/18	200	6,89	29
JAN/18	211	7,03	30
DEZ/17	293	9,45	31
NOV/17	185	5,96	31
OUT/17	224	8,00	28
SET/17	273	8,27	33
AGO/17	317	10,56	30
JUL/17	333	10,40	32
JUN/17	269	9,27	29
MAI/17	24	24,00	1
MAI/17	357	11,15	32
ABR/17	319	11,00	29

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Dif. Custo Disponib. Res. 482	50	0,78236225	39,10
Energia Injetada kWh	194	0,78236225	-151,74
Energia Elétrica kWh	194	0,78236225	151,74

Encargos/Cobranças

Variação do IGPM: R$39,09	0,04
Contrib Ilum Publica Municipal	13,58
Multa 2% conta de 02/2018 sobre R$ 37,40	0,75
Juros mora 1%am: 4 dia(s) sobre R$39,04	0,05

Abatimentos e Devoluções

Compensação DMIC mensal	-7,18

Tarifas Aplicadas (sem impostos)

Energia Elétrica kWh	0,49414000
Dif. Custo Disponib. Res. 482	0,49414000

Reservado ao Fisco

SEM VALOR FISCAL

	Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
ICMS	-	-	-
PASEP	-	-	-
COFINS	-	-	-

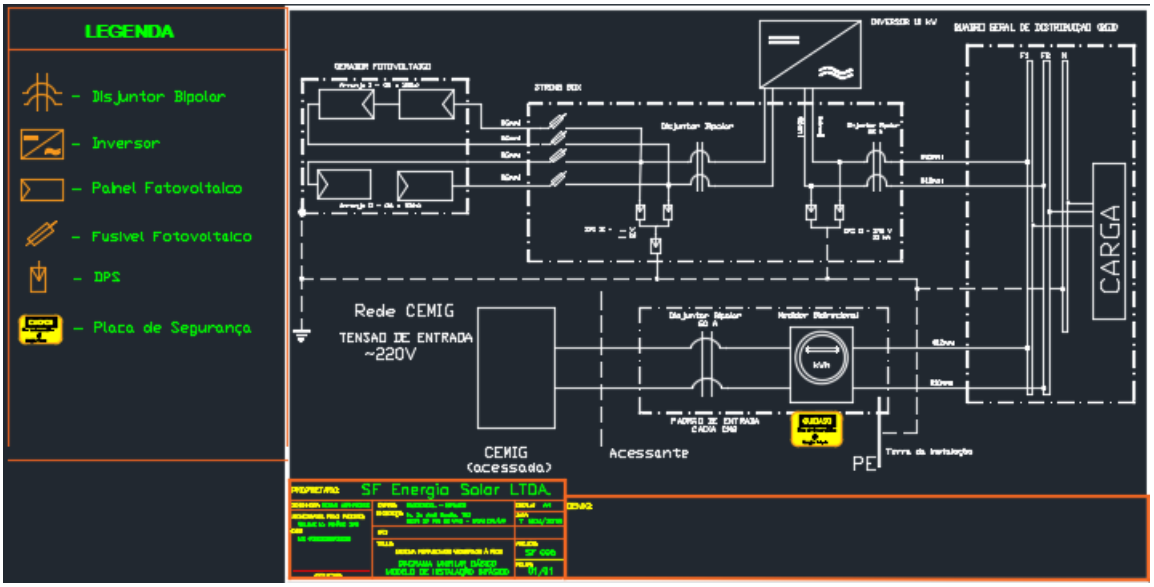
Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Código de Débito Automático	Instalação	Vencimento	Total a pagar
008043126690	3012450307	03/04/2018	R$46,34

Fonte: Autor.

ANEXO C - Diagrama Unifilar

Figura 56 – Diagrama Unifilar.



Fonte: Autor.

ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residências" é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 28 de setemebro de 2018 .

Bernardino

Nome completo do(a) aluno(a)

ANEXO XI - DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

Declaro que conferi a versão final a ser entregue pelo aluno Renan Bernardino de Jesus, autor do trabalho de conclusão de curso intitulado Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residências quanto à conformidade nos seguintes itens:

1. A monografia corresponde a versão final, estando de acordo com as sugestões e correções sugeridas pela banca e seguindo as normas ABNT;
2. A versão final da monografia inclui a ata de defesa (ANEXO IV - apenas verso), a ficha catalográfica e o termo de responsabilidade (ANEXO X -) devidamente assinados.

João Monlevade, 28 de setemebro de 2018.

Gabriel Azevedo Foglio

Nome do(a) Professor(a)