

FACULDADE DOCTUM

**ASHLEY MACEDO MACHADO
HIGOR VINICIUS NUNES ALMEIDA
LUCELINO ARRUDA BORDONAL**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE ELÉTRICA NA CIDADE DE BOM JARDIM DE MINAS - MG**

Juiz de Fora
2018

**ASHLEY MACEDO MACHADO
HIGOR VINICIUS NUNES ALMEIDA
LUCELINO ARRUDA BORDONAL**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE ELÉTRICA NA CIDADE DE BOM JARDIM DE MINAS - MG**

Monografia de Conclusão de Curso,
apresentada ao curso de Engenharia
Elétrica, Faculdade Doctum de Juiz de
Fora, como requisito parcial à obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. MSc Pedro Laguardia
Tavares

Juiz de Fora
2018

MACHADO, Ashley Macedo.

Análise da viabilidade de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na cidade de Bom Jardim de Minas - MG / Ashley Macedo Machado, Higor Vinicius Nunes Almeida, Lucelino Arruda Bordonal - 2018.

66 folhas.

Monografia (Curso de Engenharia Elétrica) –
Faculdade Doctum Juiz de Fora.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Geração distribuída
I. Análise da viabilidade de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na cidade de Bom Jardim de Minas - MG. II Faculdade Doctum Juiz de Fora

**ASHLEY MACEDO MACHADO
HIGOR VINICIUS NUNES ALMEIDA
LUCELINO ARRUDA BORDONAL**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE ELÉTRICA NA CIDADE DE BOM JARDIM DE MINAS - MG**

Monografia de Conclusão de Curso,
submetida à Faculdade Doctum de Juiz de
Fora, como requisito parcial à obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica e
aprovada pela seguinte banca
examinadora.

Prof. MSc Pedro Laguardia Tavares
Orientador (a) e Docente da Faculdade Doctum - Unidade Juiz de Fora

Prof^a. MSc Kamila Peres Rocha
Docente da Faculdade Doctum - Unidade Juiz de Fora

Prof. MSc Victor Hugo Neto Cortez

Examinada em: ___/___/___.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer àqueles que foram essenciais para a conclusão desta etapa em nossas vidas. Agradecemos primeiramente a Deus, pois sem Ele nada seria possível. Aos nossos pais, que são a base de tudo. Aos familiares e amigos que sempre estiveram ao nosso lado compartilhando as alegrias e tristezas. As namoradas e esposa que souberam entender os momentos de luta. Agradecemos também a todos os professores que fizeram parte dessa história, em especial ao nosso orientador Pedro Laguardia Tavares pelos ensinamentos, compreensão, dedicação e por tornar possível a conclusão deste trabalho.

RESUMO

ALMEIDA, H. V. N.; BORDONAL, L. A.; MACHADO, A. M. *Análise da viabilidade de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na cidade de Bom Jardim de Minas – MG*. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). 64f. Faculdade Doctum, Juiz de Fora, 2018.

A inserção de geração distribuída (GD) nos sistemas de potência ganha cada vez mais espaço em mercado pelo auxílio à demanda crescente de energia e pelo estresse das linhas de transmissão no transporte de grandes volumes de potência, que acarretam em perdas substanciais no setor. Além desses fatores, a GD também se mostra atrativa por grande parte de sua parcela ser classificada como "energia limpa", gerando menos impactos ao ambiente por potência gerada. Nesse contexto, esse trabalho apresenta um estudo de caso com uma análise da viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um estabelecimento comercial situado na cidade de Bom Jardim de Minas, em Minas Gerais. Além disso, expõem as principais tecnologias, os componentes que compõem esse sistema e suas implicações econômicas através de uma revisão da literatura. Os resultados demonstram o melhor arranjo inversor/*string* de módulos e a potência dos mesmos condizente ao atendimento da carga vigente, bem como viabilidade econômica e o tempo do retorno financeiro do projeto (*payback*).

Palavras-chave: Geração distribuída, Sistema fotovoltaico, Módulos fotovoltaicos, Inversores, Viabilidade econômica, Brasil.

ABSTRACT

The insertion of distributed generation (GD) in energy systems has growing up in a market of aid the increasing demand of energy and for stress of the lines of transmission in a transport of great volumes of energy, which made substantial lose in the sector. In addition, GD is also able to spread through its energy as "clean energy", generating less impact to the environment by the generated energy. This study presents a case study with the installation of a photovoltaic system in a commercial location in Bom Jardim de Minas city, in Minas Gerais. In addition, it exposes the latest technologies, the components that make up this system and their economic implications through of a literature review. The results demonstrate the best inverse/sequential performance of modules and their conditional power to the current load, as well as the economic viability and payback time of the project.

KEYWORDS: *Distributed generation, Photovoltaic system, Photovoltaic modules, Inverters, Economic viability, Brazil.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Número de micro e minigeradores até novembro de 2018.	17
Figura 2 - Conexão por tipo de fonte até novembro de 2018.	17
Figura 3 – Potência instala por tipo de fonte até novembro de 2018.....	18
Figura 4 - Representação da curva I-V para diferentes números de módulos conectados em série.	21
Figura 5 - Representação da curva I-V para diferentes números de módulos conectados em paralelo.	22
Figura 6 - Impacto causado pela variação da radiação solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) a 25°C.	23
Figura 7 - Impacto causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m ²	24
Figura 8 - (a) Inversor central (b) Microinversor (c) Inversor de String.	27
Figura 9 - Curvas I-V e P-V das células e ponto de máxima potência para o inversor.	28
Figura 10 - Curva I-V de um gerador fotovoltaico em função da temperatura e compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor. ...	29
Figura 11 - Suporte para placas fotovoltaicas em telhados cerâmicos.....	30
Figura 12 – Composição dos cabos para sistema fotovoltaico.....	30
Figura 13 - Sistema conectado à rede elétrica (<i>on grid</i>).....	31
Figura 14 - Sistemas isolados (<i>off grid</i>)	32
Figura 15 - Preço da energia de acordo com cada bandeira tarifária vigente.	33
Figura 16 - Etapas de acesso de microgeradores ao sistema de distribuição da Cemig D.....	37
Figura 17 - Localização da cidade escolhida para o estudo.	38
Figura 18 - Irradiação solar diária média mensal do local de estudo (kWh/m ² .dia) ..	40
Figura 19 - Auxílio para compreensão de HSP.	42
Figura 20 - Especificações técnicas dos painéis Canadian Solar.....	44
Figura 21 - Ficha técnica do inversor Ecosolys – ECOS 2000 PLUS.....	47
Figura 22 - Dimensões do módulo CanadianSolar CS6K-280P.	51
Figura 23 - Composição do custo total de um sistema fotovoltaico.....	55
Figura 24 – <i>Payback</i> descontado.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação dos tipos de consumidores conforme seu grupo e subgrupo.	34
Tabela 2 - Consumo anual de energia da unidade consumidora.....	39
Tabela 3 - Painéis solares disponíveis no mercado brasileiro.	44
Tabela 4 - Inversor escolhido para o sistema fotovoltaico em estudo.....	46
Tabela 5 – Resultados obtidos na verificação de compatibilidade entre os módulos e o inversor.....	50
Tabela 6 - Área aproximada ocupada pelos módulos.....	51
Tabela 7 - Produção mensal estimada do gerador fotovoltaico.	52
Tabela 8 - Comparação entre fatura com e sem o sistema fotovoltaico instalado. ...	53
Tabela 9 - Custo unitário e total dos componentes do sistema fotovoltaico.	54
Tabela 10 – Resumo dos dados utilizados para a análise de investimento.	57
Tabela 11 – Fluxo de caixa do projeto em estudo.	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
BT	Baixa tensão
C.C.	Corrente contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CO ₂	Gás carbônico
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
c-Si	Silício Cristalino
CV	Tensão constante
DSSC	<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i> (Célula Solar Sensibilizada por Corante)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração distribuída
GSM	Sistema global para comunicações móveis
GPRS	Serviços gerais de pacotes por rádio-
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IncCond	Condutância Incremental
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
kWh	Kilowatt horas
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Maximum Power Point Tracking (em português: Seguidor do Ponto de Potência Máxima - SPPM)
m-Si	Silício monocristalino
MW	Megawatts
P&O	Perturbação e Observação
PIS	Programa de Integração Social
PQs	Pontos quânticos
PRODIST	Procedimento de Distribuição
p-Si	Silício Policristalino

REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPPM	Seguidor do Ponto de Potência Máxima
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
VPL	Valor presente líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA E OBJETIVOS.....	13
1.2	METODOLOGIA E APRESENTAÇÃO DO TRABALHO.....	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012	16
2.2	EVOLUÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL	16
2.3	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	18
2.3.1	Tecnologias de células fotovoltaicas	18
2.3.2	Módulos fotovoltaicos	19
2.3.3	Inversores	24
2.3.3.1	Características dos Inversores	25
2.3.3.2	Classificação dos inversores para SFCRs.....	26
2.3.3.3	Rastreamento do ponto de máxima potência	27
2.3.4	Suporte mecânico de fixação	29
2.3.5	Cabos, conexões elétricas	30
2.4	CLASSIFICAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	31
2.5	IMPLICAÇÕES ECONÔMICAS.....	32
2.5.1	Tarifa de Energia Elétrica	32
2.5.1.1	Bandeiras tarifárias.....	32
2.5.1.2	Tributação incidente	33
2.5.1.3	Tipos de Consumidores.....	33
2.5.1.4	Valor da tarifa de energia a ser cobrado.....	34
2.5.2	Métodos para a análise de investimento	35
2.5.2.1	Payback.....	35
2.5.2.2	Valor presente líquido (VPL).....	35
2.5.2.3	Taxa interna de retorno (TIR)	36
2.6	PROCEDIMENTOS DE ACESSO	36
3	ESTUDO DE CASO	38
3.1	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	38
3.1.1	Localização	38

3.1.2	Energia consumida	39
3.1.3	Irradiação solar	40
3.1.4	Taxa de desempenho	42
3.1.5	Cálculo da potência de pico do gerador fotovoltaico	43
3.1.6	Escolha dos painéis solares	43
3.2	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR	45
3.2.1	Fator de dimensionamento do inversor	45
3.2.2	Escolha do inversor	46
3.2.3	Tensão de entrada do inversor	47
3.2.4	Corrente de entrada do inversor	50
3.3	ÁREA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS	50
3.4	GERAÇÃO ESTIMADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	51
3.4.1	Comparação entre geração e consumo	53
4	ANÁLISE DE INVESTIMENTO	54
4.1	CUSTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA	54
4.2	VARIAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA	55
4.3	REDUÇÃO DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA	56
4.4	CUSTO ANUAL DE OPERAÇÃO	56
4.5	FLUXO DE CAIXA	57
5	CONCLUSÃO	60
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA E OBJETIVOS

A demanda energética mundial sofre aumentos crescentes o que acentua a problematização de geração de energia elétrica, visto que o fator ambiental também é uma das frentes preocupantes. A estrutura energética de grandes unidades geradoras aponta para o aumento dessa problemática, o que aumenta também a atratividade da diversificação na matriz energética em associação a maior inserção de energias alternativas (DIAS, 2005). Outro fator que viabiliza o emprego de energias alternativas é o barateamento de seus sistemas pela unidade de geração e eletrônica de potência de interfaceamento envolvido (DANTAS; POMPERMAYER, 2018).

Dessa maneira, a geração distribuída se torna uma alternativa importante no sistema elétrico de potência. Apesar de algumas divergências sobre a definição do termo geração distribuída na literatura, a ideia do Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) o define como a geração de energia elétrica próxima aos consumidores, independentemente do tipo de fonte e potência empregada, é a que mais se aproxima das relações feitas pelos autores (LOPES; FERNANDES; MUCHAKUAT-SAADE, 2015). No entanto, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016), geralmente são utilizadas fontes renováveis na geração distribuída, como a energia solar e eólica por exemplo, e até mesmo combustíveis fósseis.

Segundo a ANEEL (2016a), essa forma de geração mais próxima aos centros de carga proporciona vantagens para o sistema elétrico, como: menor investimento na transmissão e distribuição da energia elétrica; redução do impacto ambiental; melhoria na qualidade de energia; diversificação da matriz energética. Como desvantagens, destacam-se: a complexidade para operar a rede se torna maior - o fluxo de potência passa a ser bidirecional, ou seja, a potência não flui somente da fonte para carga como nos modelos convencionais utilizados para distribuir a energia elétrica; altera a maneira com que as distribuidoras operam, protegem e controlam suas redes.

No Brasil, a geração distribuída teve suas portas abertas quando foi criada pela ANEEL a Resolução Normativa - REN nº 482/2012, posteriormente revisada pela REN nº 517/2012, que regulariza os requisitos para a admissão de microgeração e

minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, além de outras providências (ANEEL, 2012). Apesar disso, houve pouco incentivo no Brasil para os novos geradores e as diretrizes firmadas por essa resolução, principalmente em relação ao sistema de compensação de energia e a limitação da capacidade à carga da unidade, não eram satisfatórias (EPE, 2014).

Sendo assim, no ano de 2015 houve diversas medidas a favor da evolução da geração distribuída no país (CARVALHO et al., 2008). Entre elas, estão:

- REN nº 687/2015: revisa a REN nº 482/2012 tornando mais atrativo a admissão a geração distribuída para os consumidores;
- Convênio ICMS 16: o consumidor será tributado com o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) apenas sobre a diferença positiva entre o consumo e a energia injetada naquele mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular;
- Lei 13.169: é reduzida a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular;
- Lei 13.203: a ANEEL estipula desconto não inferior a 50% para as tarifas aplicadas ao uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para empreendimentos cuja energia injetada seja menor que 30.000 kW (trinta mil quilowatts). Além disso autoriza o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a conceder financiamentos com taxas diferenciadas para projetos de geração distribuída.
- Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD: estimula o crescimento da geração distribuída no Brasil. Segundo o Ministério de Minas e Energia – MME (2015), com esse programa são previstos até 2030 que 2,7 milhões de consumidores brasileiros passem a gerar sua própria energia através de fontes renováveis, o que equivale a 23.500 megawatts (MW) produzidos, metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Assim, o Brasil pode evitar a emissão de 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera.

A partir destas medidas, a geração distribuída cresceu de forma significativa no Brasil e, das fontes utilizadas, a energia solar apresenta um grande destaque. Segundo Nogueira (2016), os preços dos equipamentos fotovoltaicos caíram significativamente, o que pode ser uma explicação para o grande aumento da utilização dessa tecnologia. Além disso, o Brasil tem um potencial de irradiação média anual que varia entre 1.200 e 2.400kWh/m²/ano, valores superiores em comparação com países europeus como, Alemanha, França e Espanha (EPE, 2012). Até novembro de 2018, a energia fotovoltaica representava 99% das conexões de geração distribuída (ANEEL, 2018).

Neste contexto, esse trabalho objetiva a análise da viabilidade técnica e econômica de uma unidade de geração solar conectada à rede elétrica na cidade de Bom Jardim de Minas - MG, tendo em vista que essa tecnologia se apresenta de forma crescente no cenário brasileiro. Além disso, expõem as principais tecnologias, os componentes que compõem esse sistema e suas implicações econômicas.

1.2 METODOLOGIA E APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

O estudo será realizado por meio de pesquisas bibliográficas em uma análise de documentos como: artigos científicos, monografias, dissertações e teses, no período de 2004 a 2018, com as seguintes palavras chaves: “Geração distribuída”, “Energia solar fotovoltaica”, “Viabilidade econômica”, “Brasil”. Além disso, serão consultados sites de instituições ligadas ao setor elétrico brasileiro.

O segundo capítulo deste trabalho inicia a abordagem do tema com a contextualização da proposta embasado em referencial teórico a respeito da geração solar fotovoltaica, suas principais tecnologias e os componentes que compõem o sistema. O terceiro capítulo apresenta o estudo de caso do dimensionamento de uma unidade de geração solar conectada à rede elétrica na cidade de Bom Jardim de Minas – Minas Gerais. O quarto capítulo apresenta um estudo de viabilidade econômica do sistema projetado. No quinto e último capítulo é apresentado as conclusões obtidas com o trabalho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012

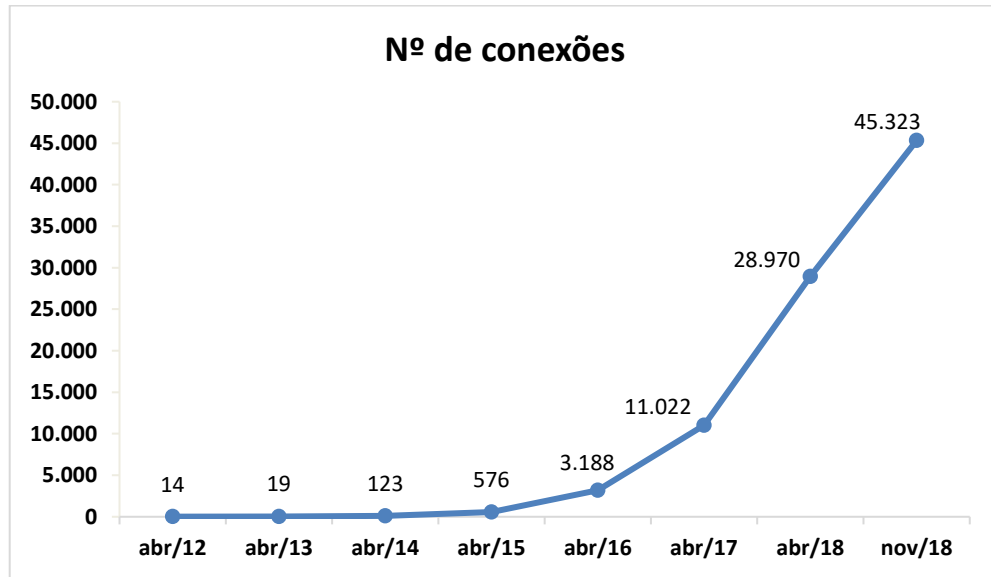
Como apresentado na introdução deste trabalho, a geração distribuída teve suas portas abertas quando foi criada pela ANEEL a Resolução Normativa - REN nº 482 de 2012. Em novembro de 2015 e outubro de 2017, essa resolução foi revisada pela REN nº 687 e REN nº 786, respectivamente, que mudaram alguns pontos do documento original (ANEEL, 2015) (ANEEL, 2017).

Sendo assim, dentre os principais parâmetros regularizados, fica definido que a microgeração distribuída é a unidade que gera até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída a unidade que gera um valor maior que 75 quilowatts (kW) e menor ou igual a 5 megawatts (MW) (ANEEL, 2012).

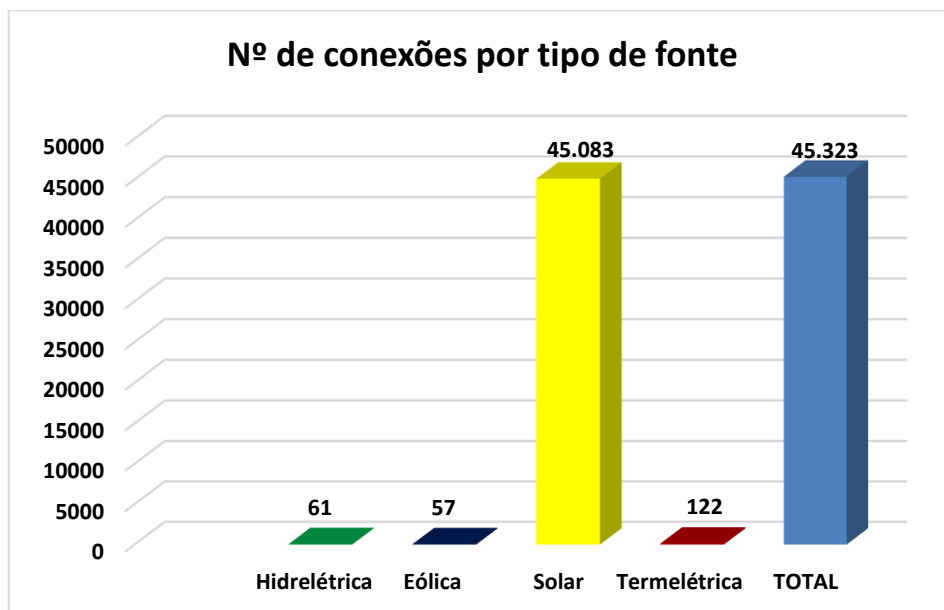
Em relação ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica, quando a quantidade de energia gerada for maior que a consumida, o excedente é injetado na rede da distribuidora. Com isso, o consumidor recebe créditos em energia (kWh) que podem ser utilizados no período de 60 meses (5 anos). Esses créditos podem ser utilizados em outras unidades desde que estejam cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios) (ANEEL, 2016a).

2.2 EVOLUÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O número de clientes que utilizam a geração distribuída cresceu de forma significativa nos últimos anos. Essa evolução pode ser vista na Figura 1 que retrata a quantidade de conexões até novembro de 2018. Dentro dessas conexões, cerca de 99% são de geração através da energia solar fotovoltaica, como demonstrado na Figura 2.

Figura 1 - Número de micro e minigeradores até novembro de 2018.

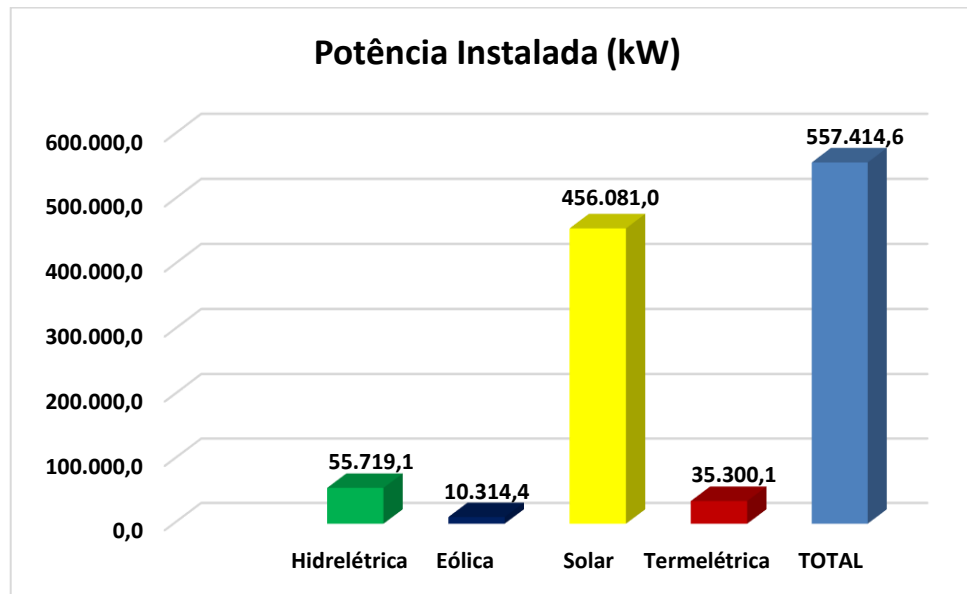
Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018).

Figura 2 - Conexão por tipo de fonte até novembro de 2018.

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018).

Em termos de potência instalada, a energia solar correspondia até novembro de 2018, aproximadamente 82% do total. Esses números podem ser visualizados na Figura 3.

Figura 3 – Potência instalada por tipo de fonte até novembro de 2018.



Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018).

2.3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico é composto por:

- Módulos fotovoltaicos;
- Suporte mecânico de fixação;
- Cabos, conexões elétricas, disjuntores e chaves elétricas;
- Inversores;
- E opcionais sistemas de armazenamento e monitoramento remoto;

Esses componentes podem ser divididos também em três blocos: gerador, de condicionamento e armazenamento (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.1 Tecnologias de células fotovoltaicas

A energia solar fotovoltaica é gerada pelos painéis fotovoltaicos, que convertem a energia do sol em energia elétrica através do efeito da radiação sobre materiais semicondutores (ALBUQUERQUE; MALDONADO; VAZ, 2017) (IMHOFF, 2007). Os principais semicondutores utilizados para fabricação das células fotovoltaicas segundo Rüther (2004), são:

- Silício Cristalino (c-Si) – subdivido em Monocristalino (m-Si) e Policristalino (p-Si);
- Silício Amorfo (a-Si);
- Telureto de Cádmio (CdTe);
- Compostos relacionados ao Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS).

Estas células podem ser divididas em três gerações, de acordo com o material utilizado para sua fabricação. A divisão ocorre da seguinte maneira segundo Carvalho (2014) e Ely e Swart (2014):

- Primeira geração: é representada pelas células de Silício Cristalino (c-Si), que são as mais utilizadas e correspondem a cerca de 85% do mercado. O Silício Monocristalino tem uma eficiência de até 25%. Já o Silício Policristalino, tem uma eficiência menor de cerca de 15%, que é compensada pelo seu baixo custo em relação às células monocristalinas.
- Segunda geração: São as células de filme fino, fabricadas com a aplicação de finas camadas de materiais semicondutores. Os materiais mais utilizados são o a-Si, CdTe e o CIGS. Apesar de ter uma eficiência menor do que as células anteriores, que gira em torno de 10%, sua fabricação demanda menos material e energia.
- Terceira geração: Na literatura, ainda existem divergências em relação às tecnologias que compõem a terceira geração. Porém, há um destaque para as células orgânicas, de pontos quânticos (PQs), de múltiplas junções e as sensibilizadas por corantes (DSSC). As características buscadas nessas tecnologias, ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, é uma elevada eficiência, utilização de materiais de baixo custo para fabricação, com pouca toxicidade e com diversificação em funcionalidades.

2.3.2 Módulos fotovoltaicos

Uma única célula fotovoltaica fornece uma tensão de 0,5 a 0,8 V para c-Si, justificando a necessidade de um agrupamento de células em série em um único módulo para o fornecimento de uma tensão mais adequada de trabalho. Analogamente, se tem um agrupamento de canais em paralelo para aumentar o ganho

de corrente. Dessa forma, geralmente são associados 60 a 70 células em um módulo em um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR) (PINHO; GALDINO, 2014).

Os painéis fotovoltaicos são arranjos de módulos agrupados (série, paralelo) com a finalidade de produzir tensão e corrente necessária para que possa ser utilizada, já que uma célula apenas não é capaz de gerar energia suficiente (LACCHINI, 2017).

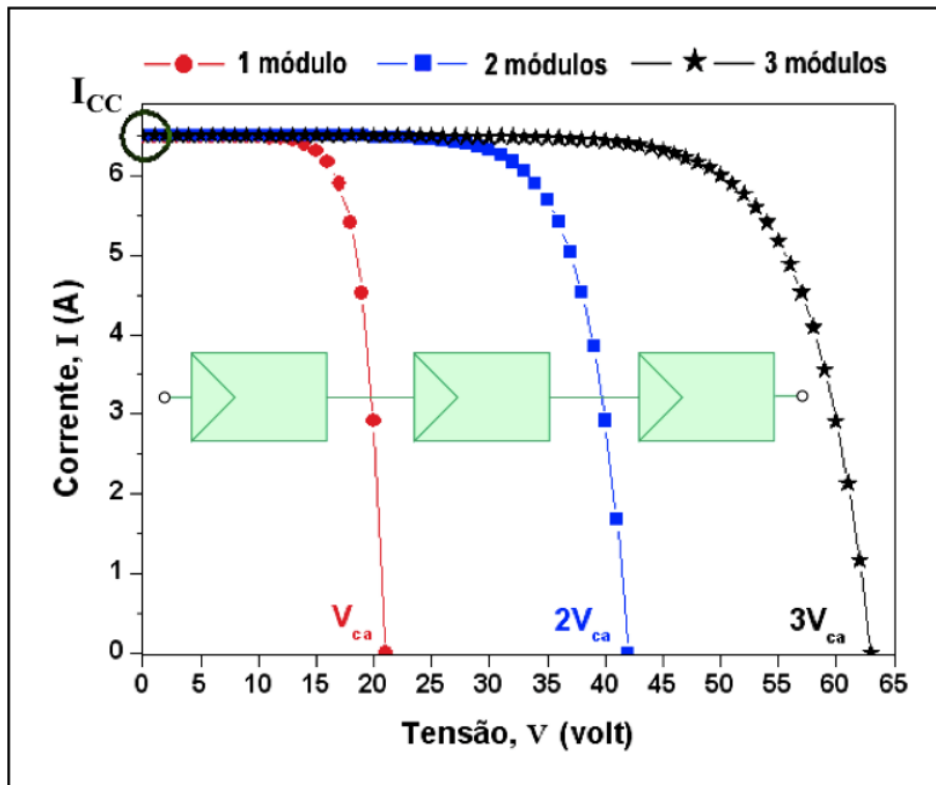
A conexão dos módulos fotovoltaicos em série, segundo Pinho e Galdino (2014), resulta em uma tensão de saída maior. A ligação desse processo é feita da junção do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro e assim por diante. Mantendo esse método de ligação, a tensão total (V) é igual a soma das tensões de cada módulo, como demonstrado na Equação (1). Já as correntes (I) - para módulos iguais - não são afetadas, ou seja, as correntes que fluem por cada módulo são iguais entre si, como evidenciado na Equação (2).

$$V = V1 + V2 + \dots + Vn \quad (1)$$

$$I = I1 = I2 = \dots = In \quad (2)$$

O efeito causado pelos módulos conectados em série na curva I-V está ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Representação da curva I-V para diferentes números de módulos conectados em série.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

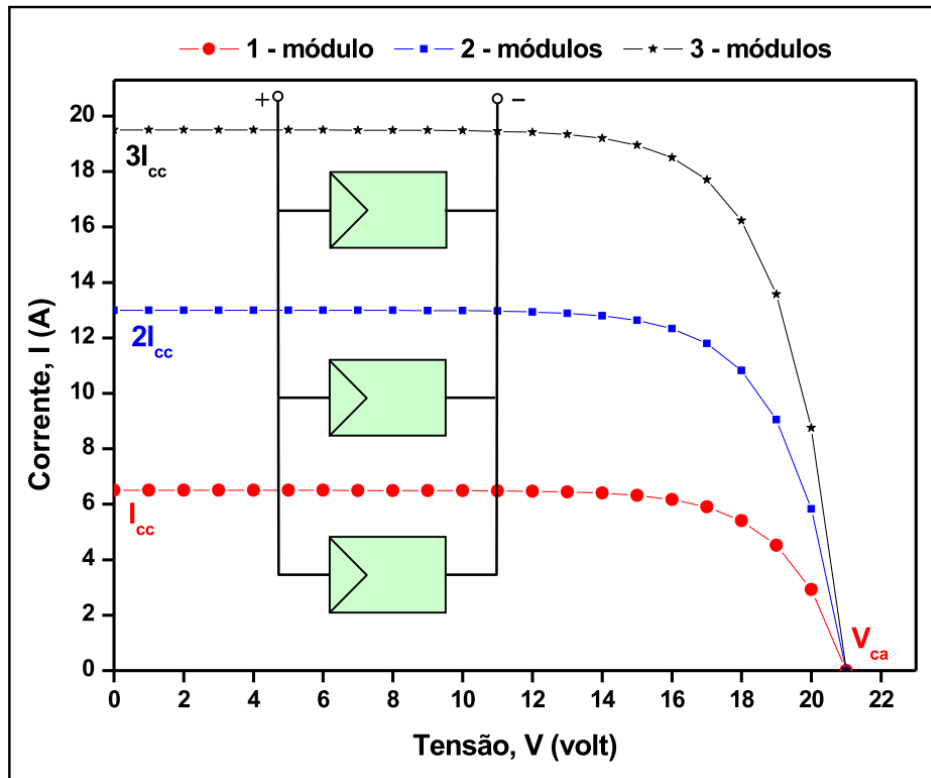
Já a conexão dos módulos fotovoltaicos em paralelo, fornece uma corrente de saída maior. Essa ligação em paralelo é feita com a junção de todos os terminais positivos dos módulos entre si e utiliza-se da mesma forma para os terminais negativos. Esse método de ligação resulta que a corrente total (I) é igual a soma das correntes de cada módulo, como descrito pela Equação (3). Já as tensões (V) de cada módulo são iguais entre si, conforme Equação (4).

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (3)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (4)$$

O efeito causado pelos módulos conectados em paralelo na curva I-V está ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Representação da curva I-V para diferentes números de módulos conectados em paralelo.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

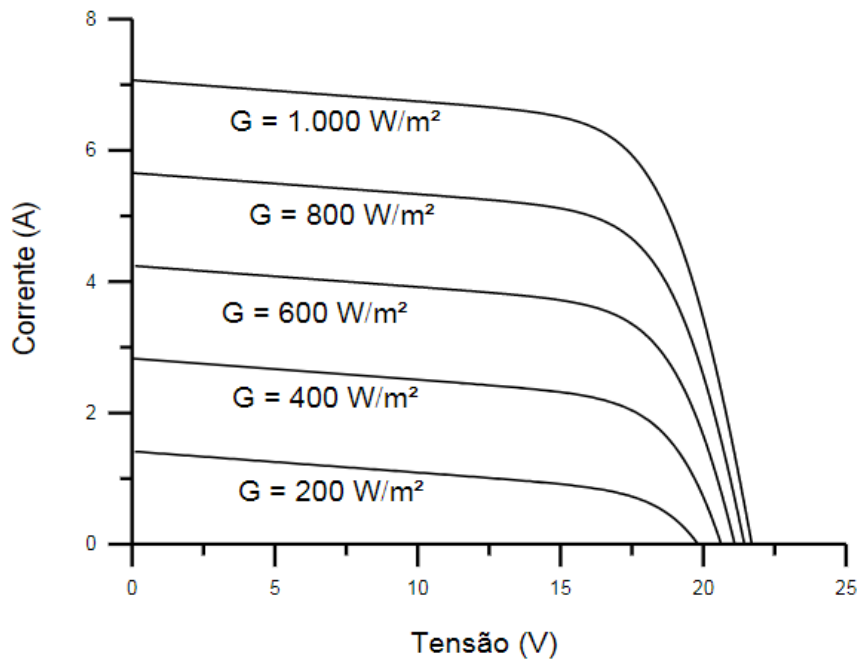
Conforme Rüther (2004), a vantagem da junção em paralelo está no fator sombreamento, pois a sombra causada por qualquer barreira sobre os módulos irá afetar somente aquele que for incidido, o que não compromete todo o arranjo. A desvantagem para esse tipo de junção é que baixas tensões resultam em elevadas correntes, ocasionando em maiores perdas elétricas e cabos com maiores diâmetros para a instalação. Por esse lado, a associação em série se torna mais vantajosa. Porém, é preciso um maior cuidado com o fator do sombreamento, pois o módulo afetado determina a corrente de operação de todos os outros componentes do arranjo, neste caso.

Para maior proteção dos módulos sobre o efeito de sombreamento e evitar eventuais avarias segundo Carneiro (2010), utiliza-se o diodo de *by-pass* também conhecido como diodo de desvio. Os diodos são ligados em paralelo com cada módulo que integra uma determinada fileira com o intuito de preservar tensões de sentido contrário que possa surgir sobre o módulo fotovoltaico.

De maneira similar, as características elétricas de um módulo fotovoltaico têm seu desempenho influenciado diretamente por dois fatores climáticos: intensidade da

irradiação solar e temperatura das células. Com a variação da intensidade da radiação incidente em um painel fotovoltaico, ocorre uma alteração proporcional na corrente gerada por esse painel. Da mesma maneira, a corrente de curto-circuito sofre um aumento linear. Para esse caso, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) sofre uma pequena variação, exceto nas condições de escuridão em que cai rapidamente a zero (IMHOFF, 2007). A Figura 6 apresenta a curva I-V de acordo com a variação de radiação incidente em um módulo de silício cristalino (c-Si) com a temperatura de 25°C.

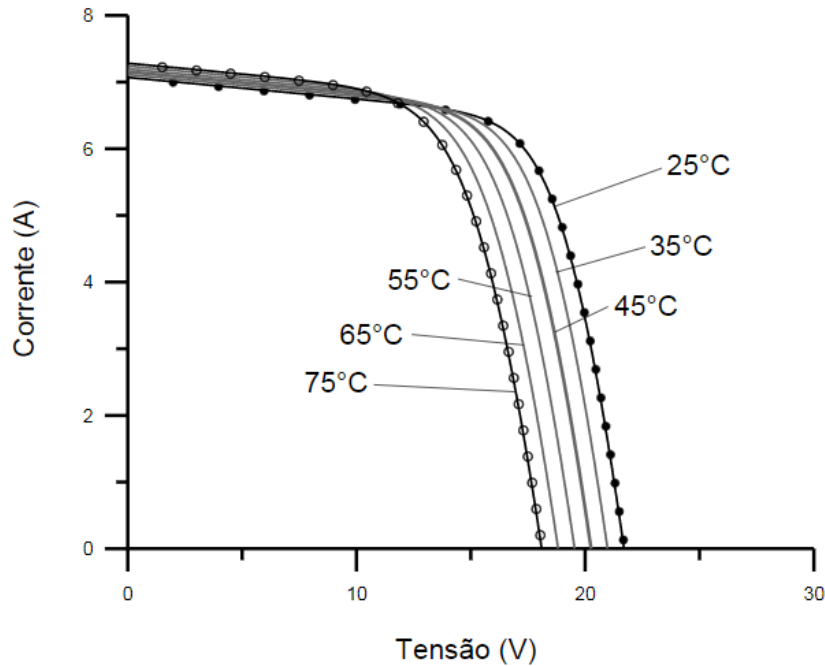
Figura 6 - Impacto causado pela variação da radiação solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) a 25°C.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

No caso do fator temperatura conforme Imhoff (2007), a corrente gerada pelo módulo fotovoltaico apresenta poucas alterações. Porém, com o aumento da temperatura da célula a tensão de circuito aberto (V_{oc}) apresenta uma queda em seus valores. A Figura 7 apresenta o efeito causado pela variação da temperatura em um módulo c-Si, sob irradância de 100 W/m².

Figura 7 - Impacto causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m².



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.3 Inversores

Os inversores são equipamento responsáveis pela conversão da energia elétrica em corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos para a energia elétrica alternada (CA). Esta tensão de saída CA deve seguir parâmetros de amplitude, frequência e conteúdo harmônicos a fim de alimentar uma carga (PINHO, GALDINO 2014).

Em relação a SFCR, o inversor é o responsável pela conexão do sistema à rede elétrica e sua tensão de saída deve ser sincronizada para que não haja problemas. Promove ainda a proteção do sistema diante de possíveis distúrbios da rede. (PINHO; GALDINO, 2014)

Paralelamente, os inversores desempenham uma função através de um algoritmo que faz o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), que permite ao sistema operar em capacidade máxima, fazendo um controle conforme a variação da radiação e temperatura e outros fatores climáticos que influenciam na geração (MELO, 2014).

Segundo Pinho e Galdino (2014), os inversores podem ser classificados e divididos em dois grupos:

- Comutado pela rede (comutação natural): Se utilizam tiristores como TRIAC e SCR. Nesses dispositivos só ocorre a comutação quando ocorre a passagem pelo zero, ou seja, não é possível controlá-lo por sinal. Por esta razão eles são chamados inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede;
- Autocomutados: São os modelos de inversores mais usados, pois eles têm a característica de comutar a qualquer momento por sistemas de controle por modulação por largura de pulso (PWM) de interruptores IGBT em sua maioria. Dessa forma, pode-se ter um melhor controle dos parâmetros elétricos de saída do inversor (potência ativa e reativa, tensão e corrente).

2.3.3.1 Características dos Inversores

A qualidade de um inversor é determinada por sua eficiência de conversão, a qual é dependente da demanda da carga e seu fator de potência. Portanto, os dados fornecidos por fabricantes em relação à eficiência levam em consideração apenas a carga nominal, e não especificam a queda de eficiência frente às cargas parciais, que é de extrema importância para usuários com necessidade variável de potência (Pinho, Galdino 2014)

Alguns inversores quando operados em temperaturas elevadas sofrem limitações de potência em sua operação.

Para especificação dos inversores é preciso considerar alguns parâmetros importantes:

- Forma de onda e distorção harmônica: A forma de onda C.A. deve ser a senoidal pura. A distorção harmônica deve ser menor que 5%.
- Eficiência na conversão de potência: é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada. A eficiência varia entre 50 e 95% e podem diminuir quando operando abaixo da potência nominal.
- Potência nominal de saída: potência que o inversor é capaz de fornecer à carga em regime contínuo. Em um SFGRs esta potência é correlacionada a do painel fotovoltaico.
- Taxa de utilização: o tempo em horas que o inversor pode fornecer energia em potência nominal.

- Tensão de entrada: para os SFCRs a tensão de entrada deve atender aos módulos de acordo com sua associação em série/paralelo.
- Tensão de saída: No Brasil, dependendo da localidade e a concessionária são usados valores de 127 ou 220V, com frequência de 60 Hz. Este parâmetro é regulado pela ANEEL e dita que os inversores para SFCR's devem operar em BT para potências de até 100kW e em MT para potencias superior a 1MW.
- Regulação de tensão: estabelece a variação de tensão de saída que devem estar de acordo com os limites estabelecidos pela Aneel-PRODIST.
- Fator de potência: Indica a capacidade de o inversor compensar as cargas indutivas do sistema e manter o fator de potência sempre próximo a 1, o que permite uma máxima transferência de potência para a carga.

Conforme a ND-5.30(2016), os inversores utilizados deverão atender aos requisitos da ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. E deverão atender também aos requisitos estabelecidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Caso não obedeçam estes requisitos, deverão ser submetidos à análise por parte da concessionária local.

2.3.3.2 Classificação dos inversores para SFCRs

Os inversores possuem três classificações conforme Melo (2014) que são os inversores centrais, microinversores e inversores *strings*.

Os inversores centrais, são utilizados geralmente em usinas fotovoltaicas por serem de grande porte (centenas de kWp até MWp). A Figura 8 (a) ilustra um inversor central.

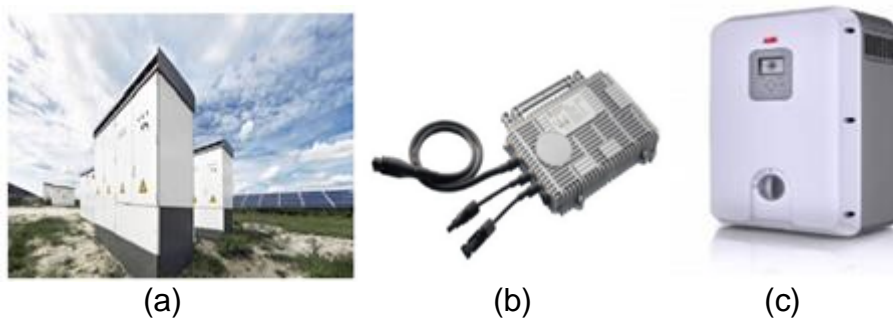
Microinversores, são inversores conectados diretamente a cada módulo, e extraem um maior aproveitamento da máxima potência de cada módulo e minimizam as perdas comparados aos conectados em fileiras de módulos. A Figura 8 (b) ilustra um microinversor.

Inversores de *String* são os inversores para fileiras de módulos composto geralmente de 8 a 15 módulos em série. São inversores monofásicos com uma única MPPT, utilizados em instalações de microgeração (até 10kWp). Estes inversores são

encontrados com mais facilidade no mercado e com um valor mais viável em comparação de projetos com os outros modelos. A Figura 8(c) ilustra um inversor de *String*.

Ainda há uma outra classificação segundo Pinho e Galdino (2014) que são os inversores *Multistring*, podem ser trifásico ou monofásico e possuem várias entradas MPPT independentes. Podendo cada *string* estar submetida a diferentes irradiância e ou sombreamento.

Figura 8 - (a) Inversor central (b) Microinversor (c) Inversor de String.



Fonte: Melo (2014)

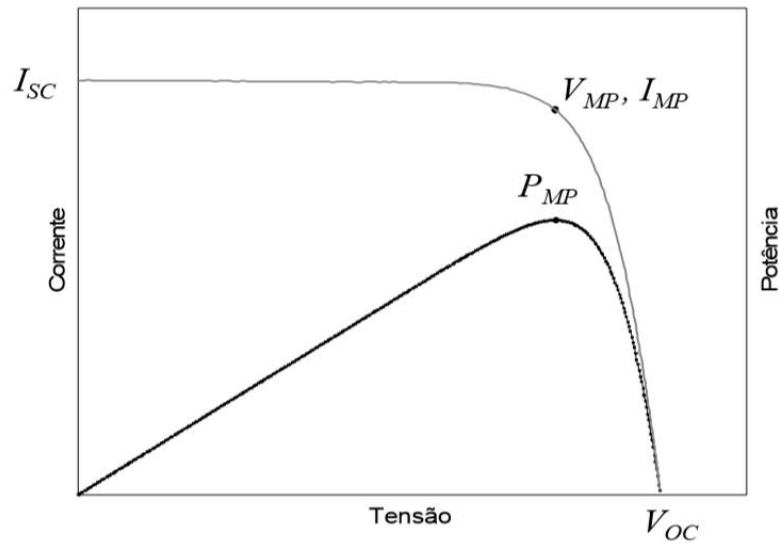
Os fabricantes estabelecem um tempo de garantia contra defeitos de fabricação para esses inversores, em sua maioria é fornecido um tempo de 5 a 10 anos.

2.3.3.3 Rastreamento do ponto de máxima potência

De acordo com Imhoff (2007), os painéis fotovoltaicos geram uma potência variável que dependem intrinsecamente da temperatura e da radiação solar incidente (mediante a variações anuais por zênite, condição de nuvens, umidade e deposição de sujeira na superfície). E devido a esta variação não é possível que o sistema opere sempre no ponto de máxima potência, sendo necessário para que se torne viável a implantação do sistema, um controle ou rastreamento de máxima potência (MPPT).

Conforme Lacchini (2017), a curva de corrente tem variação para cada nível de irradiação, o que conseqüentemente altera a potência de saída do módulo. O ponto máximo da curva que é observado na Figura 9 é o ponto ao qual o inversor deve trabalhar e manter para conseguir extrair o máximo de potência.

Figura 9 - Curvas I-V e P-V das células e ponto de máxima potência para o inversor.



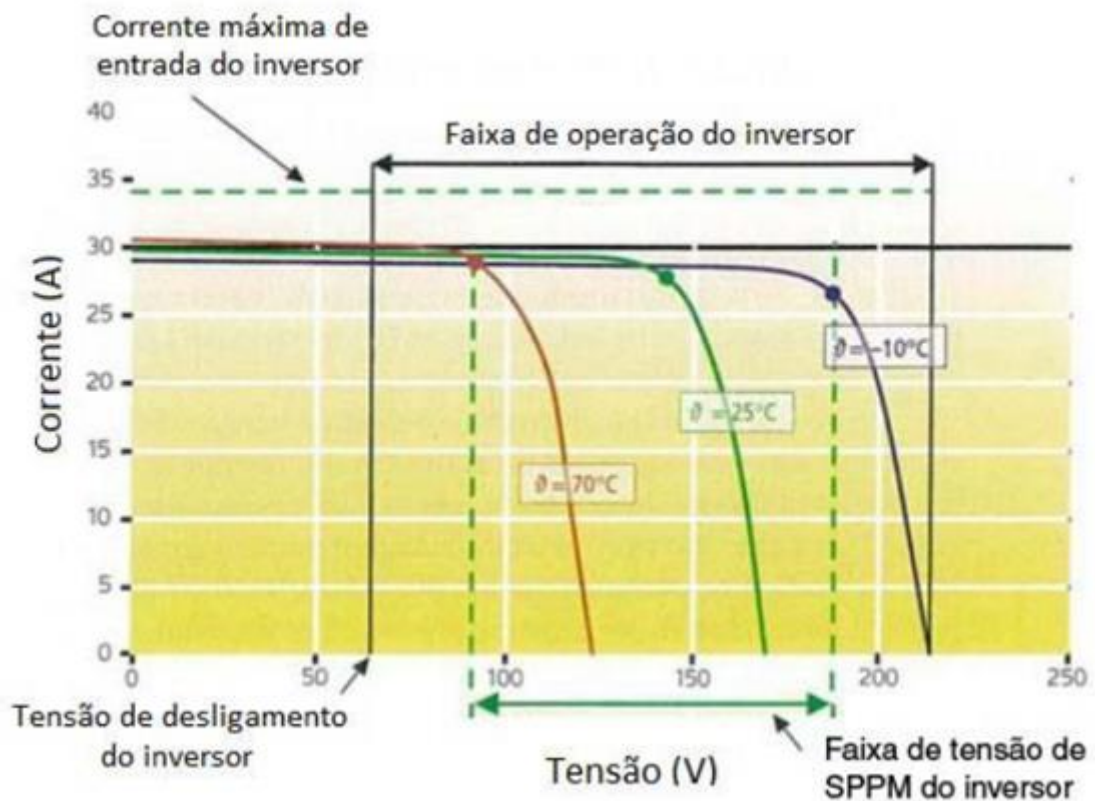
Fonte: (LACCHINI, 2017)

Os dispositivos de seguimento de ponto de máxima potência são compostos por uma seção de condicionamento de potência e uma de controle (PINHO; GALDINO, 2014).

Para que se obtenha o controle, existem algumas técnicas citadas por Imhoff (2007) como: Tensão Constante (CV), Perturbação e Observação (P&O) e Condutância Incremental (IncCond). Estas técnicas se diferenciam pela forma com que é encontrado o ponto de máxima potência.

Na Figura 10 podemos observar a faixa de operação que um inversor deve atuar para manter o MPPT ou Seguidor do Ponto de Potência Máxima – SPPM desejável em um sistema fotovoltaico.

Figura 10 - Curva I-V de um gerador fotovoltaico em função da temperatura e compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.4 Suporte mecânico de fixação

Os módulos fotovoltaicos necessitam de um suporte mecânico para sua fixação e posicionamento de maneira estável, assegurando a ventilação adequada permitindo dissipar o calor que geralmente é produzido devido a ação dos raios solares e também, possibilitar o distanciamento entre os mesmos conforme indicação do fabricante. As estruturas ou suportes de fixação devem ser rígidos e de geometria apropriada para dar a orientação e o ângulo de inclinação necessário, afim de assegurar a máxima captação da luz solar, eles também são desenvolvidos com finalidade de adaptarem ao terreno e estrutura do prédio (sem prejudicar sua estética). Os suportes mecânicos variam seu formato dependendo do local de instalação, os mais comuns são em solo, poste, fachada e telhado, (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 11 representa suporte instalados em telhados cerâmicos.

Figura 11 - Suporte para placas fotovoltaicas em telhados cerâmicos.



Fonte: <https://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html> (2018)

2.3.5 Cabos e Conexões elétricas

Segundo Rüter (2004), os cabos utilizados em sistemas fotovoltaicos devem ser dimensionados separadamente para o lado C.C. (corrente contínua) e para o lado C.A. (corrente alternada). Esses cabos geralmente devem ser resistentes a radiação ultravioleta, conter dupla isolamento e suportar temperaturas elevadas muitas das vezes até 50 °C acima da temperatura ambiente. Um exemplo de cabos está ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Composição dos cabos para sistema fotovoltaico.

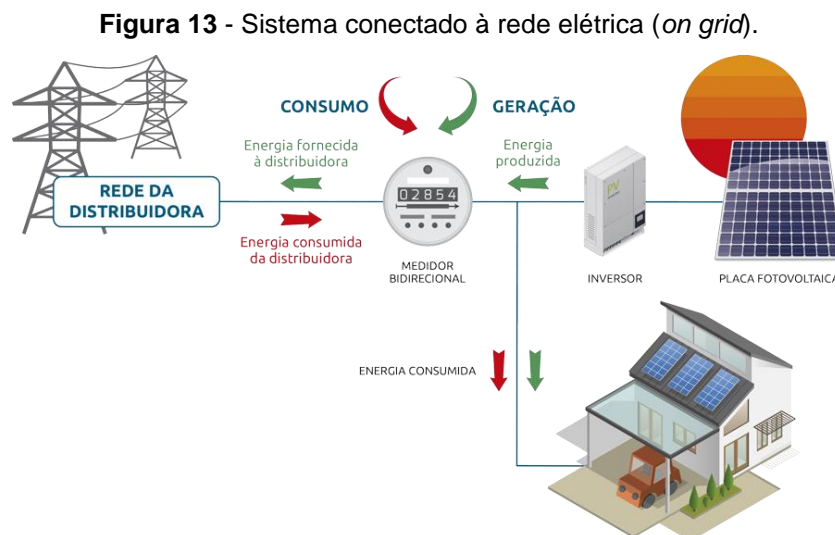


- 1 Condutor: Alumínio nu, liga 1350 (EC), encordoado com seção circular compacta classe 2.
- 2 Isolação: Composto termofixo (XLPE) 90°C.
- 3 Capa interna: Composto termoplástico (PVC) antichama - 90°C, aplicável para cabos com seção nominal superior a 10 mm².
- 4 Cobertura: Composto de cloreto de polivinila (PVC ST2).

Fonte: <http://www.induscabos.com.br/portfolio-item/cabo-indulink-al-06-1-kv/?lang=en> (2018)

2.4 CLASSIFICAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

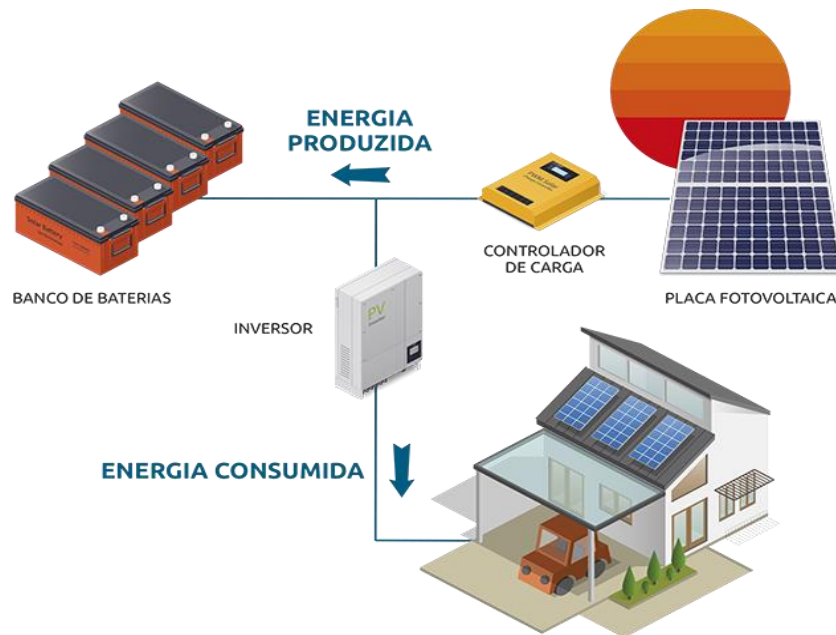
Os sistemas fotovoltaicos possuem duas principais classificações: sistemas conectados à rede elétrica (*on grid*) e sistemas isolados (*off grid*) (PINHO; GALDINO, 2014). Conforme Pereira (2012), os sistemas *on grid* são constituídos por conexões na rede elétrica, onde a energia gerada através do sistema fotovoltaico é utilizada na alimentação da própria residência, assim todo o seu excedente de energia gerado é injetado para a rede de distribuição, que retorna em forma de crédito para o proprietário do sistema. O excedente é utilizado para abater o valor da sua conta de energia elétrica. Este sistema está lustrado na Figura 13.



Fonte: <http://www.inovacare.solar/tecnologia> (2018).

Já o sistema *off grid* requer um investimento mais alto para sua implantação, pois se tem, obrigatoriamente, o emprego de um banco de baterias para alimentar a carga nos períodos sem irradiação considerável, o que representa também um malefício no ponto de vista econômico e ambiental. Esse tipo de sistema é indicado para ser usado em regiões onde a energia convencional não tem alcance como por exemplo, áreas rurais isoladas (CRESESB, 2006). Este sistema está ilustrado na Figura 14.

Figura 14 - Sistemas isolados (off grid)



Fonte: <http://www.inovacare.solar/tecnologia> (2018)

2.5 IMPLICAÇÕES ECONÔMICAS

2.5.1 Tarifa de Energia Elétrica

Conforme ANEEL (2016b), a tarifa visa garantir aos prestadores de serviços, receitas suficientes para ocultar custos operacionais, capazes de recompensar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. A tarifa de energia elétrica é fixada por concessionárias, ela é cobrada por preço e não pelo custo do serviço, mediante o qual as distribuidoras são motivadas a se tornarem mais eficientes. Além disso, sofre reajustes anuais e revisão tarifária periódica, que é calculada por distribuidora a cada quatro anos em média pela ANEEL.

2.5.1.1 Bandeiras tarifárias

Com início em 2015, as contas de energia elétricas passaram a conter o sistema de bandeiras tarifárias, que sinaliza o custo real da geração de energia que é cobrado do consumidor, dando oportunidade ao mesmo de adaptar seu consumo (CEMIG, 2018). O sistema de bandeiras tarifárias funciona comparado a um semáforo, com bandeiras verde, amarela e vermelha, que indica a diferença de custo da geração para os consumidores como descrito na Figura 15.

Figura 15 - Preço da energia de acordo com cada bandeira tarifária vigente.

Bandeira verde	Hidrelétricas operam normalmente. (geração térmica até R\$ 211,28/MWh)	Não há alteração no valor da tarifa de energia.	
Bandeira amarela	Usinas térmicas ativadas. (geração térmica de R\$ 211,28/MWh a R\$ 422,56/MWh)	Acresce na sua conta R\$ 1,00 a cada 100kWh.	
Bandeira vermelha Patamar 1	Usinas térmicas ativadas e alta demanda. (geração térmica de R\$ 422,56/MWh até R\$ 610/MWh)	Acresce na sua conta R\$ 3,00 a cada 100kWh.	
Bandeira vermelha Patamar 2	Usinas térmicas ativadas e alta demanda. (geração térmica maior ou igual a R\$ 610/MWh)	Acresce na sua conta R\$ 5,00 a cada 100kWh.	

Fonte: <https://www.cpf.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx> (2018)

2.5.1.2 Tributação incidente

Nas contas de energia elétrica estão inclusos tributos federais, estaduais e municipais, os mesmos são recolhidos pelas distribuidoras e encaminhados para as autoridades competentes. Os tributos federais do setor elétrico são o “Programa de Integração Social (PIS)” e a “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)”, suas alíquotas são de 1,65% e 7,6% respectivamente, apuradas de forma não-cumulativa. Já o tributo estadual é o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), suas alíquotas são cobradas “por dentro” obtendo assim um peso maior que sua alíquota nominal, seus valores alteram de estados para estado, de acordo com suas legislações específicas. O tributo municipal é a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), sua forma de cobrança e base de cálculo varia de acordo com cada município (ANEEL, 2016b).

2.5.1.3 Tipos de Consumidores

O valor da fatura de energia elétrica a ser pago pelo consumidor para distribuidora local é determinado a partir de sua demanda energética, que tem por objetivo acarretar o repasse dos custos ocorridos em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema e prestação de serviços. Em todo território brasileiro, as unidades consumidoras se classificam conforme o respectivo

nível de tensão que são atendidas e também de acordo com sua demanda de energia ativa, construindo-se assim a classificações do tipo de consumidores determinados por dois grupos e divididos em seus subgrupos conforme a Resolução Normativa da ANEEL nº 414/2010, demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação dos tipos de consumidores conforme seu grupo e subgrupo.

Grupo A: Grupamento composto por consumidores com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 KV (Alta Tensão - AT)	
Subgrupo A1	Tensão com nível de fornecimento de 230 KV ou superior
Subgrupo A2	Tensão com nível de fornecimento de 88 KV a 138 KV
Subgrupo A3	Tensão com nível de fornecimento de 69 KV
Subgrupo A3a	Tensão com nível de fornecimento de 30 KV a 44 KV
Subgrupo A4	Tensão com nível de fornecimento de 2,3 KV a 25 KV
Subgrupo AS	Tensão com nível de fornecimento inferior a 2,3 KV para sistemas subterrâneos de distribuição
Grupo B: Grupamento composto por consumidores com fornecimento em tensão inferior a 2,3 KV (Baixa Tensão - BT)	
Subgrupo B1	Residencial e residencial baixa renda
Subgrupo B2	Rural
Subgrupo B3	Demais Classes
Subgrupo B4	Iluminação Pública

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2010).

As unidades consumidoras contidas no grupo A e caracterizadas pela tarifa binômia, não pagam somente a energia consumida, pagam também pela potência demandada em (kW). Já os usuários enquadrados no grupo B e caracterizados pela tarifa monômia, pagam somente a energia consumida.

2.5.1.4 Valor da tarifa de energia a ser cobrado

O valor cobrado pela tarifa de energia ao consumidor é definido pela Equação (5), onde T_{PA} é a tarifa publicada pela ANEEL.

$$T_e = \frac{T_{PA}}{1-(PIS+COFINS+ICMS)} \quad (5)$$

Após este cálculo ainda são acrescentados os valores da bandeira tarifária caso esta não seja verde e o CIP definido por cada município.

2.5.2 Métodos para a análise de investimento

A análise de investimento é feita para comprovar a viabilidade econômica de um projeto. Para o projeto de um sistema fotovoltaico, geralmente são utilizadas ferramentas como payback, valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). Estes pilares serão detalhados a seguir para uma melhor compreensão dos resultados obtidos no Capítulo 4.

2.5.2.1 Payback

O método payback é um dos mais simples na análise de investimento. Essa ferramenta calcula o tempo que o investidor precisará para recuperar o investimento inicial. Para isso, são somados os valores dos fluxos de caixa obtidos, período a período (anos, meses, semanas, etc.), até que o capital investido seja recuperado. Para uma análise mais segura é utilizado o payback descontado, pois este atualiza a parcela de entrada do fluxo de caixa antes de diminuir do investimento inicial, ou seja, considera o valor do dinheiro no tempo descontando a taxa de juros, como a taxa mínima de atratividade (TMA), por exemplo (MIRANDA, 2011).

A TMA é definida por Puccini (2012) como o custo de oportunidade do investidor, ou seja, a expectativa de lucro que se teria caso esse capital fosse aplicado em um outro negócio, como a poupança, por exemplo.

2.5.2.2 Valor presente líquido (VPL)

O VPL atualiza o fluxo de caixa e compara este valor com o investimento inicial. Para a atualização desse valor, geralmente é utilizada a TMA. O VPL pode ser calculado pela Equação (6) (MIRANDA, 2011).

$$\text{VPL} = -\text{FC}_0 + \frac{\text{FC}_1}{(1+i)^1} + \frac{\text{FC}_2}{(1+i)^2} \cdots \frac{\text{FC}_n}{(1+i)^n} \quad (6)$$

Onde:

FC – Fluxo de caixa;

I – Taxa de juros;

n – Período.

Se o valor de VPL for maior ou igual a zero o projeto é aceito pois, neste caso, esse apresenta uma rentabilidade acima do mínimo exigido. Caso contrário, é indicada a rejeição do investimento (PUCCINI, 2012).

2.5.2.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A TIR representa o percentual de retorno que o investimento oferece. É a taxa de desconto que torna nulo o VPL, fazendo com que todas as entradas se igualem às saídas de caixa do investimento realizado (PUCCINI, 2012). É calculado pela Equação (7) (MIRANDA, 2011).

$$VPL = -FC_0 + \frac{FC_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} \dots \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (7)$$

Onde:

FC – Fluxo de caixa;

TIR – Taxa interna de retorno;

n – Período.

Para critérios de decisão, aceita-se o projeto se a TIR for maior ou igual a TMA, caso contrário, é recomendada a rejeição (PUCCINI, 2012).

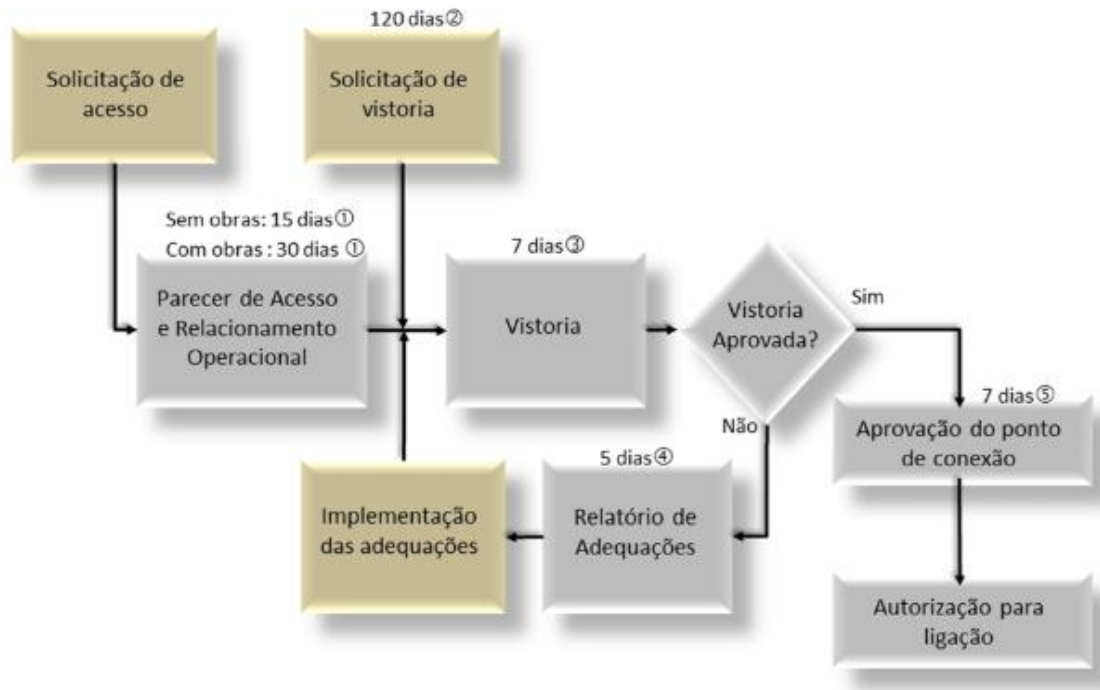
2.6 PROCEDIMENTOS DE ACESSO

De acordo com a ND-5.30 da CEMIG, só podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e caracterizada como geração compartilhada ou autoconsumo remoto. A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica, está condicionada a análise de projeto, inspeção, teste e liberação para funcionar por parte da Cemig D, qualquer alteração no projeto final interligado com a rede deve repetir o mesmo processo inicial de liberação.

O Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), detalha os procedimentos de acesso ao sistema de distribuição que passam por várias etapas que se aplicam tanto para os novos

acessantes, quanto para as alterações de carga/geração. As etapas estão destacadas na Figura 16.

Figura 16 - Etapas de acesso de microgeradores ao sistema de distribuição da Cemig D.



- (1) a partir da solicitação de acesso por parte do acessante.
- (2) a partir da emissão do parecer de acesso.
- (3) a partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.
- (4) a partir da realização da vistoria.
- (5) após a aprovação da vistoria.

Fonte: (CEMIG, 2018).

3 ESTUDO DE CASO

3.1 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

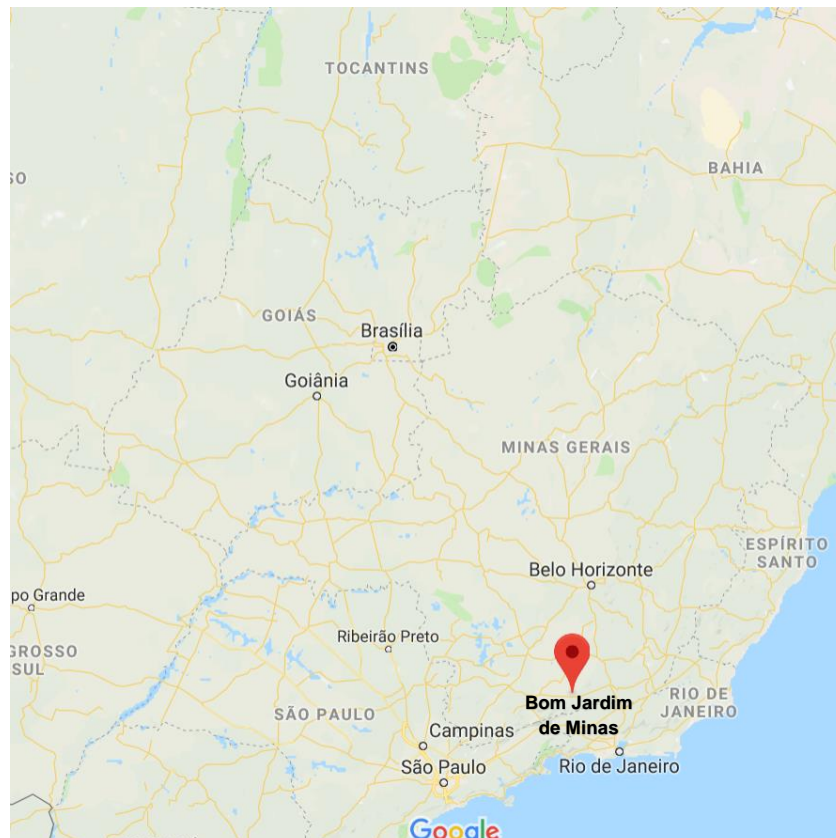
Para o dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico, devem ser considerados parâmetros como o consumo médio diário anual do local de estudo, a média diária anual das horas de radiação plena incidente nos painéis e a taxa de desempenho do sistema. Esses fatores serão detalhados nas seções seguintes para realização do cálculo.

3.1.1 Localização

O local escolhido para estudo é um estabelecimento comercial situado na cidade de Bom Jardim de Minas, no estado de Minas Gerais. As coordenadas geográficas, retiradas do Google Maps, como visto na Figura 17, são:

- Latitude: -21.947541;
- Longitude: -44.189051.

Figura 17 - Localização da cidade escolhida para o estudo.



Fonte: adaptado de (GOOGLE MAPS, 2018).

3.1.2 Energia consumida

A fatura de energia disponibiliza as informações necessárias para análise do consumo durante um ano, cujos dados são listados na Tabela 2. Outro fator importante ao consultar essa fatura é que o local de estudo pertence à classe comercial (Grupo B3) e faz uma conexão bifásica com a rede elétrica.

Esta última informação influenciará diretamente no cálculo da potência do gerador fotovoltaico pois, para conseguir seu dimensionamento otimizado, deve-se descontar o custo de disponibilidade do sistema elétrico (PINHO; GALDINO, 2014). O custo de disponibilidade é definido pela REN nº 414 da ANEEL, publicada em 09 de setembro de 2010. Em sua seção V, art. 98, fica determinado que o custo de disponibilidade é aplicado ao faturamento mensal dos consumidores do grupo B, com o valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh para conexões monofásicas ou bifásicas a dois condutores, 50 kWh para conexões bifásicas a três condutores e 100 kWh para conexões trifásicas (ANEEL, 2010).

Tabela 2 - Consumo anual de energia da unidade consumidora.

Histórico do consumo			
Mês/Ano	Consumo (kWh)	Média (kWh/dia)	Dias de faturamento
ago/2018	373	11,66	32
jul/2018	301	10,38	29
jun/2018	229	7,63	30
mai/2018	312	9,75	32
abr/2018	298	9,93	30
mar/2018	257	8,86	29
fev/2018	254	8,76	29
jan/2018	256	7,76	33
dez/2017	228	8,14	28
nov/2017	287	8,70	33
out/2017	211	7,54	28
set/2017	325	10,48	31
CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh):			3331,00
CONSUMO MÉDIO MENSAL (kWh):			277,58
CONSUMO DIÁRIO MÉDIO ANUAL (kWh/dia):			9,13

Fonte: elaborado pelos autores consultando a fatura de energia da unidade consumidora.

Portanto, do valor do consumo médio mensal de 277,58 kWh, serão descontados 50 kWh referentes ao custo de disponibilidade da unidade. Logo, o consumo médio mensal passa a ser de 227,58 kWh e o consumo diário médio anual de 7,50 kWh/dia. Esse último valor substituirá a variável E da Equação (9).

3.1.3 Irradiação solar

Os dados de irradiação solar disponível para o local de estudo foram obtidos no site da CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, através do programa SunData 3.0, que foi criado como uma ferramenta de apoio para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Inserindo as coordenadas geográficas do local (latitude e longitude), os dados resultantes estão demonstrados na Figura 18.

Figura 18 - Irradiação solar diária média mensal do local de estudo (kWh/m².dia)

Estação: Bom Jardim de Minas

Município: Bom Jardim de Minas , MG - BRASIL

Latitude: 22° S

Longitude: 44,149° O

Distância do ponto de ref.(21,947541° S; 44,189051° O): 7,2 km

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	5,33	5,67	4,79	4,26	3,66	3,49	3,62	4,53	4,67	4,88	4,83	5,36	4,59	2,18
Ângulo igual a latitude	22° N	4,84	5,41	4,9	4,77	4,45	4,46	4,53	5,32	4,95	4,76	4,46	4,81	4,81	0,97
Maior média anual	21° N	4,88	5,43	4,91	4,76	4,42	4,43	4,5	5,3	4,95	4,77	4,49	4,84	4,81	1,02
Maior mínimo mensal	22° N	4,84	5,41	4,9	4,77	4,45	4,46	4,53	5,32	4,95	4,76	4,46	4,81	4,81	0,97

Fonte: (CRESESB, 2018)

Na Figura 18, os dados são apresentados da seguinte maneira: em azul, é mostrada a maior irradiação diária média mensal, que nesse caso foi obtida no mês de fevereiro para todas as inclinações; em vermelho, a menor irradiação diária média mensal, que para inclinação de 0° N foi obtida no mês de junho e para as demais no mês de maio; em negrito, a irradiação diária média anual (Média) e a diferença entre a máxima e a mínima irradiação (Delta).

A orientação dos módulos deve ser direcionada à linha do equador para se obter uma operação adequada e eficiente. Portanto, em locais situados no hemisfério

Sul, como o caso em estudo, a face dos módulos deve ter uma orientação em direção ao Norte Verdadeiro. Já a inclinação dos módulos, deve ser igual ao ângulo da latitude local, pois o aproveitamento para geração de energia ao longo do ano neste caso é superior. Porém, variações de aproximadamente 10° em relação à latitude local, para mais ou para menos, não influenciam de forma significativa a geração anual de energia. Além disso, em casos de o local ser muito próximo da linha do equador, recomenda-se sempre uma inclinação mínima de 10° , para não dificultar a autolimpeza dos módulos (PINHO; GALDINO, 2014).

Sendo assim, para este projeto será escolhido o ângulo igual à latitude, que como visto na Figura 18, é de 22° N. A irradiação média diária anual para esta inclinação é de $4,81 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$.

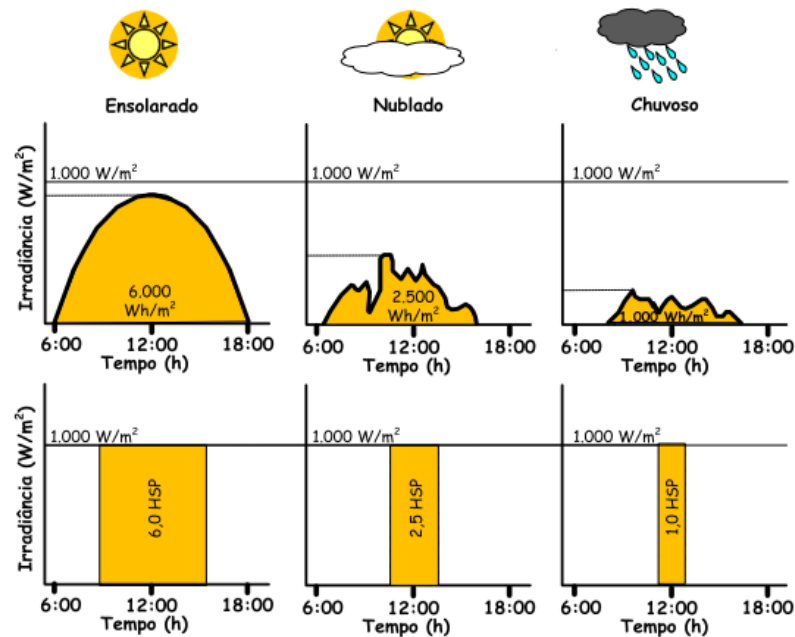
Para calcular a potência do painel, é necessário o valor de horas de sol pleno (HSP). Segundo Pinho e Galdino (2014), HSP é a quantidade de horas em que a irradiação solar permanece constante e igual a 1 kW/m^2 . Dessa maneira, a energia resultante é equivalente à irradiação no local, acumulada ao longo de um dia. A Figura 19 é um exemplo de como se calcula HSP.

Dessa maneira, HSP para esse estudo será de:

$$\text{HSP}_{\text{MA}} = \frac{4,81 [\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}]}{1 [\text{kW/m}^2]} = 4,81 [\text{h/dia}] \quad (8)$$

Esse valor, de $4,81 \text{ h/dia}$, será substituído na variável HSP_{MA} da Equação (9).

Figura 19 - Auxílio para compreensão de HSP.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

3.1.4 Taxa de desempenho

A Taxa de Desempenho (TD) ou em inglês, *Performance Ratio*, é uma porcentagem que define a relação entre o rendimento real do sistema e o rendimento esperado. Ou seja, demonstra a energia que estará disponível após as perdas intrínsecas do sistema pelo processamento de potência do mesmo. Quanto mais próximo a TD está de 100%, melhor é o desempenho (CARVALHO, 2011).

Dentre as diversas perdas envolvidas na operação do sistema, Antonioli (2015) ressalta as perdas por queda de tensão no cabeamento; sujeiras e sombreamentos nas superfícies dos painéis; temperatura operacional dos módulos; perdas de chaveamento e condução pela conversão CC/CA do inversor.

As radiações encontradas no Brasil, segundo Pinho e Galdino (2014), proporcionam uma TD entre 70 e 80% para sistemas conectados à rede sem sombreamento e com uma boa ventilação. Para o sistema em estudo, será considerada uma taxa de desempenho de 80%. Esse valor será substituído na variável TD da Equação (9).

3.1.5 Cálculo da potência de pico do gerador fotovoltaico

Através da Equação (9), disponível no Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos, pode-se calcular a potência do gerador fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{FV,p}(\text{kWp}) = \frac{E}{TD \times HSP_{MA}} \quad (9)$$

Onde:

$P_{FV,p}$ (kWp) - Potência de pico do gerador fotovoltaico;

E (kWh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSP_{MA} (h/dia) - Média diária anual das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico;

TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

Os valores obtidos nas seções anteriores, são:

- E=7,50 kWh/dia;
- HSP_{MA} = 4,81 h/dia;
- TD=0,8.

Substituindo esses valores na Equação (9), obtém-se a potência do sistema fotovoltaico que é de 1,95 kWp. Com base neste valor, serão escolhidos os painéis disponíveis no mercado brasileiro na próxima seção.

3.1.6 Escolha dos painéis solares

Os *sites* utilizados para a pesquisa de mercado dos painéis solares são da empresa NeoSolar e Minha Casa Solar. A escolha foi devido a essas empresas terem sido utilizadas como base de preços para outros estudos, como o de Deotti (2017) e Pereira (2012), por exemplo.

Foram pesquisados painéis com potência entre 200Wp e 295Wp. A Tabela 3 demonstra os painéis disponíveis para compra na data consultada.

Tabela 3 - Painéis solares disponíveis no mercado brasileiro.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Potência (Wp)	Preço à vista (R\$)	R\$/Wp
Canadian Solar	CS6K-275P	p-Si	275	557,07	2,0257
Canadian Solar	CS6K-280P	p-Si	280	566,37	2,0228
Globo Brasil	GBR260P	p-Si	260	743,07	2,8580
Yingli	YL280P-29b	p-Si	280	594,27	2,1224

Pelas pesquisas realizadas nesse trabalho os painéis da *Canadian Solar* são os que apresentaram um menor preço de mercado. Como entre os dois modelos, CS6K-275P e CS6K-280P, a diferença de preço é pequena, será levado em consideração a eficiência de cada módulo, que está representada na ficha de dados dos componentes na Figura 20.

Figura 20 - Especificações técnicas dos painéis Canadian Solar.**ELECTRICAL DATA | STC***

CS6K	265P	270P	275P	280P
Nominal Max. Power (Pmax)	265 W	270 W	275 W	280 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.6 V	30.8 V	31.0 V	31.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.66 A	8.75 A	8.88 A	8.95 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.7 V	37.9 V	38.0 V	38.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.23 A	9.32 A	9.45 A	9.52 A
Module Efficiency	16.19%	16.50%	16.80%	17.11%
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. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series or MC4 series
Per Pallet	27 pieces, 538 kg (1186.1 lbs)
Per Container (40' HQ)	756 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6K	265P	270P	275P	280P
Nominal Max. Power (Pmax)	195 W	198 W	202 W	206 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.2 V	28.3 V	28.5 V	28.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.92 A	7.00 A	7.08 A	7.14 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.1 V	35.3 V	35.4 V	35.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.45 A	7.53 A	7.63 A	7.69 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)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 2 °C

Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2018).

O módulo com o modelo CS6K – 280P apresenta uma eficiência de 17,11%, um pouco maior se comparado com a eficiência do modelo CS6K – 275P de 16,80%. Sendo assim, o módulo Canadian Solar CS6K – 280P será escolhido para o estudo.

Com a potência de pico do sistema e a potência de pico do módulo é possível, pela Equação (10), calcular a quantidade de módulos necessários para suprir todo o sistema:

$$N^{\circ}_{\text{módulos}} = \frac{\text{Potência de pico do sistema}}{\text{Potência de pico do módulo}} = \frac{1,95\text{kw}}{280\text{w}} = 6,96 \quad (10)$$

Portanto, o sistema será composto por 7 módulos Canadian Solar CS6K – 280P. Para obter a potência corrigida do sistema, basta multiplicar o número de módulos pela potência nominal de cada módulo individual. Logo, a nova potência de pico do sistema (P_{FV_p}), será de:

$$P_{\text{FV}_p}(\text{kWp}) = 7 \times 280 = 1,96 \quad (11)$$

3.2 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Com a potência do gerador fotovoltaico definida, é possível dimensionar o inversor para o sistema. Serão analisados o fator de dimensionamento do inversor, a máxima tensão do sistema para análise da quantidade de módulos que podem ser conectados em série e a corrente máxima c.c. do inversor para determinar o número máximo de fileiras série conectadas em paralelo.

A quantidade de módulos conectados em série deve resultar em tensões que obedeçam a faixa de operação do MPPT do inversor e operem em tensões maiores que de saída do terminal, já que cada braço de inversor trabalha analogamente como um conversor *Buck*.

3.2.1 Fator de dimensionamento do inversor

A potência de um gerador fotovoltaico, na prática, dificilmente se aproxima da sua potência nominal. Isso acontece devido a influência que alguns fatores como, a radiação solar incidente no plano do módulo e sua temperatura de operação, causam sobre sua produção de energia (MACÊDO, 2006).

Sendo assim, é possível subdimensionar o inversor em relação aos módulos fotovoltaicos. Com um inversor de menor capacidade e conseqüentemente um menor custo, a energia gerada torna-se mais barata, trazendo um melhor custo benefício. Neste contexto é que se insere o fator de dimensionamento do inversor no dimensionamento de um sistema fotovoltaico, que pode ser calculado pela Equação (12) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV,p}(kWp)} \quad (12)$$

Onde:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{Nca}(W)$ – Potência nominal em corrente alternada;

$P_{FV,p}(kWp)$ – Potência pico do gerador fotovoltaico.

Em um estudo feito por Macêdo (2006), notou-se que para um mesmo inversor, as perdas de produtividade ocorrem somente para valores de FDI inferiores a 0,6. Pinho e Galdino (2014), citam que através de análise de literatura valores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores devem estar em uma faixa de 0,75 a 0,85 para caso de subdimensionamento e um FDI máximo de 1,05 para o caso de sobredimensionamento do inversor.

3.2.2 Escolha do inversor

A escolha do inversor foi feita através de pesquisas de mercado nos mesmos sites citados na escolha dos painéis fotovoltaicos. Dentre os inversores disponíveis para compra imediata nas lojas *online*, o que apresenta um valor FDI mais adequado em relação aos citados na seção anterior é o inversor da fabricante Ecosolys, com potência de 2,0 kW. A Tabela 4 detalha os dados do inversor.

Tabela 4 - Inversor escolhido para o sistema fotovoltaico em estudo.

Fabricante	Modelo	Potência de pico (Wp)	Entrada MPPT	Preço à vista (R\$)
Ecosolys	ECO2000 PLUS	2000	1	2664,45

A Figura 21 mostra a ficha com os dados técnicos do inversor escolhido. Esses dados serão utilizados para as análises posteriores, onde será verificada a compatibilidade entre os painéis solares e o inversor escolhidos.

Figura 21 - Ficha técnica do inversor Ecosolys – ECOS 2000 PLUS.

Características Técnicas		
Dados de Entrada	Ecos 2000	Ecos 2000 plus
Potência fotovoltaica nominal	2000 W	3300 W
Tensão CC de partida	45 V	45 V
Máxima tensão CC	380V*	480 V
Corrente CC máxima	10 A	10 A
Faixa de operação MPPT	125~380V*	125~380 V
Quantidade de MPPT	1	1
Conector CC	Tipo MC4	Tipo MC4
Dados de Saída	Ecos 2000	Ecos 2000 plus
Potência nominal de saída	2000 W	2000 W
Máxima potência CA	2200 W	2200 W
Tensão nominal de saída	220 V	220 V
Corrente nominal de saída	9,0 A	9,0 A
Frequência nominal de saída	60 Hz	60 Hz
Eficiência	96,6%	96,6%
THD	<0,5%	<0,5%
Faixa de operação CA	7,5~62Hz ; 176~242Vca	7,5~62Hz ; 176~242Vca
Fator de potência	1	1
Conexão CA	Monofásica / bifásica	Monofásica / bifásica
Dados Gerais	Ecos 2000	Ecos 2000 plus
Dimensões (l x a x p)	315X345X150 mm	315X345X150 mm
Peso Líquido	9,3 Kg	9,3 Kg
Temperatura de operação	-20~55 °C	-20~55 °C
Montagem	Fixação na parede - acompanha suporte	
Grau de proteção	IP54**	
Topologia	Sem transformador	
Garantia	5 anos - consulte os termos de garantia	
Normas Brasileiras	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116	
Dispositivos de Proteção		
Anti-ilhamento		
Sobre/sub tensão		
Sobre/sub corrente		
Sobre/sub frequência		
Proteção contra sobrecarga		
Controle de potência ativa em sobrefrequência		
Proteção contra injeção de componente CC		
Proteção de temperatura		
Proteção contra inversão de polaridade		
Religamento automático fora de fase		

* Tensão máxima para os equipamentos com versão acima de 2000. Equipamentos com versão inferior possuem tensão máxima de 340 V.
 ** De acordo com a norma ABNT NBR IEC 60529:2017.

Fonte: (ECOSOLYS, 2018)

3.2.3 Tensão de entrada do inversor

Como a tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série, deve-se verificar a quantidade máxima de módulos associados de maneira que a tensão resultante não ultrapasse a máxima tensão C.C. de entrada

do inversor. Isto para garantir que os parâmetros elétricos não excedam os estipulados pelo fabricante. Como a temperatura é inversamente proporcional à tensão do sistema, a máxima tensão ocorrerá em baixas temperaturas. Isso acontece quando o sistema ainda está em circuito aberto (V_{oc}) no período de inverno, ao nascer do sol, por exemplo, ou até mesmo por uma falha na rede que ocasiona a desconexão do sistema deixando os módulos em circuito aberto (PINHO; GALDINO, 2014).

Na ficha de dados dos painéis, o fabricante fornece somente a V_{oc} nas condições de teste padrão. Para obter o valor da tensão de circuito aberto na menor temperatura de operação prevista (V_{ocTmin}), deve-se utilizar a Equação (13) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$V_{oc}(T) = Voc_{stc} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (13)$$

Onde:

Voc_{stc} – Tensão de circuito aberto nas condições de teste padrão;

β – Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura;

T – Temperatura de operação do módulo.

Dos dados fornecidos pela fabricante dos módulos, tem-se que o valor de β é de $-0,31\%/^{\circ}C$ e Voc_{stc} é de $38,2V$. A temperatura mínima de operação dos módulos será considerada igual a temperatura ambiente mínima do local de estudo. Consultando o *site* Clima Tempo, a temperatura mínima média registrada em Bom Jardim de Minas – MG nos últimos 30 anos é de $12^{\circ}C$. Substituindo esses valores na Equação (13), obtém-se V_{ocTmin} de $39,74V$.

A quantidade máxima de módulos conectados em série, pode ser calculada pela Equação (14).

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{máx} \quad (14)$$

Onde:

$V_{ocTmin}(V)$ – Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista;

$Vi_{máx}(V)$ – Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;

Logo, podem ser conectados no máximo 12 módulos em série, já que $V_{i_{máx}}$ segundo os dados da ficha técnica é igual a 480V e $V_{oc_{Tmín}}$ obtido pela Equação (13) é de 39,74V.

Além disso, a quantidade de módulos conectados em série, também devem obedecer a faixa de operação MPPT do inversor. Para essa análise, é utilizada a Equação (15).

$$\frac{V_{i_{SPPMmín}}}{V_{mp_{Tmáx}}} < N^{\circ} \text{módulos_série} < \frac{V_{i_{SPPMmáx}}}{V_{mp_{Tmín}}} \quad (15)$$

Onde:

$V_{i_{SPPMmín}}$ (V) - Mínima tensão c.c. de operação do MPPT do inversor;

$V_{i_{SPPMmáx}}$ (V) - Máxima tensão c.c. de operação do MPPT do inversor;

$V_{mp_{Tmín}}$ (V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

$V_{mp_{Tmáx}}$ (V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

$V_{mp_{Tmáx}}$ e a $V_{mp_{Tmín}}$ devem ser calculadas para as temperaturas máximas e mínimas, respectivamente, previstas na operação dos módulos. Este cálculo pode ser feito substituindo os parâmetros referentes à tensão de circuito aberto (V_{oc}), pelos da tensão de máxima potência (V_{mp}) na Equação (13) (PINHO; GALDINO, 2014). Dos valores fornecidos pela ficha de dados do painel, temos que a tensão de máxima potência em condições de teste padrão ($V_{mp_{stc}}$) é de 31,30V. Já as temperaturas de operação mínima e máxima são de 12 °C e 80 °C, respectivamente. Logo, o valor de $V_{mp_{Tmín}}$ é de 32,56V e $V_{mp_{Tmáx}}$ de 25,96V.

Com isso, tendo em vista que os valores de $V_{i_{SPPMmín}}$ e $V_{i_{SPPMmáx}}$ do inversor são de 125V e 380V respectivamente, substituindo na Equação (15) esses valores e os valores de $V_{mp_{Tmín}}$ e $V_{mp_{Tmáx}}$ obtidos anteriormente, a quantidade de módulos conectados em série deve estar entre 5 e 11.

3.2.4 Corrente de entrada do inversor

A máxima corrente C.C de entrada no inversor, também deve ser respeitada. Para isso, calcula-se a quantidade de fileiras que os módulos em série podem formar na Equação (16), ou seja, as possíveis associações em paralelo que não ultrapassem o limite de corrente da entrada do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N^{\circ} \text{ series FV}_{\text{paralelo}} = \frac{i_{\text{máx}}}{I_{\text{SC}}} \quad (16)$$

Onde:

$i_{\text{máx}}$ (A) – Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

I_{SC} (A) – Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico nas STC.

Os valores de $i_{\text{máx}}$ e I_{SC} são extraídos da folha de dados do inversor e dos painéis, tendo valores de 10A e 9,52A, respectivamente. Com isso, é possível formar apenas uma fileira nesse caso.

A Tabela 5 apresenta um resumo com os resultados obtidos na verificação de compatibilidade entre os módulos e o inversor.

Tabela 5 – Resultados obtidos na verificação de compatibilidade entre os módulos e o inversor.

Número máximo de módulos conectados em série	12
Intervalo de módulos conectados em série que obedece a faixa de operação MPPT do inversor	Mín - 5
	Máx - 11
Quantidade de fileiras que os módulos em série podem formar	1

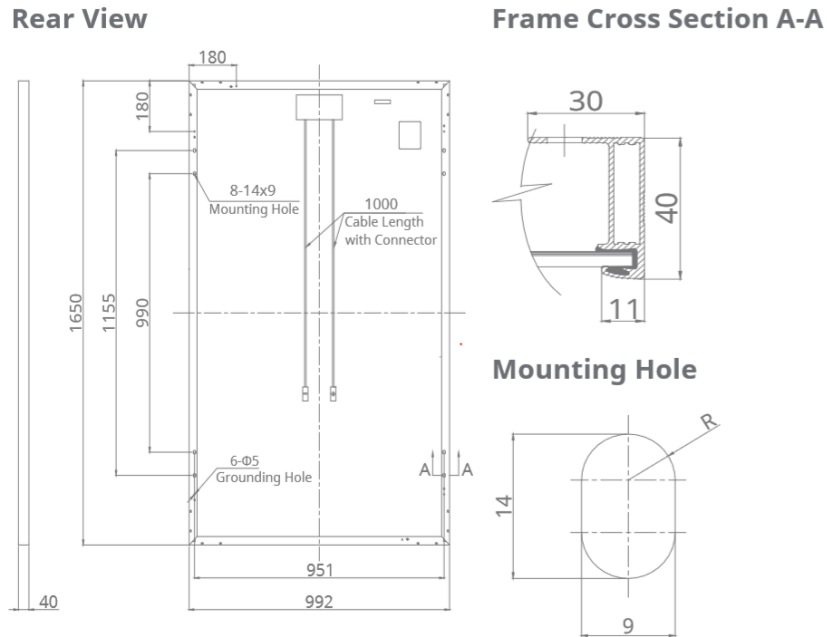
Como o sistema será composto por 7 módulos CanadianSolar CS6K-280P, e esse número obedece aos valores calculados, a disposição do sistema será de todos esses módulos conectados em série, formando somente uma fileira.

3.3 ÁREA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS

As dimensões dos módulos são indicadas na ficha técnica e representas na Figura 22.

Figura 22 - Dimensões do módulo CanadianSolar CS6K-280P.

ENGINEERING DRAWING (mm)



Fonte: (CANADIANSOLAR, 2018).

Sendo assim, a área aproximada ocupada pelos 7 módulos está representada na Tabela 6.

Tabela 6 - Área aproximada ocupada pelos módulos.

Módulo	Quantidade	Comprimento (m)	Largura (m)	Área (m ²)
Canadian Solar CS6K-280P	7	1,65	0,992	11,4576

Analisando o projeto arquitetônico da edificação, verificou-se que a área de telhado disponível para instalação dos módulos é de 250,55 m². Portanto, é uma área suficiente para atender a instalação e para possível expansão do sistema futuramente.

3.4 GERAÇÃO ESTIMADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para obter a geração estimada do sistema fotovoltaico, pode-se utilizar a Equação (17), que também foi utilizada por Torres (2012) em seu estudo.

$$E_g = D \times P_{FV} \times HSP_{MA} \times TD \quad (17)$$

Onde:

E_g (kWh) – Energia mensal produzida;

D – Número de dias no mês

P_{FV} (kWp) - Potência de pico do gerador fotovoltaico;

HSP_{MA} (h/dia) - Média diária das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico;

TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

Esta equação, como pode-se observar, é uma adaptação da Equação (9), onde a variável E (consumo diário médio anual da edificação ou fração deste), é substituída pela variável E_g (energia mensal produzida). Além disso, é inserida a variável D (número de dias do mês) para obter a geração mensal, já que a variável HSP_{MA} , é uma média diária da irradiação solar incidente nos painéis.

Com a potência instalada do sistema definida pela Equação (11), a taxa de desempenho (TD) obtida na seção 4.1.4, e a irradiação diária média mensal disponível na Figura 18, foi calculada a geração mensal estimada pelo sistema na Tabela 7.

Tabela 7 - Produção mensal estimada do gerador fotovoltaico.

Mês/Ano	Dias	Potência Instalada (kWp)	TD	HSP (h/dia)	Energia mensal produzida (kWh)
Janeiro	31	1,96	0,8	4,84	235,26
Fevereiro	28			5,41	237,52
Março	31			4,90	238,18
Abril	30			4,77	224,38
Maio	31			4,45	216,31
Junho	30			4,46	209,80
Julho	31			4,53	220,19
Agosto	31			5,32	258,59
Setembro	30			4,95	232,85
Outubro	31			4,76	231,37
Novembro	30			4,46	209,80
Dezembro	31			4,81	233,80
Total					2748,06
Média					229,01

3.4.1 Comparação entre geração e consumo

A Tabela 8 é uma comparação entre o consumo e a geração durante o período de um ano, onde fica detalhado o sistema de compensação de energia elétrica definido pela REN nº 482 de 2012 da ANEEL. Além disso, compara as faturas com e sem o sistema fotovoltaico (SF) instalado. Como é apenas uma comparação simples, não foram considerados os impostos incidentes no preço da tarifa. Sendo assim, consultando o site da CEMIG, o valor da tarifa sem os impostos, considerando como bandeira tarifária a bandeira verde e o tipo de consumidor B3, é de 0,58684 R\$/kWh. Uma análise mais elaborada será feita no próximo capítulo, considerando os 25 anos de vida útil do sistema.

Tabela 8 - Comparação entre fatura com e sem o sistema fotovoltaico instalado.

Mês	Cons. (kWh)	Energia mensal produz. (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Cons. faturado (kWh)	Fatura sem SF (R\$)	Fatura com SF (R\$)	Diferença (R\$)
Jan	256	235,26	0,00	50,00	150,23	29,34	120,89
Fev	254	237,52	0,00	50,00	149,06	29,34	119,72
Mar	257	238,18	0,00	50,00	150,82	29,34	121,48
Abr	298	224,38	0,00	73,62	174,88	43,20	131,68
Mai	312	216,31	0,00	95,69	183,09	56,16	126,94
Jun	229	209,80	0,00	50,00	134,39	29,34	105,04
Jul	301	220,19	0,00	80,81	176,64	47,42	129,22
Ago	373	258,59	0,00	114,41	218,89	67,14	151,75
Set	325	232,85	0,00	92,15	190,72	54,08	136,64
Out	211	231,37	20,37	50,00	123,82	29,34	94,48
Nov	287	209,80	0,00	56,83	168,42	33,35	135,07
Dez	228	233,80	5,80	50,00	133,80	29,34	104,46
Total	3331	2748,06	-	-	1954,76	477,40	1477,37

Pode-se observar que o valor economizado durante um ano é de R\$ 1477,37. Em outubro, houve um crédito acumulado de 20 kWh que foi utilizado no mês de novembro. Já em dezembro, foi gerado um crédito acumulado de 5,80 kWh que poderá ser utilizado nos próximos meses do ano seguinte em que for necessário.

4 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Com a análise de investimento será possível obter a viabilidade econômica do sistema projetado, bem como o tempo do retorno financeiro que esse proporcionará. Para isso, foram considerados diversos fatores que influenciam diretamente nessa análise, que serão detalhados a seguir.

4.1 CUSTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

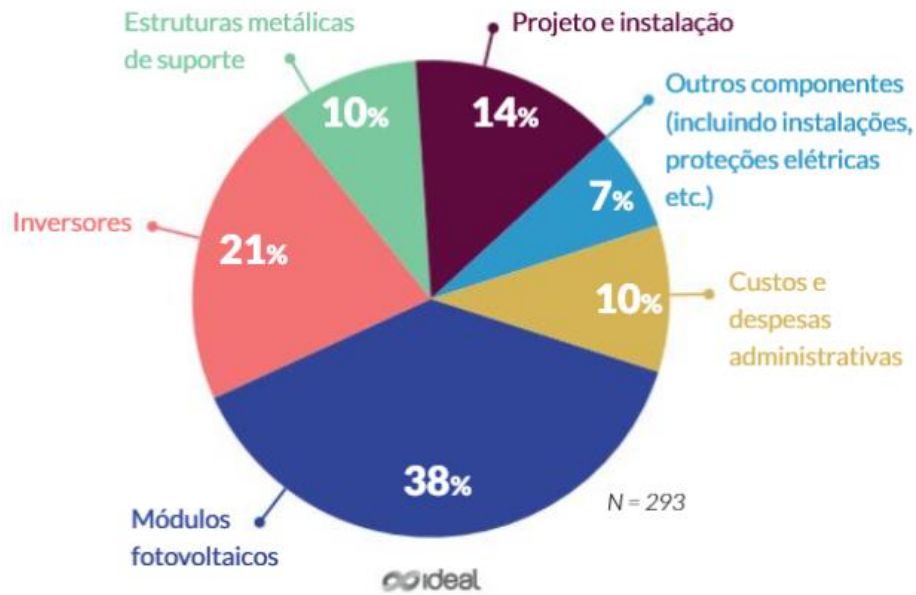
A Tabela 9 apresenta o custo unitário e total dos componentes e sua representação em porcentagem perante a todo sistema.

Tabela 9 - Custo unitário e total dos componentes do sistema fotovoltaico.

Componente	Quant.	Valor unit. (R\$)	Valor total (R\$)	Represe. (%)
Painel solar Canadian Solar CS6K – 280P	7	R\$ 566,37	R\$ 3.964,59	35%
Inversor Ecosolys ECO2000 PLUS	1	R\$ 2.664,45	R\$ 2.664,45	24%
Estrutura metálica de suporte	7	R\$ 160,51	R\$ 1.123,57	10%
Projeto e instalação	-	R\$ 1.572,99	R\$ 1.572,99	14%
Custos e despesas administrativas	-	R\$ 1.123,57	R\$ 1.123,57	10%
Outras despesas (incluindo instalações, proteções elétricas e etc.)	-	R\$ 786,50	R\$ 786,50	7%
Valor total (R\$)			R\$ 11.235,66	100%

No capítulo 3 foi detalhada a forma como foram escolhidos os módulos e o inversor, bem como o custo de cada componente. Já os valores da estrutura metálica de suporte, projeto, instalação, despesas administrativas e outras despesas foram estimados segundo uma pesquisa feita no início de 2018 pelo Instituto IDEAL e a AHK-RJ, que contatou 359 empresas no mapa de empresas do setor fotovoltaico do Programa América do Sol. E concluiu, de acordo com a Figura 23, a representatividade de cada componente do sistema e outros gastos de forma aproximada, justificando os valores da Tabela 9.

Figura 23 - Composição do custo total de um sistema fotovoltaico.



Fonte: (AHK-RJ; IDEAL, 2018)

4.2 VARIAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

Como a tarifa depende de variações climáticas e fatores políticos, é complexo determinar com precisão sua taxa de variação durante os 25 anos do estudo.

Sendo assim, foram formuladas duas possíveis considerações consultando os dados disponíveis no *site*¹ da ANEEL em relação ao preço médio das tarifas – com os tributos (PIS, ICMS e Cofins) e o adicional de bandeiras tarifárias incluídos e não contém o CIP – dos últimos 10 anos da distribuidora CEMIG-D, para classe comercial (Grupo B3).

- 1ª consideração: Em 2013, o preço médio da tarifa era de 0,43549 R\$/kWh e em 2018 é de 0,7492 R\$/kWh. Calculando a taxa de variação percentual anual desse período, obtém-se em média um aumento de 11,46% ao ano. Partindo da premissa de que o futuro próximo tende a comparar-se com o passado próximo, esse será o ajuste anual considerado na tarifa nos 10 primeiros anos do estudo;
- 2ª consideração: Em 2008, o preço médio da tarifa era de 0,49301 R\$/kWh e em 2018 é de 0,7492 R\$/kWh. Calculando a taxa de variação anual desse

¹ Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 15 de novembro de 2018.

período, obtém-se em média um aumento de 4,27% ao ano. Partindo da premissa de que a longo prazo tudo se estabilize como no passado mais distante, esse será o ajuste anual considerado na tarifa nos últimos 15 anos do estudo.

4.3 REDUÇÃO DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Os fabricantes de módulos garantem que ao final dos 25 anos os seus produtos terão no mínimo uma produção de 80% da potência nominal, o que atende aos padrões internacionais de teste.

Esta redução será levada em consideração, pois ela acarretará em uma diminuição da produção em 0,8% ao ano, que influenciará na análise final do projeto.

4.4 CUSTO ANUAL DE OPERAÇÃO

De acordo com os fabricantes dos painéis, quando operados em condições normais possuem uma vida útil de 25 anos. Embasado nesse quesito será adotado o mesmo período de operação por vias de praticidade.

Já os inversores de acordo com a literatura e a garantia dos fabricantes, possuem uma vida útil de 10 a 15 anos. Portanto, em uma análise de 25 anos será necessária a troca do inversor pelo menos uma vez, realizada após 15 anos de operação. Em relação ao preço, se adota um critério mais conservador, utilizando o mesmo valor do ano da realização do projeto pelo motivo da indeterminação de seu custo daqui 15 anos, e que provavelmente estará mais acessível pela evolução do mercado.

Além da troca do inversor, é verificado também custos de manutenção como limpeza dos módulos e eventuais trocas de cabos e conexões. Conforme utilizado no estudo da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2012), será considerado um valor de custo e operação do sistema de 1% do valor total investido.

Este custo com operação será levado em consideração como um custo anual, e para esta análise é preciso fazer seu reajuste. Perante o cenário político e a crise que o país enfrenta optou-se por analisar a variação da inflação por um período de 20 anos. De acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), foi constatado uma variação média de 6,63% ao ano.

4.5 FLUXO DE CAIXA

Por parâmetros de praticidade será feito uma análise do fluxo de caixa em dimensões anuais, considerando um horizonte de 25 anos, que é a vida útil do sistema. A entrada do fluxo de caixa é dada pelo valor da energia gerada do SFCR, o qual é descontado no consumo. A saída do fluxo de caixa considerado no ano 0 foi apenas o custo de aquisição do sistema. Nos próximos anos serão considerados apenas gastos de operação e manutenção e o gasto com a substituição do inversor que foi determinado para o ano 15.

Vale destacar que o custo de disponibilidade do sistema não foi considerado na saída do fluxo, visto que este valor é fixo e será pago independente do sistema fotovoltaico, não sendo assim um custo direto ao investimento.

Em relação a taxa mínima de atratividade (TMA), fazendo uma análise dos últimos 10 anos do rendimento da poupança podemos observar que ela variou em torno de 7% ao ano. Portanto, adotando um papel mais conservador aderindo a uma rentabilidade que exceda a poupança, foi adotado uma TMA de 12% ao ano.

Está apresentado na Tabela 10 de forma resumida todos os dados que serão utilizados para análise de investimento e para reprodução do fluxo de caixa.

Tabela 10 – Resumo dos dados utilizados para a análise de investimento.

TARIFA DE ENERGIA	
Valor da tarifa com impostos (PIS, CONFIS e ICMS)	R\$ 0,7492
Ajuste anual para os primeiros 10 anos	11,46%
Ajuste anual para os últimos 15 anos	4,27%
SISTEMA DE COMPENSAÇÃO	
Produção de Energia Elétrica Anual do SFCR	2748,06 kWh
Consumo de Energia Elétrica Anual da Residência	3331 kWh
Redução da Produção de Energia Elétrica Anual	0,80%
CUSTO DE INVESTIMENTO	
Custo de aquisição de todo SFCR	R\$ 11.235,66
Custo da Substituição do Inversor - Mesmo custo atual	R\$ 2.664,45
Data de Substituição do Inversor - Valor típico da literatura	15 anos
Custos de Operação e Manutenção - 1% do valor investido	112,36
Reajuste Anual sobre o custo de operação - IPCA (20 anos)	6,63%
Taxa Mínima de Atratividade - Poupança (10 anos) + margem	12%

Tabela 11 – Fluxo de caixa do projeto em estudo.

ANO	SAÍDA (R\$)	ENERGIA PRODUZIDA (KWh)	ENERGIA CONSUMIDA (KWh)	VALOR DA TARIFA DE ENERGIA (R\$/KWh)	ECONOMIA (R\$)	FLUXO DE CAIXA SIMPLES (R\$)	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO (R\$)	PAYBACK SIMPLES (R\$)	PAYBACK DESCONTADO (R\$)
0	-11.235,66					-11.235,66	-11.235,66	-11.235,66	-11.235,66
1	-112,36	2.748,06	3.331	0,7492	2.058,85	1.946,49	1.737,94	-9.289,17	-9.497,72
2	-119,81	2.726,08	3.331	0,8638	2.354,78	2.234,98	1.781,71	-7.054,19	-7.716,01
3	-127,75	2.704,27	3.331	0,9784	2.645,85	2.518,11	1.792,34	-4.536,09	-5.923,67
4	-136,22	2.682,63	3.331	1,093	2.932,12	2.795,90	1.776,84	-1.740,19	-4.146,83
5	-145,25	2.661,17	3.331	1,2076	3.213,63	3.068,38	1.741,08	1.328,19	-2.405,75
6	-154,88	2.639,88	3.331	1,3222	3.490,45	3.335,57	1.689,90	4.663,77	-715,84
7	-165,15	2.618,76	3.331	1,4368	3.762,64	3.597,49	1.627,32	8.261,26	911,48
8	-176,10	2.597,81	3.331	1,5514	4.030,25	3.854,15	1.556,63	12.115,41	2.468,11
9	-187,77	2.577,03	3.331	1,666	4.293,33	4.105,56	1.480,51	16.220,97	3.948,61
10	-200,22	2.556,41	3.331	1,7806	4.551,95	4.351,73	1.401,14	20.572,69	5.349,75
11	-213,50	2.535,96	3.331	1,8233	4.623,82	4.410,32	1.267,86	24.983,02	6.617,61
12	-227,65	2.515,68	3.331	1,866	4.694,25	4.466,60	1.146,46	29.449,62	7.764,08
13	-242,75	2.495,55	3.331	1,9087	4.763,26	4.520,51	1.035,98	33.970,13	8.800,06
14	-258,84	2.475,59	3.331	1,9514	4.830,86	4.572,02	935,53	38.542,15	9.735,59
15	-2.940,45	2.455,78	3.331	1,9941	4.897,07	1.956,62	357,47	40.498,77	10.093,06
16	-294,30	2.436,13	3.331	2,0368	4.961,92	4.667,62	761,39	45.166,39	10.854,45
17	-313,81	2.416,65	3.331	2,0795	5.025,41	4.711,60	686,22	49.877,99	11.540,66
18	-334,62	2.397,31	3.331	2,1222	5.087,58	4.752,96	618,07	54.630,95	12.158,74
19	-356,80	2.378,13	3.331	2,1649	5.148,42	4.791,62	556,34	59.422,57	12.715,08
20	-380,46	2.359,11	3.331	2,2076	5.207,97	4.827,51	500,45	64.250,08	13.215,53
21	-405,68	2.340,24	3.331	2,2503	5.266,23	4.860,55	449,89	69.110,63	13.665,42
22	-432,58	2.321,51	3.331	2,293	5.323,23	4.890,65	404,18	74.001,28	14.069,60
23	-461,26	2.302,94	3.331	2,3357	5.378,98	4.917,72	362,87	78.919,00	14.432,46
24	-491,84	2.284,52	3.331	2,3784	5.433,50	4.941,66	325,57	83.860,66	14.758,03
25	-524,45	2.266,24	3.331	2,4211	5.486,80	4.962,35	291,90	88.823,01	15.049,93

De acordo com este fluxo de caixa, a partir das economias geradas pela geração de energia pelo SFCR, o investimento obtém um retorno em 6 anos e 5 meses, um prazo curto em relação a TMA adotada.

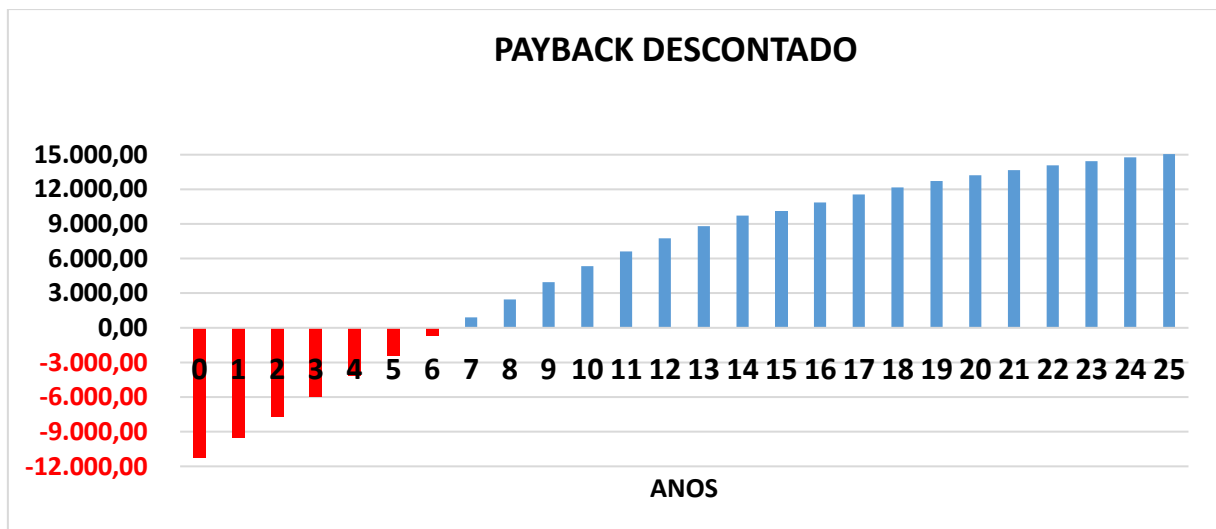
Em relação à taxa interna de retorno (TIR), o resultado ficou em 25,53%, um valor um pouco mais que duas vezes a TMA e que não é um retorno encontrado facilmente em fundos de investimento conservadores, como por exemplo a poupança.

No que se refere ao lucro ou economia acumulada pela energia gerada ao longo dos 25 anos, obteve um valor presente líquido (VPL) de R\$ 15.049,93, valor este que torna o projeto viável já que obedece às condições apresentadas no capítulo 2, onde definiu-se que para um VLP maior ou igual a zero aceita-se o projeto.

Vale ressaltar que o sistema foi projetado descontando o mínimo cobrado para disponibilidade do sistema, mas como temos uma queda de geração de 0,8% ao ano, em um certo momento a energia produzida será inferior ao teto em que o proprietário pagaria apenas o mínimo, entretanto foi analisado apenas a economia gerada pelo sistema não considerando este excedente.

A Figura 24 apresenta o *payback* descontado para uma melhor visualização.

Figura 24 – *Payback* descontado.



5 CONCLUSÃO

Com a Resolução Normativa ANEEL-REN nº 482/2012, o consumidor brasileiro obteve maiores oportunidades para gerar sua própria energia através de fontes renováveis. A partir disso e as diversas medidas tomadas a favor da geração distribuída no Brasil, o número de conexões aumentou significativamente nos últimos anos. Como o Brasil tem um grande potencial de irradiação solar médio anual e os preços dos equipamentos utilizados para geração fotovoltaica estão cada vez mais acessíveis, esse tipo de geração representa 99% das conexões de geração distribuída no país com uma potência instalada equivalente a 82% do total.

Neste contexto, o desenvolvimento do presente trabalho teve como objetivo um estudo de caso para a realização do projeto e a análise econômica para instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma unidade comercial situada na cidade de Bom Jardim de Minas – MG. Visto que o sistema *off grid* necessita de um alto investimento inicial para sua instalação devido ao banco de baterias, não foi inicialmente cogitado para análise.

De acordo com os resultados obtidos nos cálculos, foi feita uma pesquisa no mercado brasileiro onde foram escolhidos o módulo Canadian Solar CS6K – 280P e o inversor da fabricante Ecosolys - modelo ECO2000 PLUS, com potência de 2,0 kW para compor o sistema. Após a escolha, ainda foi verificada a compatibilidade entre os componentes, onde ficou definido um arranjo com 7 módulos conectados em série ligados ao inversor. A área de telhado disponível da edificação é de 250,55 m², o que possibilita a instalação do sistema e ainda permite uma possível expansão futuramente.

Pode-se destacar que para análise econômica existem diversas variáveis que podem influenciar de forma positiva ou negativa. São fatores indecifráveis, já que a economia é muito dinâmica e sofre alterações por diversos fatores a todo momento. Sendo assim, foram adotadas algumas premissas referente a decisão para essa análise.

O projeto demonstrou um custo de investimento de R\$ 11.235,66. A partir do fluxo de caixa feito, obteve-se um valor presente líquido (VPL) de R\$ 15.49,93, e uma taxa interna de retorno de 25,53% considerando uma taxa mínima de atratividade de 12% ao ano. Tais valores referem-se ao custo de oportunidade do sistema fotovoltaico. Além disso, o retorno do investimento se dará em 6 anos e 5 meses,

tempo que pode ser considerado baixo frente à garantia dos equipamentos que ultrapassa este tempo, sendo o sistema ainda mais seguro.

Entretanto, avaliando a sensibilidade do VPL frente a uma variação da TMA de 7% comparando-se com a variação da poupança, de forma resumida, obteve-se um VPL de R\$ 30.754,97, se mostrando ainda mais atrativo o sistema e com um retorno de investimento de 5 anos e 6 meses.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHK-RJ; IDEAL. *O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica*. 5. ed. 2018. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2018_digital3>. Acesso em: 12 de novembro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa N° 414/2010*, Brasília, Brasil, 09 de setembro de 2010. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 12 de outubro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa N° 482/2012*, Brasília, Brasil, 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 22 de maio de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa N° 687/2015*, Brasília, Brasil, 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 22 de maio de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Cadernos Temáticos ANEEL, 2016a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Por Dentro da Conta de Luz*. 7ª edição, 2016b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa N° 786/2017*, Brasília, Brasil, 17 de outubro de 2017. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 22 de maio de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Unidades consumidoras com Geração Distribuída*. 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_ifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 19 de novembro de 2018.

ALBUQUERQUE, T. C., MALDONADO, M. U. e VAZ, C. R. Um levantamento da produção intelectual sobre energia solar fotovoltaica. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v.6, n.5, p. 915-939, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.5380/rber.v6i5.51334>>. Acesso em: 04 de outubro de 2018.

ANTONIOLLI, A.F.G. *Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil*. Dissertação de mestrado. Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/156738>>. Acesso em: 15 de outubro de 2018.

CARNEIRO, J. *Módulos Fotovoltaicos - Características e Associações*. Universidade do Minho, Guimarães, 2010.

CARVALHO, A. L. C. *Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas*. 2014. 99p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1083M.PDF>>. Acesso em: 08 de outubro de 2018.

CARVALHO, D. M. S. *Análise e Caracterização Energética de Sistemas Fotovoltaicos de Baixa Potência com Ligação à Rede Elétrica*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/61319/1/000148388.pdf>>. Acesso em: 15 de de outubro de 2018.

CARVALHO, M. et al. *Análise do crescimento da geração distribuída: estudo de caso do Brasil com ênfase no estado de Minas Gerais*. *Revista de Engenharia e Tecnologia*, v.10, n.4, p.169-183, Abr/2018.

CEMIG. *ND-5.30: Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão*. Belo Horizonte. 2018.

CEMIG. *Bandeiras tarifárias*. 2018. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/Bandeiras_tarifarias.aspx>. Acesso em: 20 de novembro de 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. *Tutorial Energia Solar: Princípios e Aplicações*. 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutoriais>. Acesso em: 15 de novembro de 2018.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. *Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico*. Rio de Janeiro, 2018.

DEOTTI, L. M. P. *Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto*. 2017. 190p. Monografia (Curso de Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2017. Disponível em: <http://www.ufjf.br/eletrica_energia/files/2016/11/TCC_LucasDeotti.pdf>. Acesso em: 08 de outubro de 2018.

DIAS, M. V. X. *Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras*. 2005. 143p. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005. Disponível em: <<https://saturno.unifei.edu.br/bim/0029506.pdf>>. Acesso em: 20 de maio de 2018.

ELY, F.; SWART, J. W. *Energia solar fotovoltaica de terceira geração. O Setor Elétrico*, ed. 105, pp 138-139, 2014. Disponível em: <<http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/energia-solar-fotovoltaica-terceira-geracao.pdf>>. Acesso em 20 de outubro de 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

IMHOFF, J. Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007. 146 f. Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8608/JOHNINSONIMHOFF.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 24 de setembro de 2018.

LACCHINI, C. *Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica*. 2017. 154p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/181239>>. Acesso em: 31 de outubro de 2018.

MACÊDO, W. N. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. São Paulo, 2006. 201p. Tese (Doutorado em Energia) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/pt-br.php>>. Acesso em: 25 de outubro de 2018.

MACHADO, C. T., MIRANDA, F. S. *Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão*. Revista Virtual de Química, Niterói-RJ, v. 7, n. 1, p. 126-143, Janeiro-Fevereiro 2015. Disponível em: <<http://rvq-sub.sbq.org.br/index.php/rvq/article/view/664>>. Acesso em: 04 de outubro de 2018.

MACHADO, M. A. *A utilização do sistema de microgeração de energia no Brasil: uma análise da geração distribuída e do sistema net metering*. 2017. 75p. Monografia (Bacharel em Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande, 2017. Disponível em: <<http://www.repositorio.furg.br/bitstream/handle/1/7604/Marcelo.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 22 de maio de 2018.

MELO, F. C. *Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a Resolução Normativa 482 da Aneel*. Dissertação (Mestrado em Ciências). Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, 2014. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14560>>. Acesso em: 12 de dezembro de 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. *Brasil lança programa de geração distribuída com destaque para energia solar*, 15 de dezembro de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 22 de maio de 2018.

MIRANDA, J. B. *Engenharia Econômica*. Palhoça: Unisul Virtual. 149 p. 2011. Disponível em: <<http://pergamum.unisul.br/pergamum/pdf/restrito/000003/00000363.pdf>>. Acesso em: 11 de novembro de 2018.

NOGUEIRA, P. C. *Análise da inserção de geração solar fotovoltaica em grandes consumidores do Rio de Janeiro: um estudo de caso*. Rio de Janeiro, 2016. 112 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/29308/29308.PDF>>. Acesso em: 09 de novembro de 2018.

PEREIRA, Alisson Cruz. *Geração de Energia para Condomínio Utilizando Sistema Fotovoltaico Autônomo - Estudo de Caso em Edifício Residencial com Seis Pavimentos*. Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012. Disponível em: <<http://pos.demc.ufmg.br/novocecc/trabalhos/pg2/93.pdf>>. Acesso em: 16 de outubro de 2018.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

PUCCINI, C. E. *Matemática financeira e análise de investimentos*. Santa Catarina, 2012.

RÜTHER, R. *Edifícios Solares Fotovoltaicos*. 1 ed. Florianópolis – SC: LABSOLAR/UFSC, 2004. v. 1, 114p. Disponível em: <<http://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em: 24 de setembro de 2018.

TORRES, R. C. *Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais*. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.