

Fabrício Higo Monturil de Moraes
Oswaldo Augusto Vasconcelos de Oliveira Lopes da Silva
Albemerc Moura de Moraes
Fábio Rocha Barbosa

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Fundamentos para análise de
viabilidade técnico-econômica



EdUESPI

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

**Fundamentos para análise de
viabilidade técnico-econômica**

Fabrício Higo Monturil de Moraes
Oswaldo Augusto Vasconcelos de Oliveira Lopes da Silva
Albemerg Moura de Moraes
Fábio Rocha Barbosa

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

**Fundamentos para análise de
viabilidade técnico-econômica**



EdUESPI
2021



UNIVERSIDADE ESTADUAL DO PIAUÍ - UESPI

Evandro Alberto de Sousa
Reitor

Rosineide Candeia de Araújo
Vice-Reitora

Nayana Pinheiro Machado de Freitas Coelho
Pró-Reitora de Ensino de Graduação

Gustavo Oliveira de Meira Gusmão
Pró-Reitor Adj. de Ensino de Graduação

Ailma do Nascimento Silva
Pró-Reitora de Pesquisa e Pós-Graduação

Pedro Antônio Soares Júnior
Pró-Reitor de Administração

Geraldo Eduardo da Luz Júnior
Pró-Reitora Adj. de Administração

Raimundo Isídio de Sousa
Pró-Reitor de Planejamento e Finanças

Joseane de Carvalho Leão
Pró-Reitora Adj. de Planejamento e Finanças

Eliene Maria Viana de Figueirêdo Pierote
Pró-Reitora de Extensão, Assuntos Estudantis e Comunitários

Marcelo de Sousa Neto
Editor da Universidade Estadual do Piauí

Universidade Estadual do Piauí
Rua João Cabral, 2231 • Bairro Pirajá • Teresina-PI
Todos os Direitos Reservados



GOVERNO DO ESTADO DO PIAUÍ
UNIVERSIDADE ESTADUAL DO PIAUÍ - UESPI



José Wellington Barroso de Araújo Dias **Governador do Estado**
Maria Regina Sousa **Vice-governadora do Estado**
Evandro Alberto de Sousa **Reitor**
Rosineide Candeia de Araújo **Vice-Reitora**

Conselho Editorial EdUESPI

Marcelo de Sousa Neto **Presidente**
Algemira de Macedo Mendes **Universidade Estadual do Piauí**
Antonia Valtéria Melo Alvarenga **Academia de Ciências do Piauí**
Antonio Luiz Martins Maia Filho **Universidade Estadual do Piauí**
Fábio José Vieira **Universidade Estadual do Piauí**
Hermógenes Almeida de Santana Junior **Universidade Estadual do Piauí**
Josélia de Carvalho Leão **Universidade Estadual do Piauí**
Laécio Santos Cavalcante **Universidade Estadual do Piauí**
Orlando Maurício de Carvalho Berti **Universidade Estadual do Piauí**
Paula Guerra Tavares **Universidade do Porto - Portugal**
Pedro Vilarinho Castelo Branco **Universidade Federal do Piauí**
Raimunda Maria da Cunha Ribeiro **Universidade Estadual do Piauí**
Teresinha de Jesus Mesquita Queiroz **Academia Piauiense de Letras**

Marcelo de Sousa Neto **Editor**
Os autores **Revisão**
Wellington Silva **Diagramação**
Wellington Silva **Capa**
Editora Silva **Impressão**

Ficha elaborada pelo Serviço de Catalogação da Biblioteca Central da UESPI

E56	Energia solar fotovoltaica: fundamentos para análise de viabilidade técnica econômica / Fabrício Higo Monturil de Moraes ... [et al.]. - Teresina: EdUESPI, 2021.
	E book.
	ISBN: 978-65-88108-33-8
	1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Viabilidade econômica. 3. desempenho operacional. I. Moraes, Fabrício Higo Monturil de. II. Título.
	CDD: 621.47

Ficha Catalográfica elaborada pelo Serviço de Catalogação da Universidade Estadual do Piauí - UESPI
Nayla Kedma de Carvalho Santos (Bibliotecária) CRB 3ª Região/1188

Editora da Universidade Estadual do Piauí - EdUESPI

UESPI (*Campus Poeta Torquato Neto*)

Rua João Cabral, 2231 • Bairro Pirajá • Teresina-PI

Todos os Direitos Reservados

“Eu colocaria meu dinheiro na energia solar. Que fonte de energia! Espero que não precisemos esperar até que as reservas de petróleo e carvão se acabem, para então equipar-nos com esta alternativa.” (Tradução Livre)

Thomas Edison em conversa com Henry Ford e Harvey Firestone, em 1931.

PREFÁCIO

Diversos países ao redor do mundo estão buscando mudar sua matriz energética para garantir um desenvolvimento independente e sustentável. Considerando uma visão estratégica de desenvolvimento, as fontes energéticas de origem fóssil provocam a dependência dos países que utilizam desse recurso, estando sujeitos às relações e estabilidade socioeconômica das nações que possuem essas reservas. Ainda mais importante que os aspectos econômicos, podemos lembrar que os prejuízos oriundos da poluição de fontes energéticas fósseis causam desequilíbrio ambientais que podem ser estendidos a gerações. Sendo assim, a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética mundial vem sendo objeto de preocupações em todo o mundo. Muitos países (Europeus, EUA e Japão, principalmente) começaram a repensar a matriz energética interna a fim de garantir uma geração de energia mais limpa e que atenda o crescimento populacional. Uma ótima forma para conseguir isso é o uso de energias renováveis, que são energias limpas e podem ajudar a atender a demanda crescente por energia.

O Brasil, que é um país de proporções continentais dispõe uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, predominantemente por meio de hidrelétricas, sendo referência

mundial nessa tecnologia. Contudo, nos últimos anos o aumento de sua demanda energética e redução de chuvas vem colocando essa matriz energética cada vez mais em discussão, pois apesar de ser uma matriz energética barata após implementada, é um recurso energético que depende de precipitações regulares para preenchimento dos reservatórios grandes usinas. Com isso, a fim de contornar ciclos de redução pluviométricas utilizasse termelétricas, no intuito de complementar o suprimento de demanda energética. Contudo, essa estratégia prioriza a utilização de fontes que utilizam energia primária oriunda de combustíveis fósseis, sendo uma matriz energética cara e poluente, além de estar na contramão da matriz energética renovável e já consolidada no país.

Por tudo isso, a premência em diversificar a matriz energética é estratégico para o desenvolvimento socioeconômico brasileiro, priorizando a utilização de fontes energéticas renováveis e descentralizadas. E para isso, a energia solar mostra-se a mais viável, seja pela sua abundância em qualquer região do país, preço acessível e pelo fato de que todas as outras fontes renováveis e não renováveis derivam da energia solar.

Dentre as tecnologias de geração de energia elétrica a partir da energia solar, a energia fotovoltaica é notoriamente a mais acessível, pois está em franca expansão, seja em empreendimentos de geração distribuída ou concentrada. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) o número de sistemas instalados até agosto de 2021 no Brasil foi de 611.502 sistemas, sendo predominantemente de geração distribuída, sistemas residenciais, comerciais, rurais, industriais, poder público, serviço público e iluminação pública. Em levantamento feito pela ABSOLAR foi constatado 7.018,1MW de potência instalada no país sendo 2.921,7 MW atribuídos à sistemas de microgeração (até 75KW) e minigeração (maior que 75KW e menor ou igual

a 5MW). Acompanhado dessa expansão exponencial, há uma modernização constante das tecnologias utilizadas nesse mercado.

Sendo assim, tanto quanto a importância na mudança de matriz energética para o ambiente e a economia, também deve coexistir a essas demandas a socialização dessas tecnologias, o que torna premente a formação de mão de obra especializada para a implementação, manutenção, operação e desenvolvimento de novas soluções tecnológicas.

O primeiro passo para a formação especializada está respaldado na fundamentação, pois de nada vale literaturas que tratam de tecnologias e suas aplicações se a fundamentação não for adequadamente consolidada e essa obra procura atender tal demanda, já que aborda Noções de Geometria Solar, Aplicações da Energia Solar, Tecnologia Solar Fotovoltaica, Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica e Análise de Viabilidade Técnico-Econômica seguida de um Estudo de Caso de um dos primeiros Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede implementados no estado do Piauí.

Por tudo isso, esse livro é uma literatura obrigatória para cursos técnicos, universidades e entusiastas do setor, já que sua didática simples, objetiva e muito bem conduzida abordada os aspectos mais importantes na implementação de tecnologias de empreendimentos de geração de energia elétrica fotovoltaica.

Juan de Aguiar Gonçalves

Professor do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual do Piauí (UESPI), Líder do Grupo Interdisciplinar de Pesquisa em Energias Renováveis e Tecnologias Sociais (GIPERTS) e Coordenador do Núcleo de Formação e Pesquisa em Energias Renováveis do Piauí (NUFPERPI).

APRESENTAÇÃO

O presente livro, intitulado “Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos para análise de viabilidade técnico-econômica”, é fruto de uma dissertação de mestrado, que foi realizada entre 2016 e 2018, no Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Piauí (UFPI). A pesquisa “Desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos instalados em instituições de ensino *multicampi*”, teve como objetivo principal avaliar o primeiro ano de operação do sistema fotovoltaico instalado no *campus* Floriano do Instituto Federal do Piauí (IFPI), frente a aspectos técnicos e econômicos, de modo a fornecer subsídios para os gestores das instituições de ensino de caráter *multicampi* analisarem a viabilidade técnico-econômica da replicação de sistemas fotovoltaicos.

Com caráter técnico e científico, o livro está organizado em oito capítulos, sendo os sete primeiros destinados a fornecer os fundamentos necessários para o entendimento da tecnologia solar fotovoltaica e das ferramentas necessárias para a realização de análises de viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos. Inicialmente é feita uma contextualização do uso da energia solar fotovoltaica como uma das opções mais promissoras

dentre as diversas fontes alternativas para o desenvolvimento de um sistema sustentável de geração de eletricidade.

Na sequência, são apresentados os conhecimentos necessários para o entendimento da energia solar e algumas de suas principais aplicações. Dando enfoque especial à energia solar fotovoltaica, são apresentados os principais conceitos e fundamentos da tecnologia e as principais configurações utilizadas. Também são apresentados os principais parâmetros utilizados para a avaliação de desempenho operacional e monitoramento de sistemas fotovoltaicos, além das principais métricas utilizadas em estudos econômicos.

Ao final são apresentados os resultados do estudo realizado no sistema fotovoltaico do *campus* Floriano do IFPI, que estão descritos no artigo intitulado “*Technical-Economic Analysis of the First Mini-generation Photovoltaic System of Piauí, Brazil*”, e que foi publicado no periódico científico *IEEE Latin America Transactions*, em seu volume 17, número. 10, em outubro de 2019, com o intuito de exemplificar a aplicação dos conhecimentos trazidos nos capítulos anteriores.

SUMÁRIO

ABREVIATURAS E SIGLAS	17
INTRODUÇÃO.....	21
NOÇÕES DE GEOMETRIA SOLAR.....	25
O Recurso Solar	
A radiação solar e suas componentes	26
Instrumentos para medição da radiação solar	30
Massa de ar	3
Movimentos da Terra em relação ao Sol	35
PRINCIPAIS APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR	3
Energia Solar Concentrada	39
Energia Solar Fotovoltaica	4
A TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	45
Histórico da Energia Solar Fotovoltaica.....	45
Células Solares Fotovoltaicas	
Princípio de Funcionamento	52
Tecnologias das células fotovoltaicas	55
Parâmetros Elétricos das Células Fotovoltaicas.....	
Arranjos de Células Fotovoltaicas	73
SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	8
Sistemas Fotovoltaicos Isolados	84
Sistemas Fotovoltaicos Híbridos	
Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.....	90

PANORAMA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	9
Panorama Global.....	
Panorama Nacional.....	10
ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA	1
Parâmetros de desempenho de Sistemas Fotovoltaicos	
Conectados à Rede	111
Fator de Capacidade	11
Produtividade Final do Sistema (<i>Final Yield</i>)	114
Desempenho Global (<i>Performance Ratio</i>).....	115
Energia produzida por um SFCR	11
Análise de viabilidade econômica.....	119
Valor Presente Líquido.....	120
Taxa Interna de Retorno	122
<i>Payback</i>	12
Relação Custo-benefício (RCB).....	12
ESTUDO DE CASO.....	
Contextualização da Pesquisa	
Descrição do sistema fotovoltaico.....	
Análise de desempenho operacional.....	
Análise de viabilidade econômica.....	138
Considerações finais do estudo de caso	145
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14

ABREVIATURAS E SIGLAS

REN-21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
PDE	Plano Decenal de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
RN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
IFPI	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Piauí
MME	Ministério de Minas e Energia
PDI	Plano de Desenvolvimento Institucional
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVT	<i>Photovoltaic Thermal</i>
CPV	<i>Concentrating Photovoltaic</i>
m-Si	Silício monocristalino
p-Si	Silício policristalino
Se	Selênio
c-Si	Silício cristalino

GaAs	Arseneto de Gálio
As	Arsênio
Ga	Gálio
Si	Silício
a-Si	Silício Amorfo
CdS	Sulfeto de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
CIS	Seleneto de Cobre e Índio
CIGS	Seleneto de Cobre, Índio e Gálio
EVA	Acetato de Vinil Etileno
PVF	Fluoreto de Polivinila
STC	<i>Standard Test Condition</i>
NOCT	<i>Normal Operation Cell Temperature</i>
SFI	Sistemas Fotovoltaico Autônomos ou Isolados
SFH	Sistemas Fotovoltaicos Híbridos
FUMDHAM	Fundação Museu do Homem Americano
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S.A
UFPI	Universidade Federal do Piauí
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
PB	Tempo de Retorno ou <i>Payback</i>
RCB	Relação Custo benefício
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

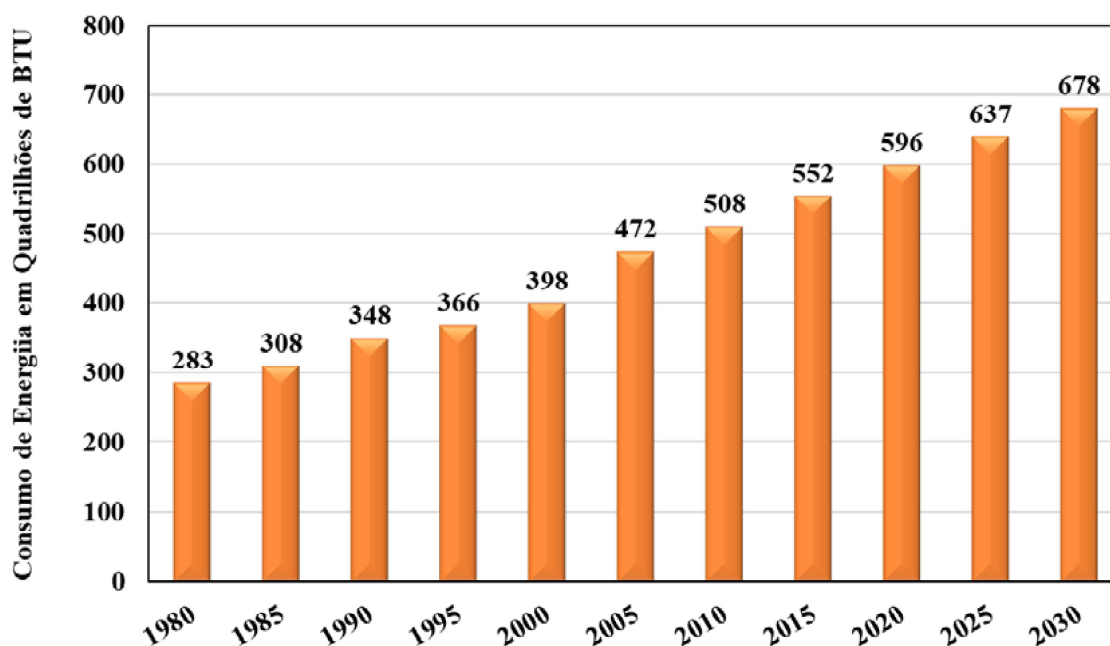
BCB	Banco Central do Brasil
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
IFRN	Instituto Federal do Rio Grande do Norte
UFTPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
GD	Geração Distribuída
GC	Geração Centralizada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
EMA	Estação Meteorológica Automática
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
ABES	Atlas Brasileiro de Energia Solar

INTRODUÇÃO

A energia tem papel estratégico no crescimento econômico de qualquer nação, pois o acesso a este bem é uma das variáveis essenciais para se definir o nível de desenvolvimento da população. Neste sentido, a energia elétrica pode ser vista como uma infraestrutura que leva à cidadania (LIRA e MOITA NETO, 2013). Além disso, segundo Moraes (2013), proporciona ao ser humano variadas oportunidades e alternativas para a integração ao desenvolvimento, possibilitando o crescimento econômico, a qualidade de vida e o bem-estar social.

Entretanto, conforme afirmam Mpholo *et al* (2015), a maioria dos países em desenvolvimento ainda têm taxas de eletrificação muito baixas. Isso faz com que haja uma necessidade crescente de produção de energia para enfrentar desafios de acesso e demanda, a fim de acelerar o desenvolvimento e aumentar o padrão de vida. Para Devabhaktuni *et al* (2013), é um fato conhecido que a demanda de energia aumenta a uma taxa proporcional ao crescimento econômico. Segundo o autor, entre 1980 e 2005, a população global aumentou em quase 2 bilhões de pessoas. Por conta disso, estima-se que o consumo mundial total de energia deverá aumentar em aproximadamente 44% no período entre 2005 e 2030 (Figura 1).

Figura 1 – Estimativa da evolução do consumo mundial de energia no período de 1980 a 2030



Fonte: Adaptado de Devabhaktuni *et al* (2013).

Assim, durante as últimas décadas, os níveis crescentes da demanda de energia tornaram-se uma fonte de preocupação. Esse crescimento trouxe consigo o aumento do uso de combustíveis fósseis e outros recursos naturais sobre os quais a humanidade depende para seu próprio desenvolvimento e bem-estar. Como consequência associada, surgiram os impactos sobre o meio ambiente, especificamente através dos danos ao ar, clima, água, terra e vida selvagem (PHILLIPS, 2013). Devabhaktuni *et al* (2013) afirmam que apesar de várias iniciativas, políticas e investimentos para aumentar a capacidade de geração, o número de áreas não-eletrificadas nos países em desenvolvimento não mudou significativamente. Portanto, é extremamente importante criar a infraestrutura e instalar os recursos de geração de energia distribuída necessários para satisfazer as necessidades globais de energia.

Neste contexto, a demanda de energia em constante crescimento, o esgotamento rápido das fontes de energia convencionais e a preocupação com as questões ambientais, incentivaram a busca intensiva de novas formas de energia, mais eficientes e com tecnologia avançada (SINGH, 2013). Pois, já que a energia é essencial para o crescimento econômico de um país, mais importante do que simplesmente garantir seu fornecimento, é fazê-lo de maneira sustentável. Só assim, será possível vislumbrar a harmonia entre energia, economia e desenvolvimento sustentável (LIRA e MOITA NETO, 2013).

Assim, as fontes renováveis de energia passaram a ter grande importância, tornando-se indispensáveis para o desenvolvimento de um sistema sustentável de geração de eletricidade (KHAN e ARSALAN, 2016). Algumas fontes renováveis de energia como a solar fotovoltaica, o vento, a biomassa, o biogás, a pequena hidrelétrica e a energia solar térmica, já vêm sendo amplamente utilizadas para gerar eletricidade em todo o mundo, reduzindo, assim, a pressão sobre os combustíveis fósseis e a poluição ambiental (GOEL e SHARMA, 2017). Dentre as diversas fontes renováveis de energia, a solar fotovoltaica mostrou-se como uma das mais promissoras. É a única como tecnologia de geração de eletricidade que pode ser amplamente integrada aos diferentes tipos de edificações presentes no meio ambiente urbano. Além disso, as emissões de gases poluentes são muito menores do que as tecnologias convencionais de geração de eletricidade baseadas em combustíveis fósseis (DÁVI *et al*, 2016).

Sendo assim, com base em inovações tecnológicas recentes e amplas iniciativas de pesquisadores de todo o mundo, a energia solar naturalmente disponível mostrou um imenso potencial para atender às futuras demandas de energia do mundo (KHAN e ARSALAN, 2016). Globalmente, os sistemas fotovoltaicos estão sendo instalados a uma taxa cada vez maior. A motivação para que os indivíduos instalem seu próprio sistema pode variar, mas

grande parte do crescimento exponencial pode ser verificada em países com condições econômicas favoráveis, criadas através de políticas de governo (SOMMERFELDT e MADANI, 2017).

A energia solar vem sendo a melhor opção para o futuro, dentre as principais fontes de energia renováveis, devido a vários motivos. Primeiro, a energia solar é a fonte de energia mais abundante na natureza, é livremente disponível e sem custo. Em segundo lugar, é uma fonte promissora de energia porque proporciona eficiências de produção sólidas e crescentes em relação às outras fontes de energia. E por fim, a utilização da energia solar tem poucos impactos nocivos ao ecossistema (KANNAN e VAKEESAN, 2016). A maioria dos impactos da fonte solar fotovoltaica está relacionada com a produção das células fotovoltaicas. A produção do silício metalúrgico gera impactos desde a fase de extração até a fase de fabricação. Durante a fase de purificação do silício ocorre a liberação de gases tóxicos e de efeito estufa na atmosfera (SILVA *et al*, 2018).

NOÇÕES DE GEOMETRIA SOLAR

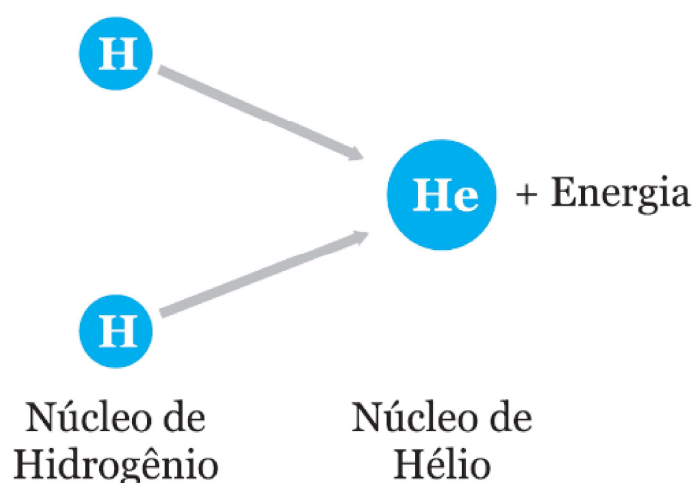
O Recurso Solar

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no planeta, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que esta fonte é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra (PINHO e GALDINO, 2014). Sob sua influência estão os movimentos dos ventos, marés, ciclos da água, a fotossíntese das plantas e até mesmo a existência dos combustíveis fósseis. Dentre as suas principais características, possui uma massa de $1,99 \cdot 10^{30}$ kg, um raio de $6,96 \cdot 10^8$ m, densidade média de $1,41$ g/cm³, temperatura média de 5.762 K e todo ano fornece para a atmosfera terrestre aproximadamente $1,51 \cdot 10^{18}$ kWh de energia (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

A forma como a energia solar é produzida permaneceu desconhecida durante muito tempo. Embora várias hipóteses tenham sido formuladas, nenhuma conseguia explicar de forma satisfatória como o sol era capaz de liberar tanta energia durante tanto tempo. Hoje, a hipótese mais aceita é que a energia provém da fusão de núcleos atômicos de hidrogênio em núcleos de hélio

(JUCÁ e CARVALHO, 2013). Ocorre uma diferença de massa entre os reagentes e os produtos da reação, que corresponde à liberação de significativas quantidades de energia que se apresenta essencialmente na forma de calor (Figura 2). Atualmente este processo tem sido apontado como alternativa para a geração de energia comercial, mas é de difícil controle. Por conta disso, a única aplicação disponível são as bombas de hidrogênio (VIANA *et al*, 2012). Ademais, estima-se que o Sol tenha reserva de hidrogênio suficiente para alimentar as reações nucleares por mais 5 bilhões de anos (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 2 – Reação nuclear que acontece no Sol e produz a energia solar



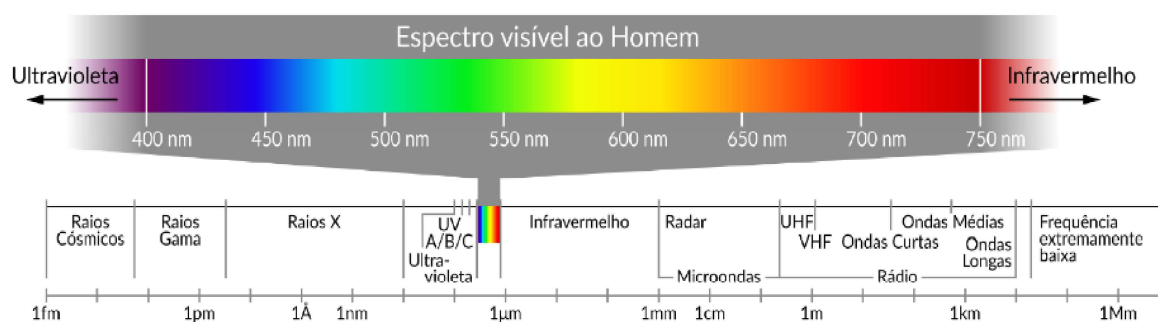
Fonte: Viana *et al* (2012).

A radiação solar e suas componentes

A energia produzida no Sol torna-se radiação eletromagnética, também chamada de Radiação Solar, que se propaga no espaço a uma velocidade de $3 \cdot 10^8$ m/s até chegar à atmosfera terrestre (JUCÁ e CARVALHO, 2013). Essa radiação é composta de um espectro contínuo de diferentes comprimentos de onda que abrange parte do ultravioleta, toda a região do espectro visível entre o violeta e o

vermelho e o infravermelho (BORGES NETO e CARVALHO, 2012). Esse conjunto de todas as frequências de ondas eletromagnéticas emitidas pelo sol (Figura 3), incluindo as ondas visíveis e as não visíveis, chama-se espectro da radiação solar (VILLALVA, 2015).

Figura 3 – Composição do espectro da Radiação Solar



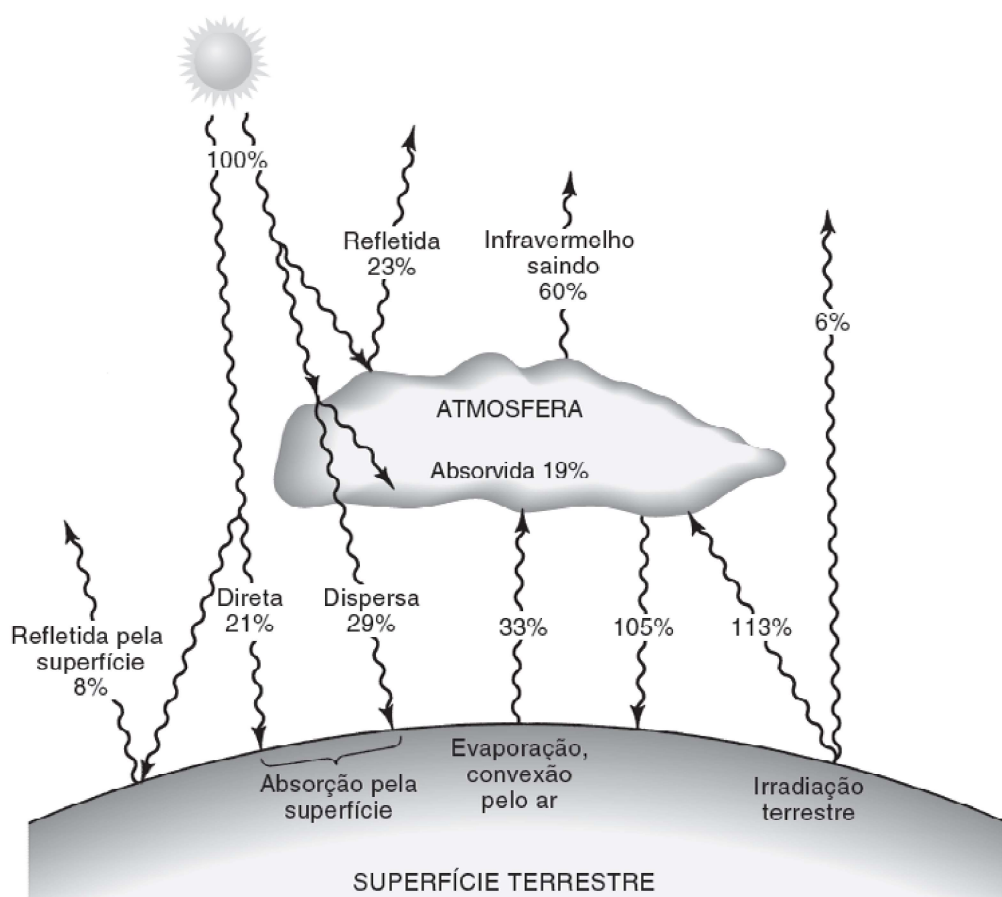
Fonte: Pereira *et al* (2017).

O termo Radiação Solar é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de Irradiância, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de Irradiação ou Insolação (PINHO e GALDINO, 2014). A irradiância é expressa em unidade de W/m^2 (watt por metro quadrado). Já a insolação, tem como unidade o Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado). Na prática, existem tabelas, mapas de insolação e ferramentas computacionais que fornecem seus valores diários expressos em $Wh/m^2/dia$ (watt-hora por metro quadrado por dia) (VILLALVA, 2015).

Cerca de 9% da radiação recebida pela atmosfera do planeta é ultravioleta, 40% localiza-se na região visível e por volta de 50% é infravermelha, contudo, apenas algo em torno da metade dessa radiação atinge a superfície da Terra e é praticamente toda absorvida (cerca de 3% é refletida), como pode ser visto na Figura 4. Grande parte da radiação ultravioleta é absorvida pelo oxigênio, nitrogênio e ozônio presentes na atmosfera superior do planeta e

uma parte da radiação infravermelha é seletivamente absorvida pelo vapor de água e pelo dióxido de carbono da atmosfera inferior, e então irradiada de volta para a Terra ou para o espaço. Essa irradiação que volta para a terra provoca o fenômeno conhecido como “Efeito Estufa” que mantém constante a temperatura do planeta (HINRICHS *et al*, 2014).

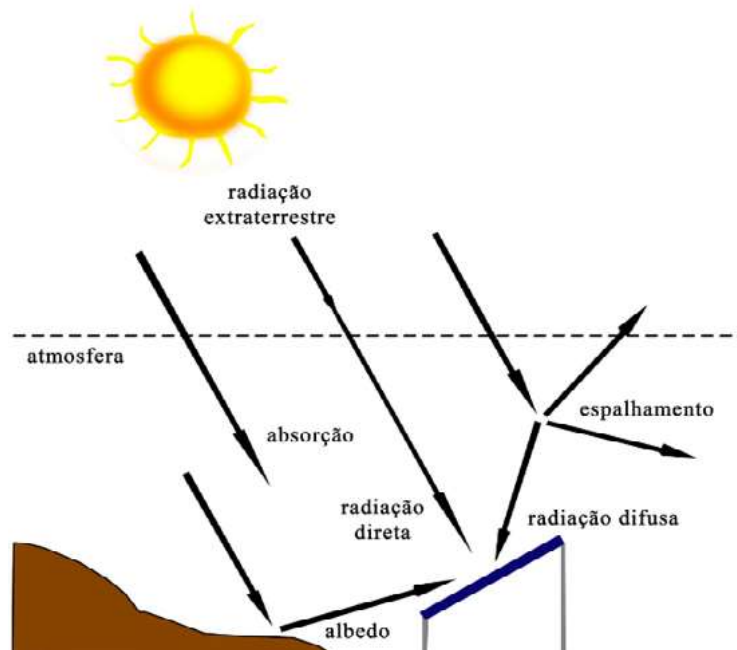
Figura 4 – Balanço energético do sistema Atmosfera-Terra



Fonte: HINRICHS *et al* (2014).

De forma geral, a radiação solar que chega à superfície terrestre é composta por uma componente direta, uma difusa e outra refletida (Figura 5). Devido à reflexão e à absorção dos raios solares pela atmosfera, a radiação solar é constituída por um componente direta e por uma componente difusa (JUCÁ e CARVALHO, 2013).

Figura 5 – Componentes da radiação solar

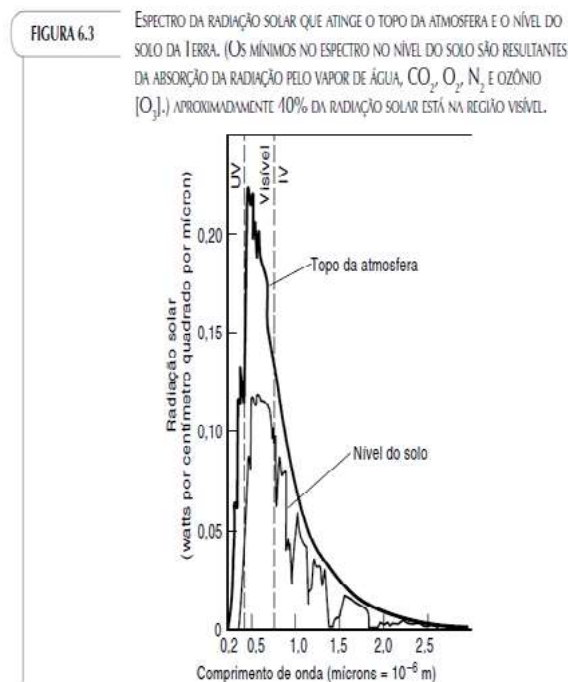


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A Radiação Direta é aquela que atinge a superfície da terra sem sofrer nenhum desvio. Já a Radiação Difusa chega à superfície em diversas direções por conta da presença de nuvens ou outras alterações causadas pela atmosfera. A soma dessas duas componentes dá origem à Radiação Total ou Global no Plano Horizontal (BORGES NETO e CARVALHO, 2012). Se a superfície estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de Albedo (PINHO e GALDINO, 2014).

A irradiação recebida em um determinado local da superfície terrestre (Figura 6) pode variar entre 0 e 1.050 W/m^2 , dependendo da latitude, da estação do ano, do horário do dia e do grau de nuvens presentes (HINRICHS *et al*, 2014).

Figura 6 – Espectro da radiação solar que atinge a Atmosfera e a Terra



Fonte: Hinrichs *et al*, (2014).

A quantidade de Irradiação que atinge o topo da atmosfera terrestre é de aproximadamente 1.360 W/m^2 . Esse número é denominado constante solar e varia minimamente durante o tempo (HINRICHS *et al*, 2016).

Instrumentos para medição da radiação solar

A medição da radiação solar na superfície terrestre é de grande importância tanto para o estudo das condições climáticas e atmosféricas, quanto para o desenvolvimento de projetos que visam a captação e a conversão da energia solar. O objetivo da medição dos dados solares é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar (Irradiância) ou integrado (Irradiação) ao longo de tempo (minuto, hora, dia ou ano) (PINHO e GALDINO, 2014). Medidas de Irradiância (W/m^2) ou Irradiação (Wh/m^2 ou J/m^2) solar constituem uma base de

dados muito importante para a avaliação técnica e econômica de projetos de aproveitamento do recurso energético solar (PEREIRA *et al*, 2017).

Existem dois instrumentos comumente utilizados para a medição da irradiação solar: o Pireliômetro, para medidas da irradiação direta, e o Piranômetro, para medidas da irradiação global (PINHO e GALDINO, 2014). O Pireliômetro (Figura 7) é composto por um sensor de radiação solar instalado dentro de um tubo com uma abertura de luz estreita, de modo a captar apenas a radiação solar direta (VILLALVA, 2015).

Figura 7 – Pireliômetro



Fonte: Pereira *et al* (2017).

O Piranômetro que consiste em uma redoma de vidro que recebe luz de todas as direções e a concentra em um sensor de radiação solar instalado em seu interior (VILLALVA, 2015). Existem dois tipos principais de Piranômetro: o termoeletrico (Figura 8a) e o fotovoltaico (Figura 8b). O Piranômetro termoeletrico tem como sensor uma termopilha, construída com múltiplos termopares em série, colocada no interior de duas semiesferas de vidro concêntricas. O Piranômetro do tipo fotovoltaico é composto por uma célula fotovoltaica de pequenas dimensões

e apresenta como vantagem custo muito mais baixo e como desvantagem o fornecimento de medidas com menor precisão, porém, sua vantagem inerente é o tempo de resposta praticamente instantâneo e linear com a Irradiância (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 8 – Pirômetros termoeletrico e fotovoltaico



(a)



(b)

Fonte: Pereira *et al* (2017).

A aquisição de dados da componente difusa da radiação solar também é realizada com uso de um Piranômetros termoeletrico, mas, com um equipamento auxiliar instalado para realizar a supressão da incidência da radiação solar direta sobre o sensor, que pode ser um anel de sombreamento (Figura 9a) ou uma esfera de sombreamento com rastreador solar (Figura 9b).

Figura 9 – Piranômetro termoeletrico com sombreamento



Fonte: Pereira *et al* (2017).

Massa de ar

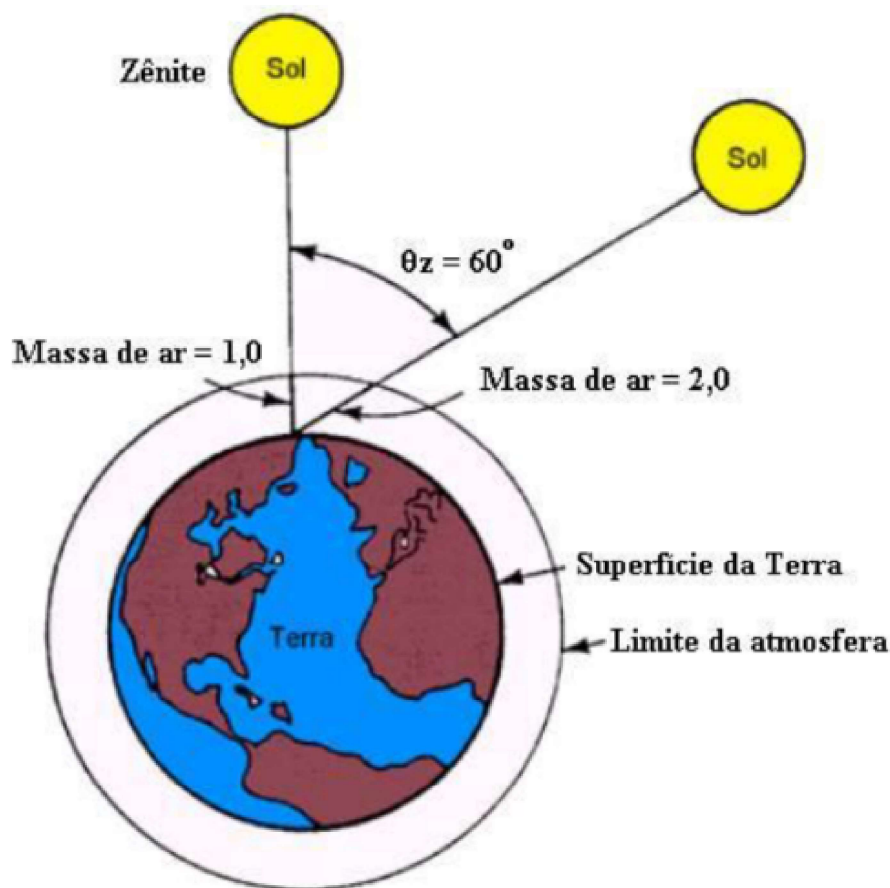
Antes de atingir o solo, a radiação solar sofre diversas alterações devido a interações com a atmosfera. As características da radiação solar dependem, portanto, da espessura da camada de ar e da composição da atmosfera, incluindo o ar e os elementos suspensos como o vapor de água e a poeira (VILLALVA, 2015). De acordo com Pinho e Galdino (2014), a espessura da camada atmosférica é identificada por um coeficiente denominado Massa de Ar (AM, do inglês *Air Mass*), podendo também ser interpretada como o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre. Matematicamente, pode ser encontrada através da Equação 1, onde θ_z é chamado de Ângulo Zenital do Sol.

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

O Zênite é uma linha imaginária perpendicular ao solo (Figura 10). Um ângulo maior corresponde a uma camada de ar

mais espessa, portanto há uma influência maior da atmosfera sobre a radiação solar (VILLALVA, 2015). Quando o Sol está perpendicular à superfície terrestre, como ângulo zenital igual a 0° , tem-se a massa de ar igual a 1,0 (AM1). A massa de ar zero (AM0) caracteriza o espectro da radiação solar no topo da atmosfera. (BORGES NETO e CARVALHO, 2012). Ao atingir aproximadamente 48° , a massa de ar é de 1,5 (AM1,5) e com ângulo zenital igual a 60° , a massa de ar chega a 2,0 (AM2) (JUCÁ e CARVALHO, 2013).

Figura 10 – Linha do zênite e ângulo zenital



Fonte: Jucá e Carvalho (2013).

Vale a pena ressaltar que a massa de ar AM1,5 e sua respectiva distribuição espectral de energia tornaram-se padrão para o estudo e análise dos sistemas fotovoltaicos, sendo assim é usada mundialmente como referência e citada em praticamente todos

os catálogos de fabricantes de células e módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015).

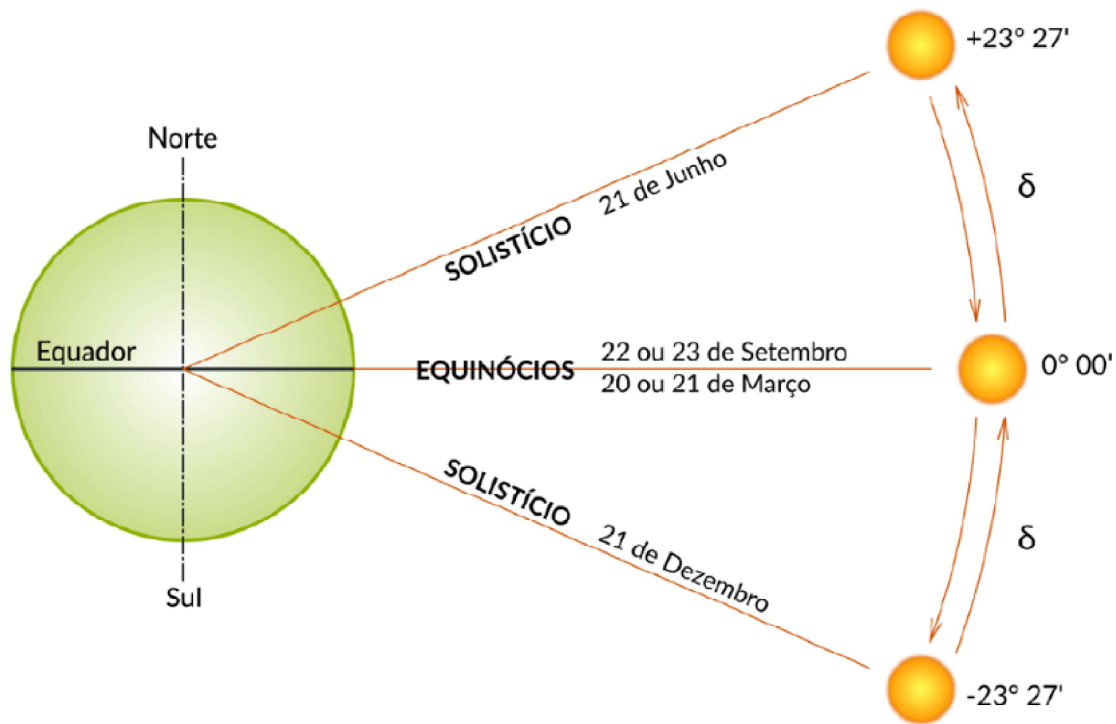
Movimentos da Terra em relação ao Sol

A insolação recebida em um determinado local da superfície terrestre pode variar dependendo da latitude, da estação do ano, do horário do dia e do grau de nuvens presentes. Os dois primeiros são resultantes da órbita da terra ao redor do Sol (HINRICHS *et al*, 2014), que completa um ciclo a cada 365,25 dias solares, a uma distância média de cerca de $1,50 \cdot 10^8$ km, variando entre $1,47 \cdot 10^8$ e $1,52 \cdot 10^8$ km. Por conta disso, como resultado, a irradiância oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 , com um valor médio igual a 1.366 W/m^2 , também conhecido como Constante Solar (PEREIRA *et al*, 2017).

A Terra, em seu movimento anual em torno do Sol descreve uma trajetória elíptica sendo que seu eixo de rotação própria apresenta uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$ em relação ao plano normal à elipse. Este ângulo, denominado Declinação Solar (δ), por convenção é positivo ao Norte e negativo ao Sul do Equador, e juntamente com o movimento de translação da Terra, dá origem às estações do ano (PINHO e GALDINO, 2014).

A inclinação do eixo de rotação da terra faz com que os hemisférios norte e sul fiquem mais próximos ou distantes do Sol em cada dia do ano (Figura 11). Nos solstícios, que marcam o início do verão e do inverno, o ângulo de declinação é máximo. Nos equinócios, que marcam o início do outono e da primavera, o ângulo de declinação é zero (VILLALVA, 2015).

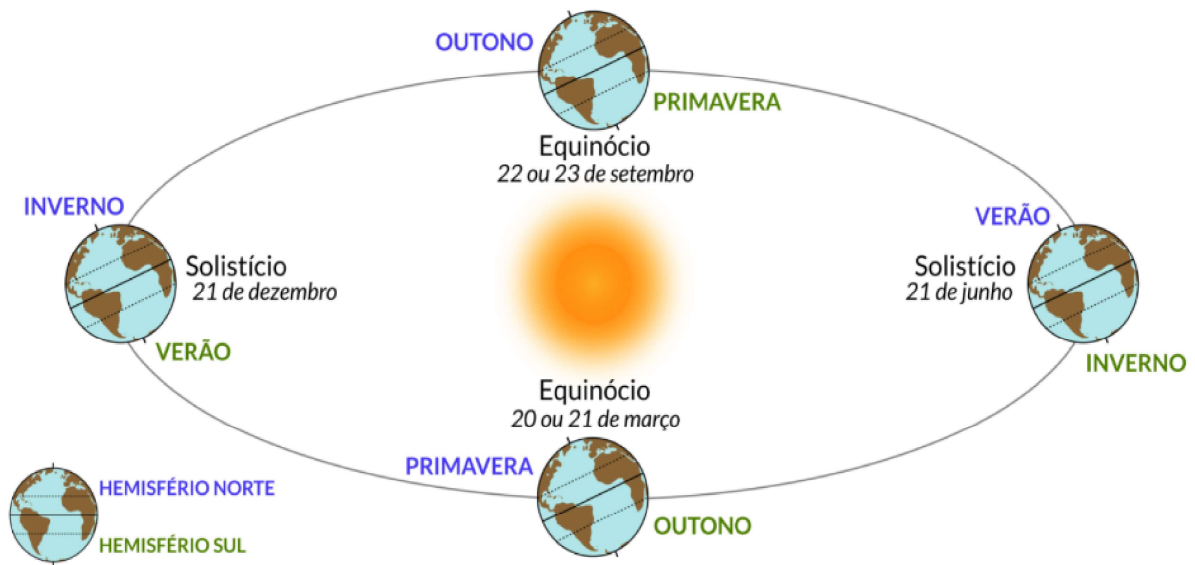
Figura 11 – Ângulo de declinação solar da Terra.



Fonte: Pereira *et al* (2017).

A palavra “Equinócio” tem origem no latim e significa “noite igual” e o termo é usado para denominar os dois dias do ano em que a duração do dia é igual à duração da noite em ambos os hemisférios (PEREIRA *et al*, 2017). Por outro lado, verificam-se dias mais longos, em localidades no hemisfério Sul, no solstício de verão e dias mais curtos no solstício de inverno. No Equador terrestre a duração dos dias é sempre igual e nas suas proximidades as variações são pequenas ao longo do ano (PINHO e GALDINO, 2014). Na Figura 12 é mostrada a posição da Terra em relação ao Sol e as datas de início das estações do ano.

Figura 12 – Estações do ano e o movimento da Terra ao redor do Sol



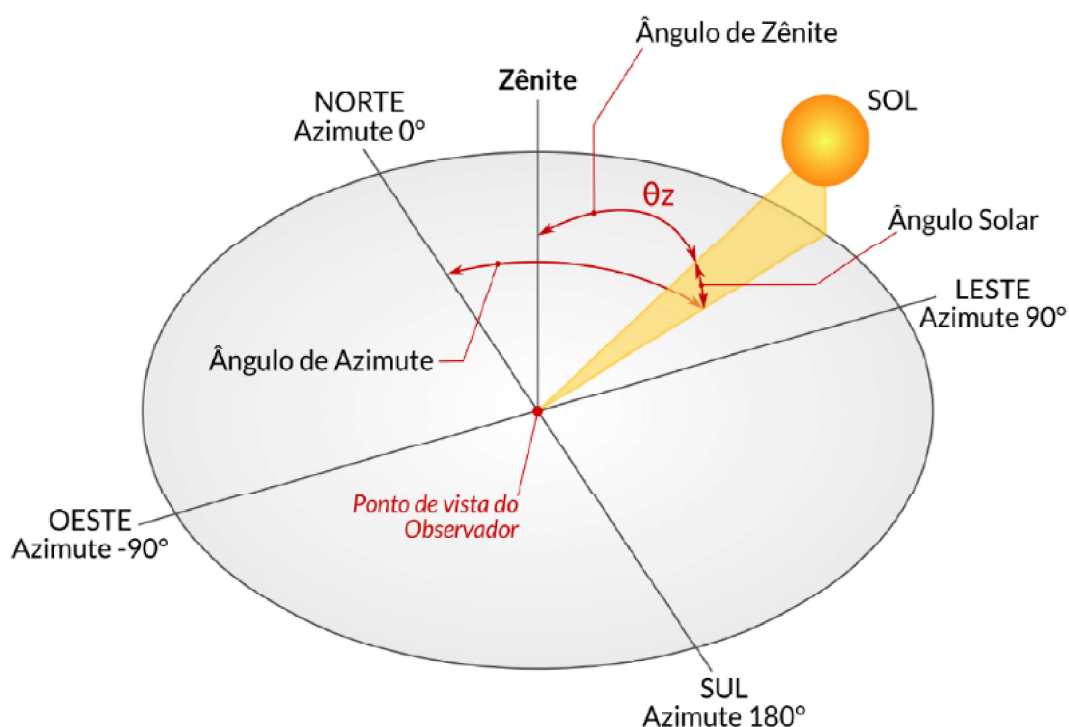
Fonte: Pereira *et al* (2017).

A duração do dia e as diferentes massas de ar percorridas são, portanto, os principais fatores que afetam a quantidade de energia solar recebida em cada região do planeta. Neste sentido, a quantidade de energia recebida do Sol diariamente, numa certa localidade é diferente em cada dia do ano e naturalmente é maior no verão e menor no inverno (VILLALVA, 2015). No inverso a insolação é dispersa sobre uma área horizontal maior por causa do ângulo de inclinação, e os raios solares devem atravessar uma maior profundidade da atmosfera. Assim menos radiação atinge a Terra (HINRICHS *et al*, 2014).

Além do movimento de translação orbital, o movimento de rotação da Terra em torno de seu eixo está ligado ao ciclo diário da variabilidade da incidência da energia proveniente do Sol (PEREIRA *et al*, 2017). O Sol em sua trajetória no céu desde o nascente até o poente, descreve diferentes ângulos ao longo do dia, chamados de ângulos azimutais (Figura 13). O Ângulo Azimutal (γ_s) é o ângulo de orientação dos raios solares em relação ao norte geográfico (VILLALVA, 2015), sendo, por convenção,

positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste). Por fim, tem-se a chamada Altura ou Elevação Solar (α) que corresponde ao ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador) (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 13 – Ângulos Zenital, azimutal e altura solar



Fonte: Pereira *et al* (2017).

PRINCIPAIS APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR

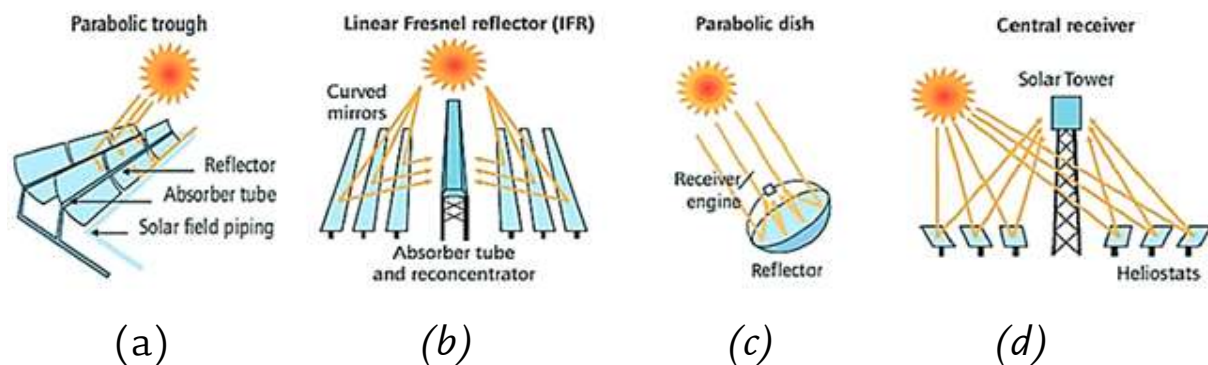
A energia solar tornou-se uma fonte alternativa e promissora e seu uso geralmente é dividido em duas áreas principais: como fonte de energia térmica e de eletricidade (SINGH, 2013). Existem duas categorias principais de dispositivos utilizados para esse fim - energia solar concentrada, que emprega métodos diferentes de captura de energia solar para uso em processos de produção de calor, e energia fotovoltaica, que envolve o uso de células solares para gerar eletricidade diretamente através do efeito fotoelétrico (BARLEV *et al*, 2011). Assim, a energia solar pode ser convertida em energia elétrica usando várias tecnologias: concentrando a energia solar, através de módulos fotovoltaicos e concentrando a energia fotovoltaica (DEVABHAKTUNI *et al*, 2013)

Energia Solar Concentrada

A energia solar concentrada (*Concentrated Solar Power* – CSP) utiliza espelhos e lentes para concentrar uma grande área de energia solar naturalmente disponível, em uma área pequena (Figura 14). O feixe de luz concentrado pode ser usado para gerar energia elétrica, uma vez que é convertido em calor através de

uma utilização eficiente do ciclo termodinâmico. As tecnologias de concentração dos sistemas CSP geralmente existem em quatro formas: calha parabólica, coletor de Fresnel linear, prato parabólico e torre de energia solar (KHAN e ARSALAN, 2016).

Figura 14 – Configurações para a energia solar por concentração



Fonte: Adaptado de Khan e Arsalan (2016).

Os sistemas de calhas parabólicas são compostos por várias calhas parabólicas lineares interligadas. Nos focos dos refletores está localizado um tubo de vidro aspirado de vácuo onde existe um tubo de absorção com o fluido de trabalho que é aquecido pela irradiação solar. Assim, o fluido de trabalho aquecido transferido do tubo de absorção para o permutador de calor. Aqui, um trocador de calor converte o calor em vapor que é então enviado para uma turbina para produzir eletricidade (PAVLOVIC *et al*, 2012).

Os refletores lineares de Fresnel se aproximam da forma parabólica dos sistemas de calhas usando largas filas de espelhos planos ou ligeiramente curvados para refletir os raios solares em um receptor linear voltado para baixo. O receptor é uma estrutura fixa montada sobre uma torre acima e ao longo dos refletores lineares (ZHANG *et al*, 2013). Os sistemas de pratos parabólicos geram eletricidade a partir de um conversor central de energia, apoiado acima do centro do prato, que absorve a luz solar coletada através dos receptores e através de um fluido de transferência o

calor é levado para os sistemas de conversão de potência (TYAGI *et al*, 2012).

O design do coletor de campo heliostático possui uma grande variedade de espelhos planos distribuídos em torno de um receptor central montado em uma torre solar. Cada heliostato fica em um suporte de rastreamento de dois eixos e tem uma área de superfície variando de 50 a 150 m², sendo orientado individualmente para refletir a luz incidente diretamente na unidade receptora central. As torres solares geralmente possuem cerca de 75-150 m de altura. Um fluido circulando em um sistema em circuito fechado passa pelo receptor central, absorvendo energia térmica para produção e armazenamento de energia (BARLEV *et al*, 2011). Como exemplo de centrais de energia solar de torre, tem-se as centrais PS10 (11 MW) e PS20 (20 MW), instaladas perto de Sevilha, em Andaluzia, Espanha (Figura 15). O campo da planta PS10 é composto por 624 heliostatos com superfície de 120 m². A torre tem 115 m de altura e tem 40 andares. Já a planta PS20 possui 1255 heliostatos com superfície de 120 m² e a torre possui 165 m de altura.

Figura 15 - Centrais solares de torre PS10 e PS20, Andaluzia, Espanha



Fonte: Pavlovic *et al* (2012).

Energia Solar Fotovoltaica

A conversão fotovoltaica é a conversão direta da luz solar em eletricidade sem qualquer motor térmico para interferir. Os dispositivos fotovoltaicos são robustos e simples em design, exigindo muito pouca manutenção (PARIDA *et al*, 2011). Os módulos fotovoltaicos (Figura 16) construídos a partir de dispositivos semicondutores de estado sólido são os elementos que fazem a conversão da luz solar em eletricidade. Tais equipamentos podem ser montados no chão (e às vezes integradas com agricultura e pastagem) ou construídas no telhado ou paredes de um edifício, conhecido como construção de energia fotovoltaica integrada (DEVABHAKTUNI *et al*, 2013).

Figura 16 – Sistemas Fotovoltaicos para geração de energia elétrica



Fonte: Adaptado de Khan e Arsalan (2016).

Recentemente, surgiu uma nova tecnologia que incorporando ambos os métodos de conversão de energia (CSP e Fotovoltaica), onde ocorre a conversão de energia solar em eletricidade e calor com um único dispositivo híbrido chamado Coletor Térmico Fotovoltaico (*Photovoltaic-Thermal* – PVT) (KUMAR *et al*, 2015). Um sistema PVT (Figura 17) consiste em um painel fotovoltaico onde o calor gerado durante a operação é extraído por água, ar

ou refrigerante (MODI *et al*, 2017). A radiação solar que incide na superfície do painel não só se converte apenas em eletricidade, mas também está sendo convertida em calor, podendo ser usada como energia térmica para outros propósitos úteis e, portanto, tanto eletricidade como o calor podem ser produzidos pelos sistemas individuais simultaneamente (PANDEY *et al*, 2016).

Figura 17 – Sistemas PVT para geração de energia elétrica e calor



Fonte: Parida *et al*, (2011).

Os sistemas fotovoltaicos de concentração (*Concentrating Photovoltaic* – CPV) podem operar a temperaturas mais altas do que as dos coletores híbridos (Figura 18). A coleta do calor rejeitado do sistema fotovoltaico é levada a um sistema térmico, fornecendo eletricidade e calor a temperaturas médias. O uso em combinação com refletores de concentração tem um potencial significativo para aumentar a produção de energia a partir de uma determinada área de células solares (KUMAR *et al*, 2015).

Figura 18 – Sistema Térmico Fotovoltaico de concentração solar



Fonte: Kumar *et al* (2015).

Considerando as principais fontes de energia renováveis como a energia eólica, a energia hidrelétrica e a geotérmica, a energia solar vem sendo a melhor opção para o futuro do mundo devido a vários motivos. Primeiro, a energia solar é a fonte de energia mais abundante na natureza, é livremente disponível e sem custo. Em segundo lugar, é uma fonte promissora de energia porque não é esgotável, proporcionando eficiências de produção sólidas e crescentes em relação às outras fontes de energia. Em terceiro lugar, a utilização da energia solar não tem qualquer impacto prejudicial ao ecossistema (KANNAN e VAKEESAN, 2016).

A TECNOLOGIA SOLAR FOTVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica vem ganhando destaque, por ser a tecnologia renovável mais simples para projetar e instalar (EL CHAAR *et al*, 2011). Além disso, é a maneira mais útil de usar a energia do Sol, convertendo-a diretamente em eletricidade (TYAGI *et al*, 2012). Daí vem sendo utilizada em diversas aplicações como fonte de energia para bombeamento de água, alimentação de instalações remotas, sistemas domésticos solares, telecomunicações, satélites e veículos espaciais, entre outras, que fazem com que a demanda por energia solar fotovoltaica aumente ainda mais a cada ano (PARIDA *et al*, 2011). Como consequência, a produção mundial de células e módulos fotovoltaicos tem atingido índices recordes, dobrando a cada 2 anos, com um aumento médio de 48% por ano desde 2002, tornando-se assim, a tecnologia de energia de crescimento mais rápido do mundo (DEVABHAKTUNI *et al*, 2013).

Histórico da Energia Solar Fotovoltaica

A tecnologia solar fotovoltaica surgiu com a descoberta do efeito fotovoltaico em 1839 por Alexandre-Edmund Becquerel

enquanto estudava o efeito da luz sobre células eletrolíticas (RAZOYKOV *et al*, 2011). O físico francês, observou que duas placas de latão imersas em um eletrólito líquido produziam eletricidade quando expostas à luz solar (MACHADO e MIRANDA, 2015). Outros efeitos similares foram observados por outros cientistas em outros materiais como o Selênio (Se), várias décadas depois (EL CHAAR *et al*, 2011). Em 1877, William Grylls Adams e Richard Evans Day, dois inventores norte-americanos, utilizaram as propriedades foto condutoras do Selênio para desenvolver o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz (VALLÊRA e BRITO, 2006). Em 1883, Charles Fritts, construiu a primeira bateria solar feita com folhas de Selênio. Apesar de ter uma eficiência de conversão elétrica de apenas 1%, seu dispositivo teve muita repercussão, pois as pessoas não acreditavam que se poderia gerar energia de outras maneiras que não fossem através da queima de combustíveis (MACHADO e MIRANDA, 2015).

Originalmente o efeito fotovoltaico não foi considerado surpreendente e pensou-se que fosse inconsistente com o entendimento clássico da natureza, pois nenhum elétron havia sido emitido. Na Física clássica a única coisa que determinava a emissão de elétrons era a intensidade luminosa que chegava a superfície, e não sua cor ou frequência (HINRICHS *et al*, 2014). Assim, a história da energia fotovoltaica teve de esperar os grandes desenvolvimentos científicos da primeira metade do século XX, nomeadamente a explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein em 1905 (VALLÊRA e BRITO, 2006), ao pressupor que, nesse caso, a luz se comporta mais como uma partícula do que como uma onda (HINRICHS *et al*, 2014).

Em 1927, um novo tipo de célula fotovoltaica foi desenvolvido usando óxido de cobre. Este dispositivo também teve uma eficiência inferior a 1%. Os estudos necessários para desenvolver a

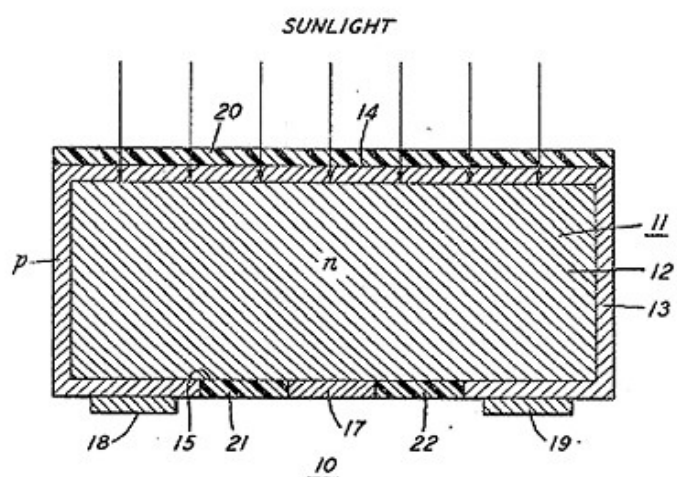
célula solar de Silício (Si) tiveram início em 1941, com as pesquisas de Russel Ohl (SINGH, 2013).

Em 1953, o químico Calvin Fuller desenvolveu um processo de difusão para introduzir impurezas em cristais de Silício de modo a controlar as suas propriedades elétricas. Em seguida, o físico Gerald Pearson, verificou que produzia uma corrente elétrica quando a amostra era exposta à luz, produzindo assim a primeira célula solar fotovoltaica de Silício. Após ensaiar a nova célula e realizar outros testes, Pearson e o engenheiro Daryl Chapin, conseguiram atingir uma eficiência recorde de 6% (VALLÊRA e BRITO, 2006). O desenvolvimento da primeira célula solar de Silício (Figura 19) foi fundamental na iniciação das tecnologias solares, pois representava a unidade fundamental de conversão de energia de um sistema fotovoltaico (EL CHAAR *et al*, 2011).

Figura 19 – Extrato da patente da primeira célula solar de Silício

Feb. 5, 1957 D. M. CHAPIN ET AL 2,780,765
SOLAR ENERGY CONVERTING APPARATUS
Filed March 5, 1954

FIG. 1



Fonte: Vallêra e Brito (2006).

A primeira aplicação das células solares foi realizada na cidade de Americus, no estado da Georgia, Estados Unidos, para alimentar uma rede telefônica local (Figura 20). O painel era composto por nove células com 30 mm de diâmetro e foi montado em outubro de 1955 e removido em março de 1956. Os resultados foram promissores, mas, no entanto, rapidamente se compreendeu que o custo das células solares era demasiado elevado, e que a sua utilização só podia ser economicamente competitiva em aplicações muito especiais, como, por exemplo, para produzir eletricidade no espaço (VALLÊRA e BRITO, 2006). Assim, na década de 1950, o desenvolvimento das células solares ocorreu devido aos programas espaciais que passaram a utilizá-las em satélites (RAZOYKOV *et al*, 2011).

Figura 20 – Primeira aplicação prática das células solares de Silício

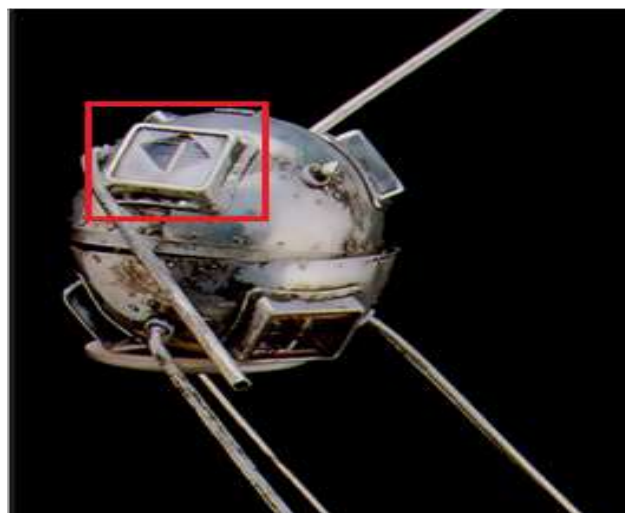


Fonte: Vallêra e Brito (2006).

Em 1958, o satélite *Vanguard 1* (Figura 21) empregou o primeiro gerador fotovoltaico prático que produzia 1W. Na década de 1960, o programa espacial continuou a exigir tecnologia de geração de energia fotovoltaica melhorada (SINGH, 2013). Dois meses depois do lançamento do *Vanguard 1*, foi a vez do *Sputnik-3*.

E muitos outros se seguiram nas décadas seguintes. Hoje, todos os veículos espaciais são equipados com células solares, desde a *International Space Station* aos *Mars Rover*, que ao fim de dois anos continuam a percorrer o solo marciano (VALLÊRA e BRITO, 2006).

Figura 21 – Imagem do satélite *Vanguard I*, com destaque para a célula solar instalada



Fonte: Adaptado de Vallêra e Brito (2006).

As células solares baseadas em semicondutores compostos foram investigadas pela primeira vez na década de 1960. Ao mesmo tempo, as tecnologias de células solares de Silício policristalino (p-Si) e de células finas foram desenvolvidas para fornecer alta capacidade de produção ao menor consumo de material e entrada de energia no processo de fabricação, produzindo-se assim células mais eficientes (RAZOYKOV *et al*, 2011). Foi nessa década que surgiram as primeiras aplicações terrestres, como caso das células da *Solarex*, uma empresa de Joseph Lindmeyer, que começou a produzir painéis fotovoltaicos para sistemas de telecomunicações remotos e boias de navegação. Aplicações muito específicas como esta eram então as únicas economicamente interessantes devido à inexistência de fontes de energia alternativas à eletricidade solar (VALLÊRA e BRITO, 2006).

Entre os anos de 1961 e 1971, não foi observado qualquer progresso na tecnologia das células. Nesse período, os esforços foram concentrados na redução de peso e custos das células, bem como, na melhoria da resistência das células à radiação existente no espaço. Em 1972, foi anunciado o desenvolvimento da “célula violeta”, com 15,2% de rendimento. Esse aumento de rendimento atribuiu-se à melhora na resposta da célula na região azul do espectro, à diminuição da resistência interna e ao aumento do processo de coleta dos portadores na célula (JUCÁ e CARVALHO, 2013).

A crise do petróleo de 1973 ampliou o interesse em aplicações terrestres para a energia solar fotovoltaica. Porém, para torná-la economicamente viável seria necessário, naquele momento, reduzir o custo de produção das células fotovoltaicas em relação ao custo das células usadas em aplicações espaciais (PINHO e GALDINO, 2014). Alguns dos exemplos dos desenvolvimentos que tiveram origem nesse período são a produção de Silício policristalino, que era significativamente mais barato que o Silício monocristalino (m-Si), mas com uma eficiência ligeiramente inferior, e a utilização de métodos de processamento de células mais baratos (BRITO e SERRA, 2005).

Mas o tempo foi passando, e como a tecnologia solar tardava em apresentar custos e eficiências comparáveis com as energias fósseis, o fervor solar foi esmorecendo até voltar a cair numa relativa discricção durante a década de oitenta. Verificou-se assim, que uma outra componente muito relevante para a redução do custo das células solares, para além da inovação tecnológica, era o fator econômico, pois quanto mais células fossem fabricadas menor seria o seu custo unitário (BRITO e SERRA, 2005). Mais tarde, o esgotamento rápido de fontes de energia convencionais, a preocupação ambiental e a alta demanda de energia forçaram os pesquisadores a investigarem a tecnologia fotovoltaica para geração de energia e aplicação em larga escala (SINGH, 2013).

Assim, as décadas de oitenta e noventa foram marcadas por um maior investimento em programas de financiamento e de demonstração motivados sobretudo pela consciência ambiental crescente. Exemplos destas iniciativas são a instalação da primeira central solar de grande envergadura (1 MWp) na Califórnia, em 1982, e o lançamento dos programas de “telhados solares” na Alemanha (1990) e no Japão (1993) (VALLÊRA e BRITO, 2006). Um estudo financiado pela Comissão Europeia, o MUSIC FM, mostrou que uma fábrica de painéis solares com um nível de produção da ordem dos 500 MW anuais levaria a uma redução dos custos dos painéis solares para valores competitivos com a energia convencional (BRITO e SERRA, 2005).

No final da década de 90 ocorreu um crescimento exponencial do mercado da eletricidade solar, como resultado de iniciativas de estímulo, como por exemplo a lei das tarifas garantidas na Alemanha. Em 1999 o total acumulado de painéis solares atingia a fasquia do primeiro GW e três anos depois, o total acumulado já era o dobro (VALLÊRA e BRITO, 2006). Agora, as pessoas instalam painéis solares nos seus telhados, não para produzir a eletricidade apenas para consumir, mas para vender a uma tarifa garantida e subsidiada às concessionárias de distribuição de energia elétrica. O resultado prático destes incentivos foi a “explosão” do mercado da energia solar, que tem registado nos últimos anos um crescimento consolidado superior a 30% por ano (BRITO e SERRA, 2005).

No entanto, o crescimento dessa tecnologia depende do desenvolvimento de materiais e de estruturas onde o objetivo será sempre o máximo de energia a um custo mínimo (EL CHAAR *et al*, 2011). Por contadiço, o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica não para. Em 1998 foi atingida a eficiência recorde de 24,7%, com células em Silício monocristalino, enquanto em 2005, o grupo do *Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems* anunciou uma eficiência superior a 20% para células em Silício policristalino. Células solares com configurações mais complexas, permitem atingir

rendimentos de conversão superiores a 34% (VALLÊRA e BRITO, 2006). Assim, decorrido mais de meio século desde a construção da primeira célula solar de Silício, a tecnologia fotovoltaica atingiu uma fase de maturidade de modo que vem se transformando em uma das mais importantes formas de produção de eletricidade no mundo atual.

Células Solares Fotovoltaicas

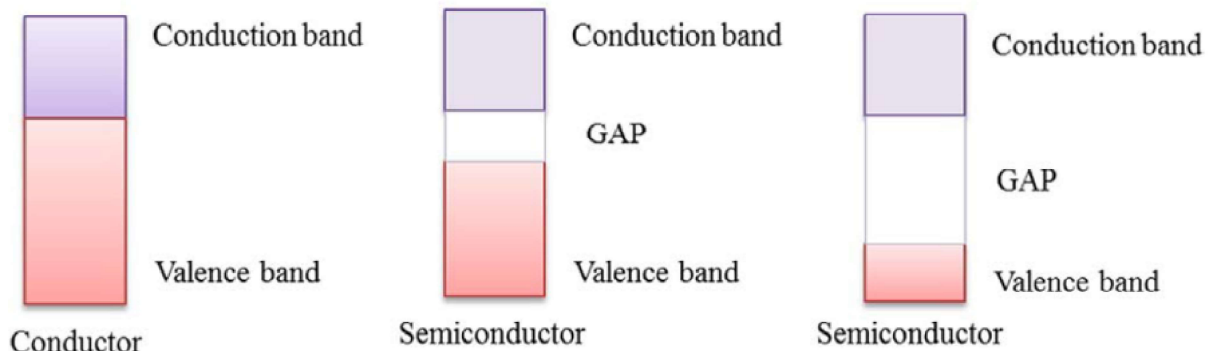
Princípio de Funcionamento

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz solar em eletricidade. Esse processo de conversão se dá através do Efeito Fotovoltaico. A unidade fundamental desse processo de conversão é a Célula Fotovoltaica (PINHO e GALDINO, 2014).

Este efeito ocorre em materiais conhecidos como semicondutores, que apresentam duas bandas de energia, em uma delas a presença de elétrons é permitida (banda de valência) e, na outra, não há presença deles, ou seja, a banda está completamente “vazia” (banda de condução). A função da luz solar no efeito fotovoltaico é fornecer uma quantidade de energia ao elétron mais externo para permitir que ele se mova da banda de valência para a banda de condução no material, gerando assim eletricidade (SAMPAIO e GONZÁLES, 2017).

Para que isso ocorra, a separação entre as duas bandas de energia (Figura 22) permitidas dos materiais semicondutores, denominada de banda proibida (*bandgap*, ou simplesmente GAP), deve ser vencida pelo elétron através do fornecimento adequado de energia (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 22 – Estrutura de bandas de bandas de energia dos materiais



Fonte: Sampaio e Gonzáles (2017).

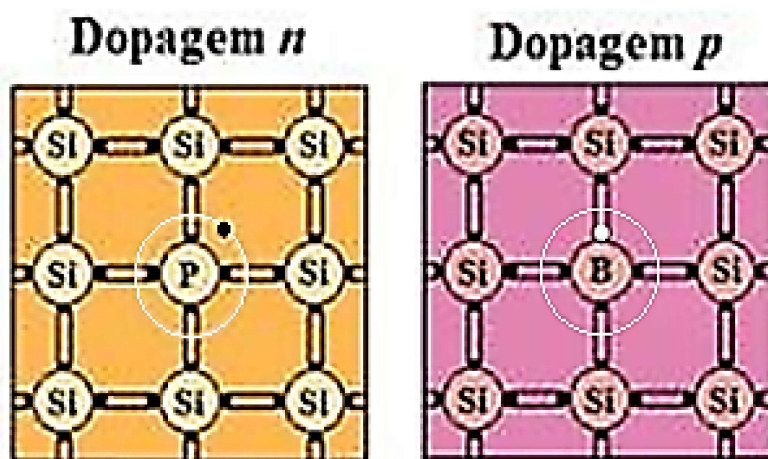
Os semicondutores mais comuns são os elementos do grupo IV da tabela periódica, notadamente o Silício e o Germânio (Ge), que tem como característica a presença de quatro elétrons de valência podendo, assim, formar quatro ligações covalentes. Átomos pentavalentes, como o Fósforo (P) ou o Arsênio (As), possuem um elétron a mais do que o necessário para formar as ligações covalentes. Já átomos do grupo III, com o Índio (In) e o Boro (B), não formam as quatro ligações, ficando assim com um espaço vazio, que pode ser preenchido por um elétron, chamado de lacuna, ou buraco (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

As células fotovoltaicas encontradas no mercado atualmente são, na grande maioria, feitas de Silício. Este material possui quatro elétrons na camada de valência que se ligam aos seus átomos vizinhos formando uma rede cristalina, sendo assim um semicondutor intrínseco (MACHADO e MIRANDA, 2015). Por ser um material não tóxico e disponível em abundância na natureza, tem enorme vantagem sobre outros materiais semicondutores, pois embora outros materiais possam fornecer eficiências maiores, o processo de fabricação de células de Silício é mais simples, barato e com tecnologia bem desenvolvida (VILLALVA, 2015).

Normalmente não existem elétrons livres no Silício, mas por meio do processo de dopagem, são adicionadas impurezas

ao silício alterando suas propriedades e tornando-o um condutor melhor (Figura 23). Se for adicionada uma pequena quantidade de Fósforo, passarão a existir elétrons extras no cristal, produzindo um semiconductor do tipo n (negativo), no qual a carga da corrente é de elétrons. Se for adicionado Boro, existirão menos elétrons que no silício e, assim, surgirão “buracos” vazios no cristal, produzindo um semiconductor do tipo p (positivo). Quando esses dois materiais são colocados juntos, forma-se a chamada junção $p-n$ através da recombinação dos elétrons e buracos, criando uma barreira para o fluxo dos elétrons livres que não se recombinaram (HINRICHS *et al*, 2014).

Figura 23 – Dopagem do Silício com Fósforo (tipo n) e com Boro (tipo p)

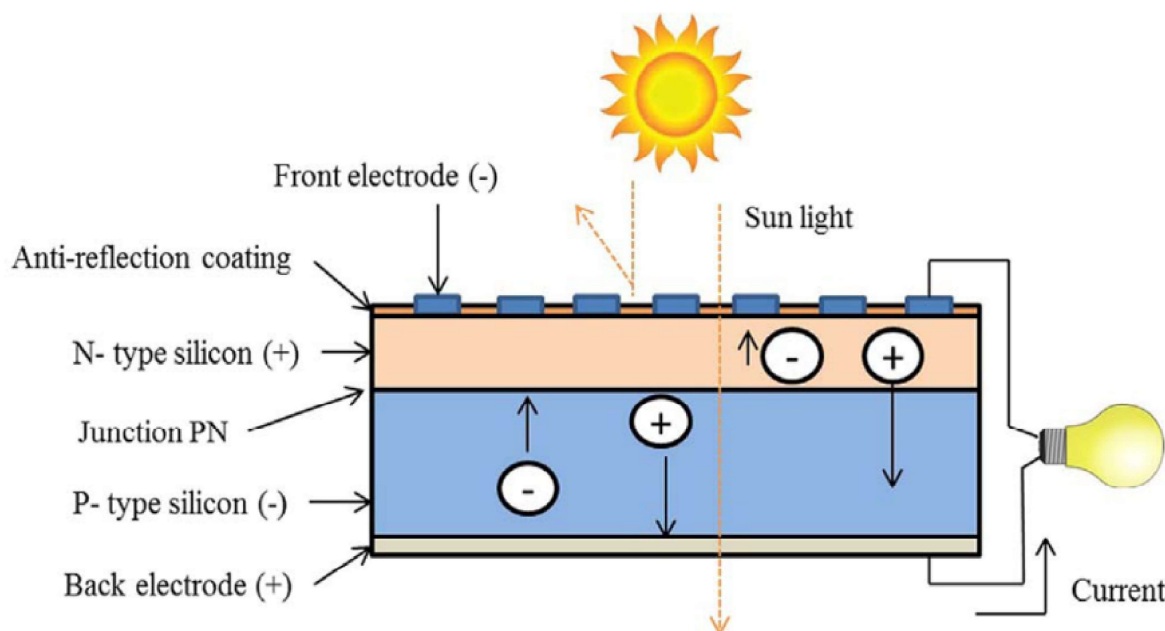


Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

Uma célula fotovoltaica (Figura 24) é composta tipicamente da junção de duas camadas de material semiconductor, uma do tipo p e outra do tipo n . Os elétrons da camada n migram para a camada p ocupando os espaços vazios após a luz descarregar sua energia sobre os elétrons, fazendo com que eles tenham energia suficiente para vencer a junção $p-n$. Em seguida os elétrons são coletados por eletrodos metálicos e se houver um circuito fechado, passará a circular uma corrente elétrica. Caso contrário, poderá

ser percebida uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V entre os dois eletrodos (VILLALVA, 2015).

Figura 24 – Estrutura física construtiva de uma célula solar fotovoltaica



Fonte: Sampaio e Gonzáles (2017).

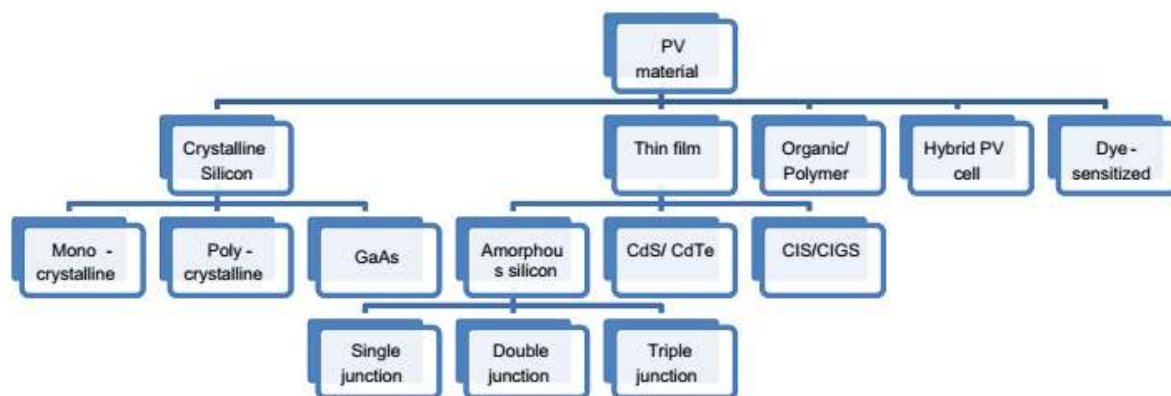
A fina camada superior, feita de Silício tipo n , que deve ser bastante fina a fim de que se torne transparente à luz solar e com uma espessura de aproximadamente $1 \mu\text{m}$. Nessa camada é anexada uma grade condutora arranjada de modo a evitar que grande parte da luz seja bloqueada. A camada inferior é de Silício tipo p , com aproximadamente $400 \mu\text{m}$ de espessura com um eletrodo metálico anexado à sua parte posterior. Para a proteção contra os efeitos climáticos, as células são encapsuladas em um material transparente (HINRICHS *et al*, 2014).

Tecnologias das células fotovoltaicas

As tecnologias de células fotovoltaicas (Figura 25) geralmente são categorizadas em três gerações, dependendo

da matéria-prima utilizada e do nível de maturidade comercial. Sistemas fotovoltaicos de primeira geração são os que utilizam a tecnologia de Silício cristalino (c-Si). Já os sistemas fotovoltaicos de segunda geração baseiam-se em tecnologias fotovoltaicas de filmes finos. Os sistemas fotovoltaicos de terceira geração incluem tecnologias de energia fotovoltaica orgânica que ainda estão em demonstração ou não foram amplamente comercializados além de novos conceitos ainda em desenvolvimento (SAMPAIO e GONZÁLES, 2017).

Figura 25 – Materiais de células fotovoltaicas disponíveis no mercado.



Fonte: Pandey *et al* (2016)

As células de m-Si (Figura 26a) são feitas a partir de um único cristal de Silício mergulhado em Silício fundido, processo conhecido como Czochralski (MACHADO e MIRANDA, 2015), onde o cristal de Silício de alta pureza é derretido em um cadinho, geralmente feito de quartzo. Os átomos de impurezas dopantes são adicionados ao Silício fundido em quantidades precisas, mudando-o para um Silício tipo *p* ou tipo *n* (TYAGI *et al*, 2013).

Figura 26 – Células de Silício monocristalino e policristalino



(a)



(b)

Fonte: Souza (2012).

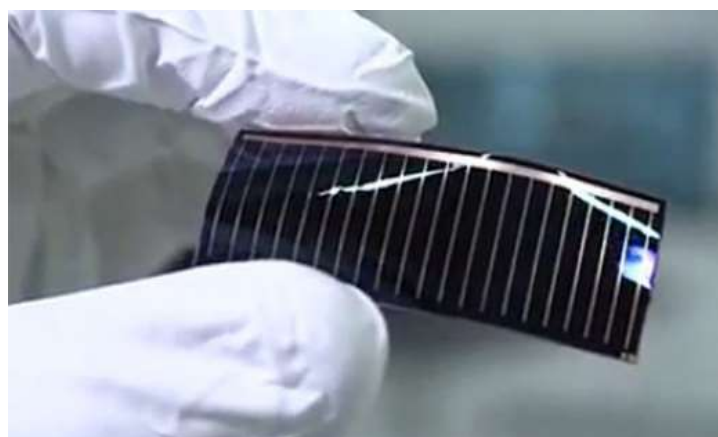
As células de p-Si (Figura 26b) não passam pelo processo de Czochralski. Nesse caso, o Silício líquido de alta pureza do tipo p é resfriado, formando vários cristais. Em seguida, passa pelo processo de dopagem com o Fósforo, gerando a junção $p-n$ como no m-Si (MACHADO e MIRANDA, 2015).

As células solares de c-Si têm muitas vantagens, tais como, eficiência elevada e fácil disponibilidade, o que forçou os fabricantes a usá-lo como material principal das células solares. Na maioria dos casos, as células solares do tipo m-Si são usadas porque têm alta eficiência, mas devido ao maior custo do material, ainda é motivo de preocupação tanto para os fabricantes como para os usuários finais. Portanto, pesquisadores de todo o mundo estão explorando outras opções com maior desempenho para produzir eletricidade por meio de células solares (PANDEY *et al*, 2016).

O Arseneto de Gálio (GaAs) (Figura 27) é uma forma semicondutora composta por Gálio (Ga) e Arsênio (As) que tem estrutura semelhante ao Silício. Em comparação com as células

solares à base de Silício, tem alta eficiência e a espessura também é menor. Normalmente é utilizado para o módulo fotovoltaico concentrador e para aplicação espacial, uma vez que possui alta resistência ao calor. Além disso, é mais leve em comparação com o silício p-Si e m-Si. No entanto, o material e a fabricação de GaAs podem ser dispendiosos (TYAGI *et al*, 2013).

Figura 27 – Célula Fotovoltaica de Arseneto de Gálio (GaAs)



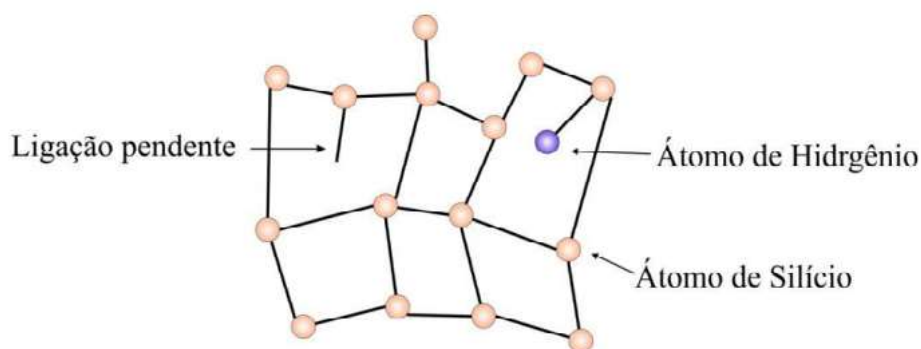
Fonte: Souza (2012).

A tecnologia de Filmes Finos também pode ser vista como um substituto adequado ao c-Si, porque utiliza menos material e as camadas são muito mais finas em comparação com células solares m-Si e p-Si, reduzindo assim o custo de fabricação. No entanto, a eficiência destas células solares ainda é baixa (TYAGI *et al*, 2013). Ao contrário das formas cristalinas de células solares, onde pedaços de semicondutores são intercalados entre painéis de vidro para criar os módulos, os painéis de filme fino são criados depositando camadas finas de certos materiais em substratos de vidro ou aço inoxidável, usando ferramentas de pulverização catódica. A vantagem desta metodologia reside no fato de que a espessura das camadas depositadas permite a criação de módulos fotovoltaicos flexíveis (EL CHAAR *et al*, 2011). As abordagens principais são baseadas em células de Silício Amorfo (a-Si), Sulfeto de Cádmio (CdS) e Telureto de Cádmio (CdTe), Seleneto de Cobre

e Índio (CIS) e Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS) (SAMPAIO e GONZÁLES, 2017).

O a-Si é uma das primeiras tecnologias de filme fino desenvolvidas e diverge do c-Si no fato de que os átomos de silício estão aleatoriamente localizados um do outro (Figura 28). Isso tem como efeito um maior intervalo de banda do que o silício cristalino. O *bandgap* maior permite que as células a-Si absorvam a parte visível do espectro solar mais forte do que a porção infravermelha do espectro (EL CHAAR *et al*, 2011). O silício amorfo tem uma taxa de absorção de luz 40 vezes maior do que o m-Si (TYAGI *et al*, 2013).

Figura 28 – Estrutura do Silício Amorfo.



Fonte: Machado e Miranda (2015).

Devido a esse arranjo desordenado a estrutura possui muitas ligações pendentes, que formam buracos, que podem se recombinar com elétrons livres, prejudicando o fluxo de corrente através da célula. Por isso, faz-se a hidrogenação do silício amorfo. Assim, os átomos de hidrogênio ocupam esses buracos, diminuindo a densidade de ligações pendentes e permitindo que os elétrons fluam através da célula (MACHADO e MIRANDA, 2015).

Uma vez que as células a-Si têm menor eficiência do que as células m-Si e p-Si, os módulos a-Si (Figura 29a) de junção única se degradam após serem expostos à luz solar e perdem eficiência. Para

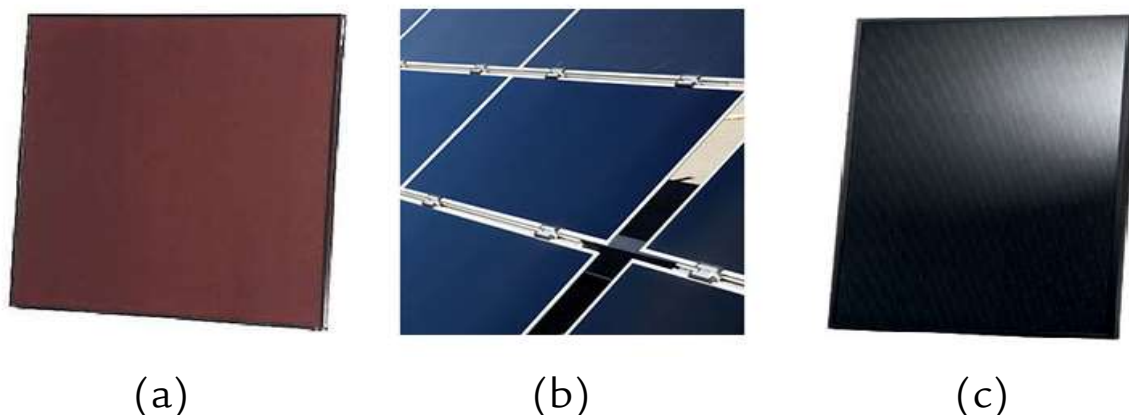
melhorar estes problemas, abordagens como o desenvolvimento de dispositivos a-Si de múltiplas junções foram tentadas. Esta melhoria está ligada à estrutura de design das células onde são capturados diferentes comprimentos de onda da irradiação solar (de curto a longo período de onda) (EL CHAAR *et al*, 2011).

As células solares CdS/CdTe (Figura 29b) podem produzir alta eficiência, cerca de 15%, e também são conhecidas por fornecerem um *bandgap* ideal (1,45 eV), uma vez que o coeficiente de absorção direta é alto. Além disso, também são conhecidas por sua estabilidade por um período mais longo. No entanto, esta tecnologia enfrenta alguns problemas, como o relacionado ao meio ambiente e o problema com a matéria-prima (TYAGI *et al*, 2013) pois o Cádmiio (Cd) é um material tóxico e o Telúrio (Te) é um material raro, que não é encontrado em abundância (VILLALVA, 2015). Porém se mostram como materiais promissores dentro da tecnologia de filmes finos, sendo os mais apropriados para a produção em larga escala. A exemplos tem-se as plantas de 40 MW, em Ohio (Estados Unidos), 10 MW, na Alemanha e 5 MW em Abu Dhabi (EL CHAAR *et al*, 2011).

A tecnologia de CIG/CIGS (Figura 29c) ainda está em fase de desenvolvimento, uma vez que é uma nova tecnologia e está configurado para competir com outras células solares de energia solar. Uma eficiência de 13% para módulos e 20% para célula foi verificada. Seu intervalo de banda direta pode chegar a 1,68 eV com modificação leve com Enxofre (S) (TYAGI *et al*, 2013). São utilizados dispositivos fotovoltaicos que contêm elementos semicondutores dos grupos I, III e VI na tabela periódica, o que é benéfico devido aos seus altos coeficientes de absorção óptica e características elétricas permitindo o ajuste do dispositivo. Além disso, uma melhor uniformidade é conseguida através do uso de Selênio, diminuindo o número de locais de recombinação beneficiando a eficiência quântica e, portanto, a eficiência da conversão (EL CHAAR *et al*, 2011). Estas células não empregam

materiais tóxicos e são mais eficientes que as células de silício, porém, seu custo é muito elevado e sua aceitação comercial ainda é pequena (VILLALVA, 2015).

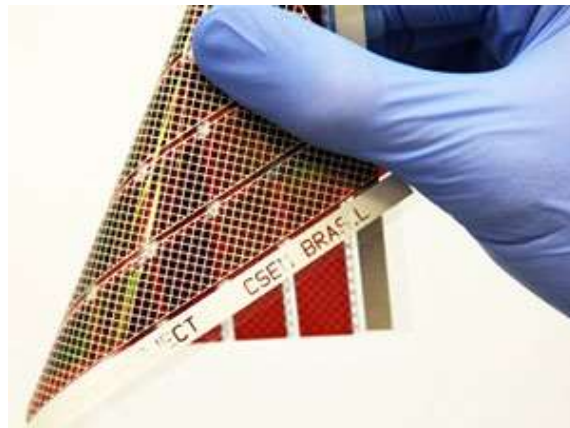
Figura 29 – Módulos Fotovoltaicos de Filmes Finos



Fonte: Souza (2012).

As células solares orgânicas (Figura 30) envolvem uma nova tecnologia e ainda está em fase de desenvolvimento, assim como CIS/CIGS. Embora tenha uma eficiência muito baixa, que é de cerca de 4-5%, mas outras vantagens, como flexibilidade mecânica, descartabilidade e custo eficiente, trouxeram muito interesse neste material (TYAGI *et al*, 2013). Tanto as células solares orgânicas quanto as células solares de polímero são construídas a partir de filmes finos de semicondutores orgânicos, como polímeros e compostos de moléculas pequenas, como pentaceno, polifenileno vinileno, ftalocianina de cobre (pigmento orgânico azul ou verde) e fulerenos de carbono. A maior eficiência atualmente alcançada usando polímeros condutores está entre 4 e 5%, no entanto, o interesse neste material reside na flexibilidade mecânica e disposição. Uma vez que eles são em grande parte feitos de plástico oposto ao silício tradicional, o processo de fabricação é econômico (material de baixo custo, fabricação de alto rendimento) com desafios técnicos limitados (não requer condições de alta temperatura ou alta) (EL CHAAR *et al*, 2011).

Figura 30 – Célula Solar Fotovoltaica Orgânica.



Fonte: Souza (2012).

Uma célula fotovoltaica híbrida (Figura 31) resulta da combinação da célula cristalina convencional com uma célula de filme fino, acrescida posteriormente de uma fina camada de silício sem impurezas, chamada camada intrínseca. Esta célula se distingue das demais pela maior produção de energia em elevadas temperaturas. Além disso, consome pouca energia e matéria-prima em sua fabricação o que torna seu custo atraente (VILLAVA, 2015). Um dos maiores fabricantes de células solares do Japão, a Sanyo, desenvolveu uma célula solar híbrida com 21% de eficiência. A base desta célula solar é uma bolacha de silício de tipo n que funciona como um absorvedor de luz. Sanyo planeja comercializar esta célula solar e a produção em larga escala já está a caminho (TYAGI *et al*, 2013).

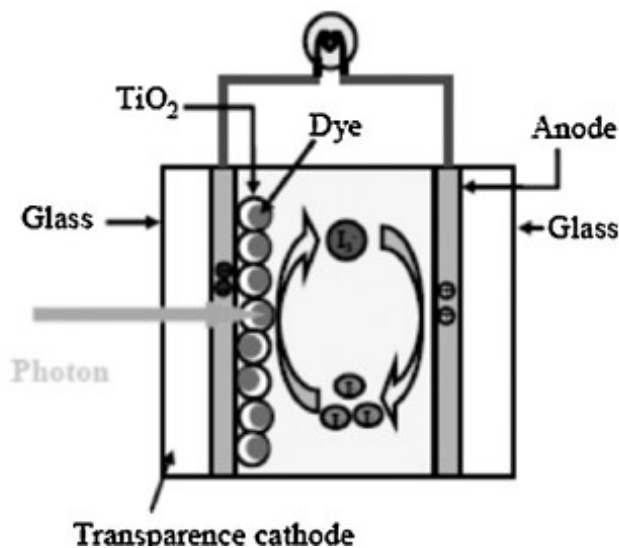
Figura 31 – Módulo fotovoltaico feito de células fotovoltaicas híbridas



Fonte: Souza (2012).

Devido a alguns problemas de eficiência, custo de produção e questões relacionadas ao meio ambiente de alguns materiais de células solares, os pesquisadores trouxeram ideias para produzir novas tecnologias de materiais que chamam células solares sensíveis a corantes (TYAGI *et al*, 2013). O uso de células sensibilizadas com corantes (Figura 32) para aplicação fotovoltaica remonta a várias décadas, já que os cientistas estavam tentando imitar a ação da clorofila nas plantas (EL CHAAR *et al*, 2011). Estas células solares se baseiam na utilização de um corante capaz de transferir um elétron no estado excitado para um óxido semicondutor, iniciando o processo que leva à geração de corrente (MACHADO e MIRANDA, 2015).

Figura 32 – Esquema de uma Célula Fotovoltaica Sensível a Corantes



Fonte: El Chaar (2011).

Geralmente, esses tipos de células consistem em um semicondutor, como o silício, e um líquido eletrolítico, que é uma solução condutora comumente formada pela dissolução de um sal em um líquido solvente, como água. O semicondutor e o eletrólito trabalham em conjunto para dividir os pares de elétron-lacuna estreitamente ligados produzidos quando a luz solar atinge a célula. A fonte dos portadores de carga induzidos por foto é um corante fotossensível. Além disso, um nanomaterial, mais comumente dióxido de titânio (TiO_2) também é frequentemente usado para manter as moléculas de corante no lugar (EL CHAAR *et al*, 2011).

Complexos de Rutênio (Ru) estão entre os corantes mais utilizados, e a maior parte das pesquisas estão focadas em encontrar o corante que resultará em maior eficiência da célula (MACHADO e MIRANDA, 2015). Embora a célula solar sensível a corantes de maior eficiência já tenha sido fabricada é de 11%, esta tecnologia contém solventes voláteis em seus eletrólitos que podem penetrar através de plástico (isto é, compostos orgânicos) e também apresentam problemas para selar as células. As células

que contêm esses solventes são, portanto, pouco atraentes para uso externo devido a potenciais riscos ambientais. Os pesquisadores desenvolveram células solares que usam eletrólitos isentos de solventes, mas as eficiências celulares são muito baixas (EL CHAAR *et al*, 2011).

As diferentes tecnologias e os diversos materiais empregados na fabricação de células fotovoltaicas levam à obtenção de células e módulos com eficiências diferentes. Consequentemente, tem-se variações no custo dos módulos e na área instalada para a produção de energia (VILLALVA, 2015). A Tabela 1, mostra um comparativo entre as eficiências das tecnologias fotovoltaicas disponíveis no mercado.

Tabela 1 – Eficiência de diferentes tecnologias de células fotovoltaicas

Tecnologia Empregada	Eficiência da Célula em Laboratório	Eficiência da Célula Comercial	Eficiência dos Módulos Comerciais
m-Si	24,7%	18%	14%
p-Si	19,8%	15%	13%
a-Si	13%	10,5%	7,5%
Híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS/CIGS	18,8%	14%	10%
CdS/CdTe	16,4%	10%	9%

Fonte: Adaptado de Villalva (2015).

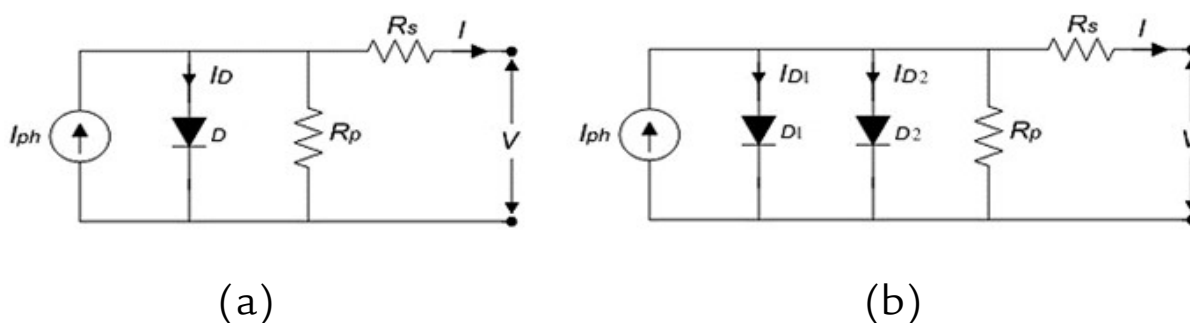
Atualmente módulos fotovoltaicos aplicando novos materiais vem sendo inseridos no mercado com perspectivas de redução de custos devido às altas eficiências alcançadas. Como resultado desse progresso tem-se uma melhoria substancial da eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica, o que traz consigo crescimento da produção e vendas, abertura de mercados no âmbito internacional, aumento de oportunidades para aplicação da tecnologia (BARBOSA *et al*, 2012).

Parâmetros Elétricos das Células Fotovoltaicas

Como uma célula solar consiste em uma junção *p-n* fabricada em uma fina camada de semicondutor, suas características operacionais são iguais ao diodo (MAHELA e SHAIK, 2017). Assim, a energia elétrica gerada depende das condições operacionais e dos fatores de campo, como a localização geométrica do sol, níveis de irradiação e temperatura ambiente (SINGH, 2013). A modelagem matemática da célula fotovoltaica é útil para identificar as características da geração sob insolação solar uniforme e não uniforme (RAJESH; MABEL, 2015).

Um circuito elétrico equivalente de uma célula solar pode ser representado pelo modelo conhecido como Modelo de Diodo Simples (Figura 33a). Também existe o Modelo de Diodo Duplo (Figura 33b), com dois diodos em paralelo, que é mais preciso sob certas condições operacionais, mas a utilização de apenas um diodo traz simplicidade e apresenta precisão suficiente para a modelagem da célula fotovoltaica (MAHELA e SHAIK, 2017). No Modelo de Diodo Duplo, o diodo D2 representa as perdas por recombinação na camada de carga espacial (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

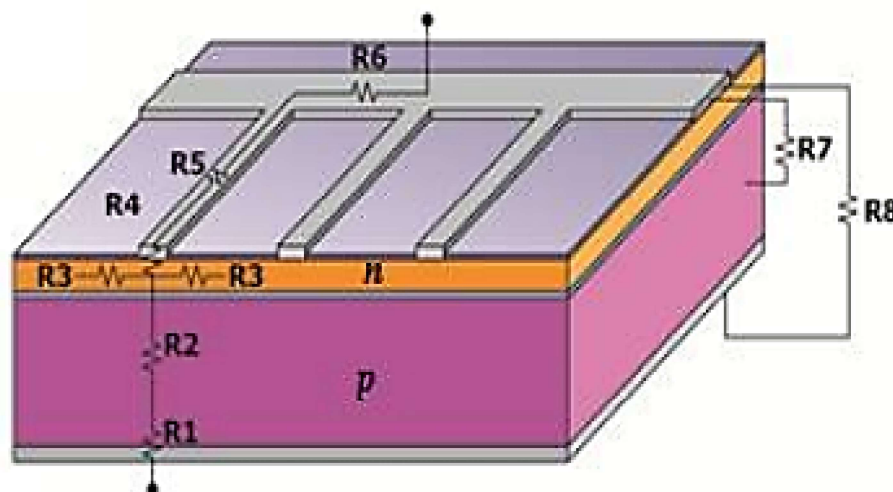
Figura 33 – Modelo Equivalente de Diodo Simples e de Diodo Duplo



Fonte: Adaptado de Rajesh e Mabel (2015); Borges Neto e Carvalho (2012).

Em uma célula fotovoltaica (Figura 34a) a resistência em série R_s existe devido a junção metal-semicondutor existentes nos contatos metálicos frontal e traseiro (R4 e R1), malhas metálicas (R5 e R6), regiões dopadas (R2 e R3). Existem também resistências devido a pontos de curto-circuito entre a junção $p-n$ e o contato metálico frontal (R7) e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R8), representadas por uma resistência em paralelo R_p (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 34 – Resistências em série e em paralelo da célula fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A corrente elétrica I de uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção $p-n$ no escuro (através do diodo semicondutor, I_D) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar (foto-corrente I_{ph}) (PINHO e GALDINO, 2014):

$$I = I_{ph} - I_D \quad (2)$$

A corrente do diodo é fornecida através da equação de Shockley, que, segundo El Chaar *et al* (2011), é dada por:

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{qV_D}{AkT} \right) - 1 \right] \quad (3)$$

Onde:

I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo (A)

A – Fator de idealidade do diodo (obtido experimentalmente).

q – Carga do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C);

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K);

T – Temperatura da célula (K);

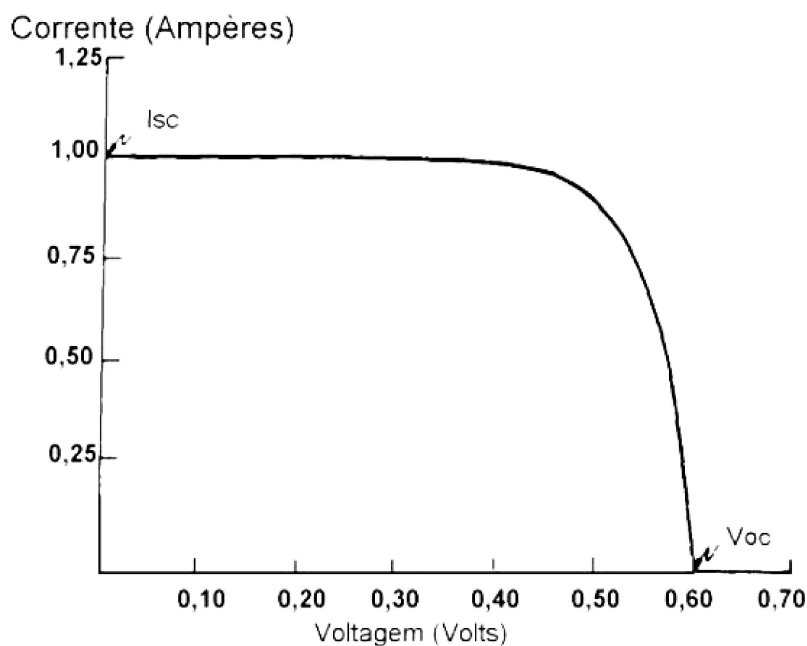
Dessa maneira, tem-se a Equação 4 que determina a corrente em função da tensão em uma célula fotovoltaica.

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right\} - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (4)$$

A Equação 4 determina a curva I - V ou curva característica de uma célula fotovoltaica. Na Figura 35 apresenta-se a curva I - V típica de uma célula fotovoltaica de Si. Deve-se observar que, apesar de ser normalmente apresentada no primeiro quadrante, fisicamente a curva se situa na realidade no quarto quadrante da curva. (PINHO e GALDINO, 2014).

O comportamento elétrico da célula pode ser descrito por meio de poucas grandezas. Os principais parâmetros que caracterizam uma célula fotovoltaica podem ser lidos na curva característica. São eles: Corrente de curto-circuito (I_{sc}), quando não há tensão externa na célula, e Tensão de circuito aberto (V_{oc}), quando não há corrente externa que supere a diferença de potencial entre as regiões dopadas (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

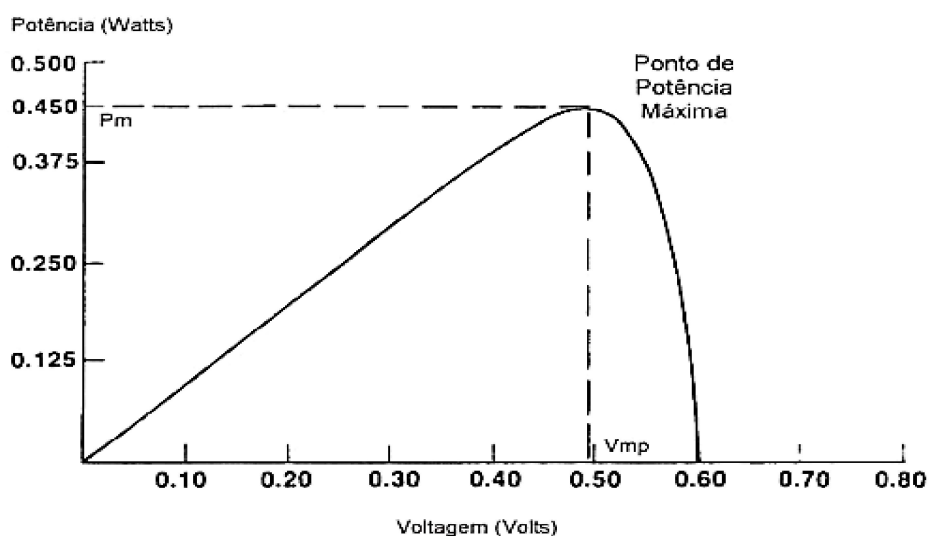
Figura 35 – Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: Jucá e Carvalho (2013).

A Figura 36 mostra uma curva típica de potência versus tensão (P - V) para uma célula fotovoltaica. Observa-se que existe somente uma tensão V_{mp} (e a correspondente corrente I_{mp}) para a qual a potência máxima (P_m) pode ser entregue. É importante salientar que não existe geração de potência para as condições de circuito-aberto e curto-circuito, já que tensão ou corrente são zero, respectivamente (JUCÁ e CARVALHO, 2013).

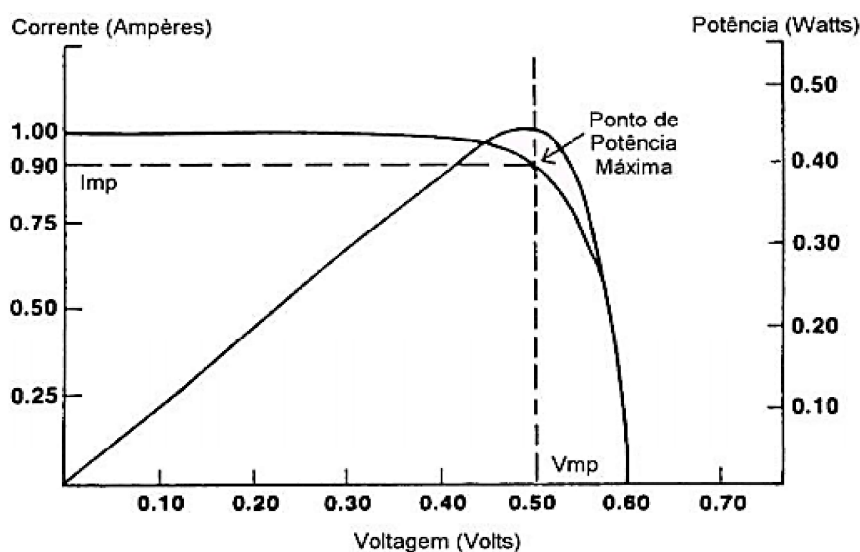
Figura 36 – Curva de potência ($P-V$) de uma célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Jucá e Carvalho (2013).

A Figura 37 mostra a curva $I-V$ sobreposta à curva $P-V$. Observa-se que a célula se comporta como uma fonte de corrente, com pouca variação de corrente, quando a tensão varia de zero até o ponto de máxima potência, e que o módulo se comporta como uma fonte de tensão, com pouca variação de tensão) entre o ponto de potência máxima (MPP do inglês *Maximum Power Point*) e a tensão de circuito aberto (JUCÁ e CARVALHO, 2013).

Figura 37 – Ponto de Máxima Potência de uma célula fotovoltaica



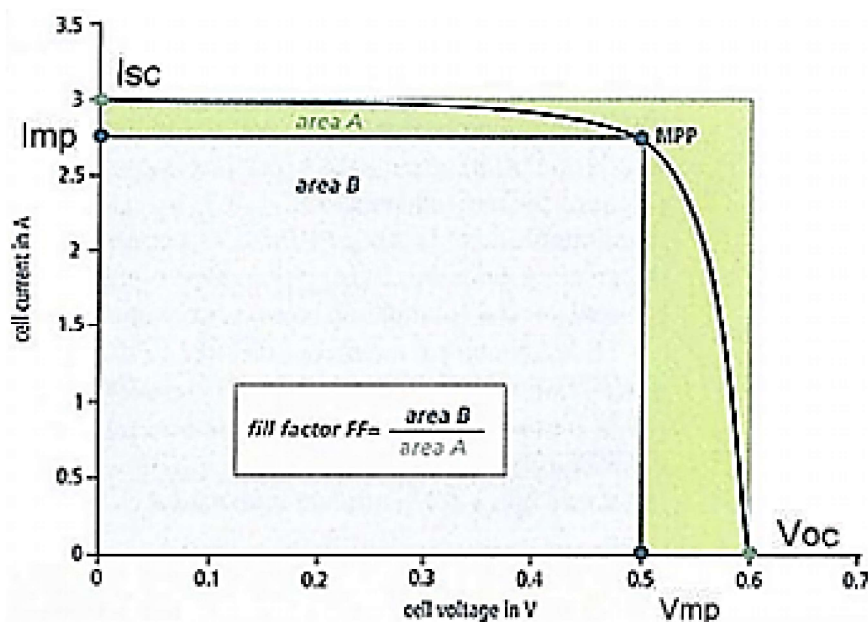
Fonte: Fonte: Jucá e Carvalho (2013).

Outros parâmetros utilizados na caracterização das células fotovoltaicas são o Fator de Forma (FF) e a Eficiência ou Rendimento (η). O FF é definido pela relação entre a potência no MPP e o produto da corrente de curto circuito pela tensão de circuito aberto (Equação 5). Valores usuais para células solares ficam entre 70 e 80% (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (5)$$

Segundo Jucá e Carvalho (2013), o FF é uma grandeza que expressa o quanto a curva característica I - V se aproxima de um retângulo. Quanto melhor a qualidade das células no módulo, mais próxima da forma retangular será a curva I - V . Pinho e Galdino (2014) afirmam que quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próxima da forma retangular será a curva I - V . Graficamente o FF pode ser determinado pela razão entre a área dos dois retângulos (Figura 38).

Figura 38 – Determinação gráfica do Fator de Forma na curva I - V



Fonte: Adaptado de Souza (2012).

O rendimento descreve a relação entre a potência no MPP e a potência total da luz incidente (BORGES NETO e CARVALHO, 2012). Ou seja, indica quanto da energia solar incidente é transformada em energia elétrica (JUCÁ e CARVALHO, 2013), definindo o quão efetivo é o processo de conversão (PINHO e GALDINO, 2014), e pode ser calculado por:

$$\eta = \frac{P_{mp}}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (6)$$

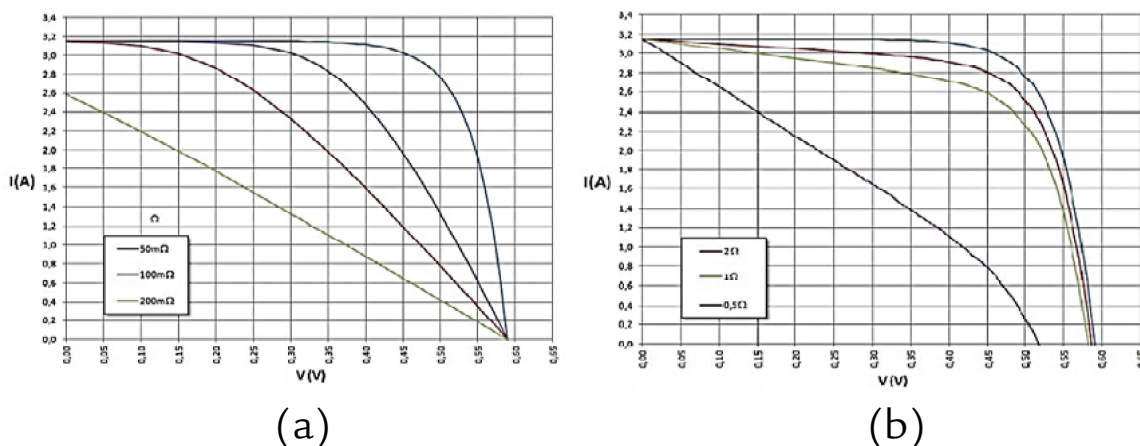
Onde:

A – Área da célula (m²);

G – Irradiância solar incidente (W/m²).

Normalmente, o valor de R_p é muito alto e o valor de R_s é muito pequeno, podendo ser negligenciados para simplificar a análise (SINGH, 2013). Porém, estes parâmetros têm influência importante na curva I - V da célula (Figura 39). Ambas podem contribuir para reduzir o FF da célula, e, portanto, sua eficiência (PINHO e GALDINO, 2014).

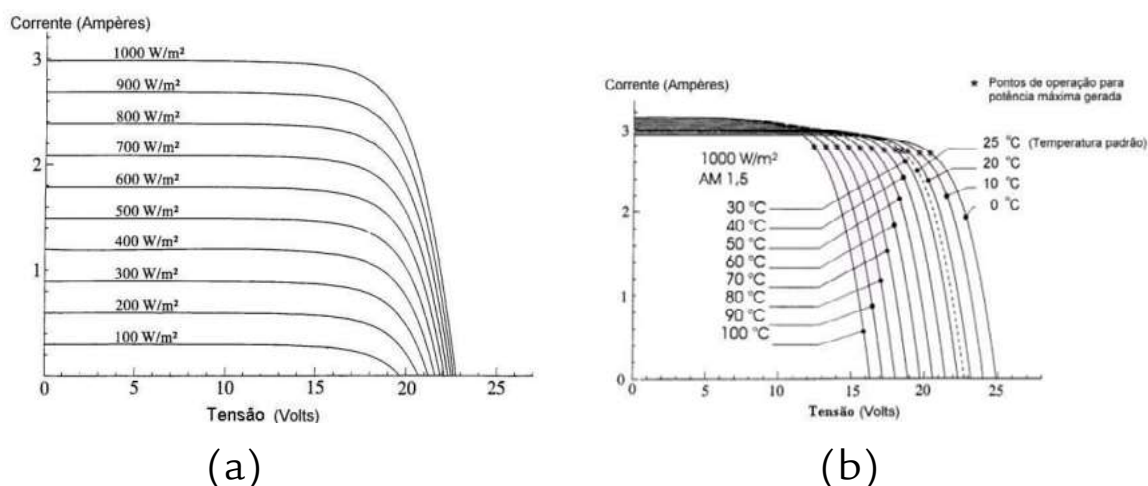
Figura 39 – Efeito da Resistência Série ($R_p = \infty$) (a) e da Resistência Paralela ($R_s = 0$) (b) na curva I - V da célula fotovoltaica para as mesmas condições de temperatura e irradiância



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O desempenho das células fotovoltaicas é influenciado pela irradiância incidente e sua distribuição espectral, bem como pela temperatura de operação da célula (PINHO e GALDINO, 2014). A corrente gerada aumenta linearmente com o aumento da radiação solar (JUCÁ e CARVALHO, 2013). Com o aumento da temperatura a tensão de circuito aberto cai e a corrente de curto circuito aumenta (SOUZA, 2012), como pode ser visto na Figura 40.

Figura 40 – Efeitos causados pela variação da radiação solar na curva I-V (a) e pela temperatura da célula na curva I-V para as condições de 1000W/m² e AM 1,5 (b)



Fonte: Jucá e Carvalho (2013).

Arranjos de Células Fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo fotovoltaico básico que sozinho produz pouca eletricidade. Então, várias células são agrupadas para produzir módulos fotovoltaicos para se obter potências maiores (VILLALVA, 2015). Segundo a norma NBR 10899, o módulo fotovoltaico é o menor conjunto ambientalmente protegido de células fotovoltaicas interligadas eletricamente com o objetivo de gerar energia elétrica. O símbolo da Figura 41 pode ser utilizado para representar um módulo fotovoltaico.

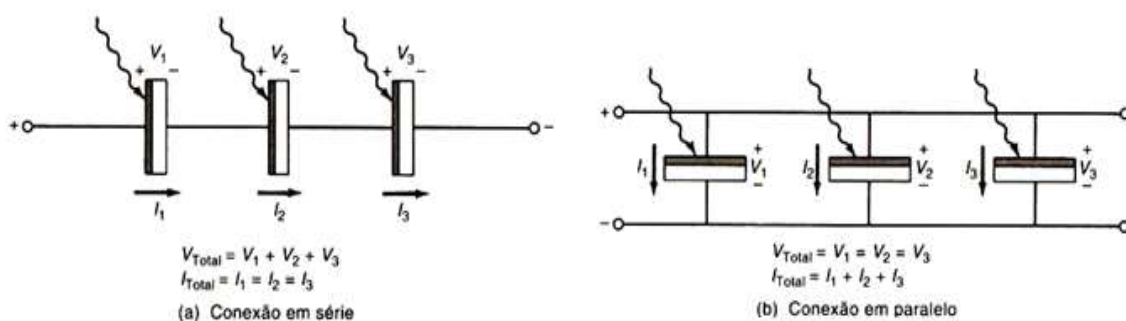
Figura 41 – Símbolo representativo de um módulo fotovoltaico



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

As células individuais podem ser conectadas em série ou em paralelo, sendo que em um módulo fotovoltaico a disposição das células atende uma lógica. Quanto maior for o número de células em série (Figura 42a), maior será a tensão alcançada, e quanto maior for o número de ligações em paralelo (Figura 42b), maior será a corrente. Assim, diferentes valores de potência podem ser obtidos dependendo da disposição utilizada (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

Figura 42 – Conexões em série e em paralelo em um módulo fotovoltaico

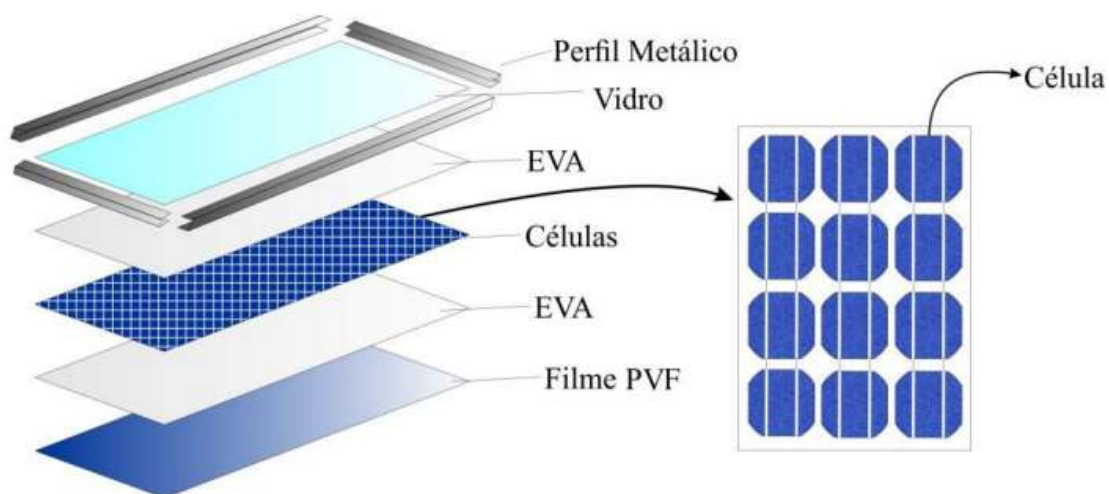


Fonte: Adaptado de Hinrichs *et al* (2014).

Na construção de um módulo fotovoltaico, as células sofrem um processo de empacotamento para reduzir os efeitos das condições climáticas, minimizando a temperatura de trabalho, prover rigidez mecânica e proteger os contatos elétricos da umidade do ar e contra danos mecânicos (BORGES NETO e

CARVALHO, 2012). Para formação dos módulos, as células são conectadas através de filamentos condutores e encapsuladas em folhas de Acetato de Vinil Etileno (EVA), e então recebem uma cobertura frontal de vidro temperado e uma proteção, na parte posterior, de um filme de Fluoreto de Polivinila (PVF). Esse conjunto laminado é montado em um perfil metálico, geralmente alumínio (MACHADO e MIRANDA, 2015). A Figura 43 mostra o esquema de construção de um módulo fotovoltaico comercial.

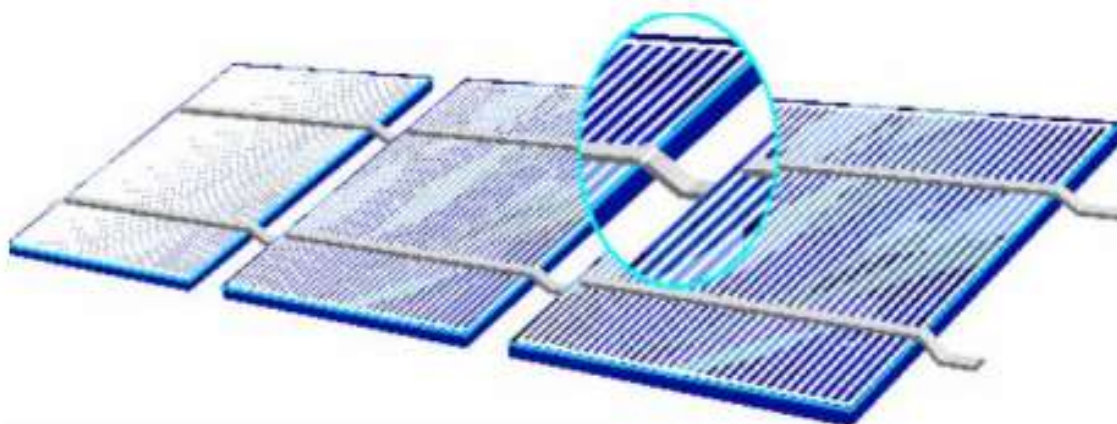
Figura 43 – Esquema construtivo de um módulo fotovoltaico comercial



Fonte: Adaptado de Machado e Miranda (2015).

Para a conexão em série das células fotovoltaicas os fabricantes geralmente utilizam o processo de conexão soldando os terminais da parte frontal de uma célula à parte traseira da célula seguinte, e assim por diante (SOUZA, 2012), como mostra a Figura 44. Vale a pena ressaltar que quando as células solares são interligadas em um módulo, surgem as chamadas perdas de interconexão, pelo fato de as células reais apresentarem diferentes curvas características. Assim, quanto maiores forem essas diferenças, maiores serão as perdas de interconexão (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

Figura 44 – Processo de conexão de células fotovoltaicas em série



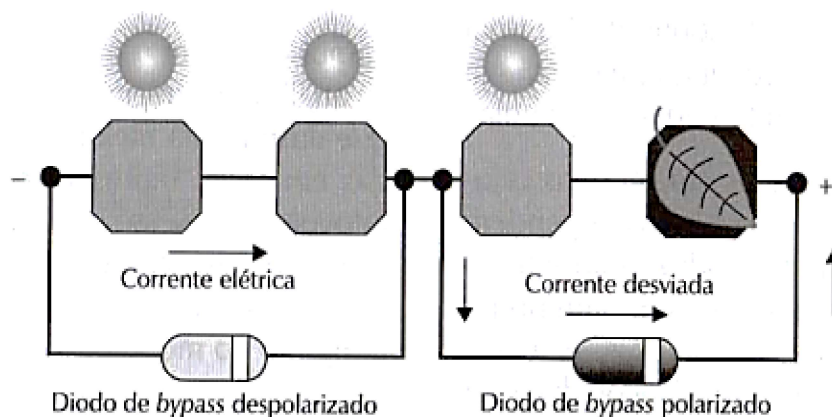
Fonte: Souza (2012).

A eficiência do módulo também pode ser afetada pela eficiência ótica da cobertura frontal, pois as células poderão receber pouca luz. Além disso, quando uma célula fotovoltaica dentro de um módulo, por algum motivo, estiver encoberta ou danificada, a potência de saída desse módulo cairá drasticamente e, por estar ligada em série com outras células, comprometerá todo o funcionamento das demais células no módulo (JUCÁ e CARVALHO, 2012).

Esse efeito de sombreamento é bastante prejudicial aos sistemas fotovoltaicos. Como a intensidade da corrente depende da intensidade de radiação solar que incide sobre ela, se uma célula estiver com pouca ou nenhuma luz, sua corrente torna-se pequena ou nula. Assim a corrente elétrica de todo o módulo é reduzida, e conseqüentemente o sistema irá produzir menos energia (VILLALVA, 2015).

Para que toda a corrente de um módulo não seja limitada por uma célula, usa-se geralmente um diodo de passagem ou de *by-pass*. Esse diodo serve como um caminho alternativo para a corrente na célula defeituosa. Geralmente, o uso do diodo em paralelo é feito em grupamentos de células (Figura 45), o que reduz o custo comparado ao de se conectar um diodo em cada célula (JUCÁ e CARVALHO, 2012).

Figura 45 – Utilização do diodo de by-pass para minimizar o efeito do sombreamento



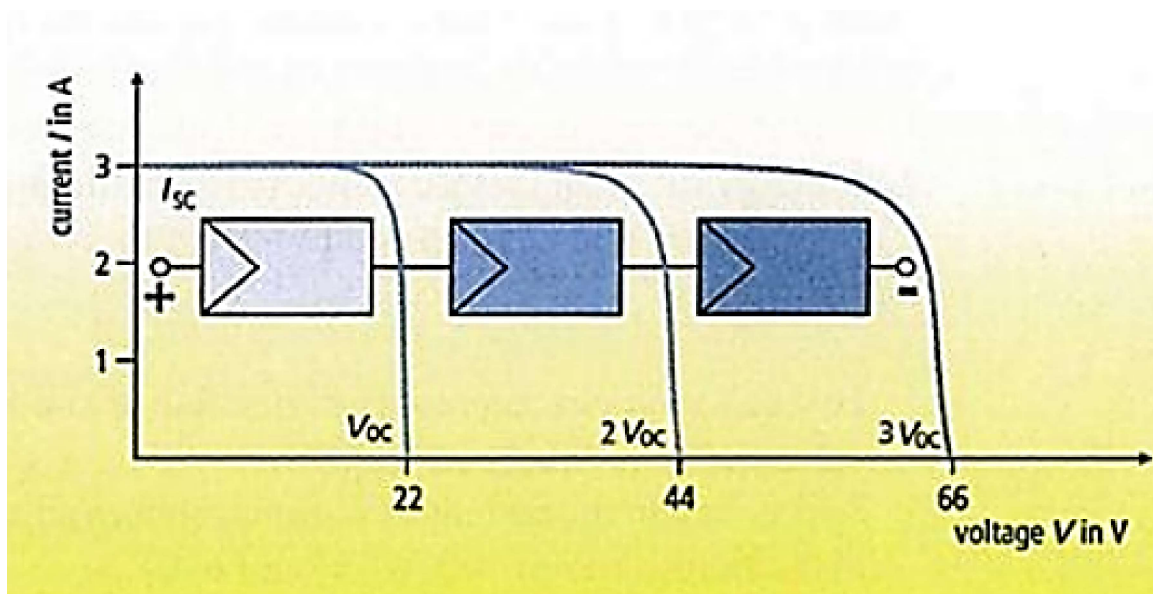
Fonte: Villalva (2015).

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), definida nas chamadas Condições Padrão de Ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*). Essas condições são: irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Porém estas condições não representam, na maioria dos casos, as condições operacionais reais. Assim as normas definem uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características efetivas verificadas em campo (PINHO e GALDINO, 2014).

O valor de $48,4 \text{ }^\circ\text{C}$ foi adotado pelos fabricantes e organismos internacionais de normatização e certificação, pois essa é a temperatura média de uma célula solar quando a temperatura ambiente é de $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Dessa maneira, a folha de dados do módulo fotovoltaico também fornece uma tabela de características na condição de NOCT (*Normal Operation Cell Temperature*), indicando valores de tensões, correntes e potências do módulo para uma taxa de radiação de 800 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5, considerando a temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e velocidade do vento de 1 m/s (VILLALVA, 2015).

Um agrupamento de módulos é denominado arranjo ou conjunto fotovoltaico. Na literatura em língua inglesa usa-se o termo *array* para definir um conjunto de módulos (VILLALVA, 2015). Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em ligações série e/ou paralelo, dependendo da corrente e tensão desejadas, para formar sistemas fotovoltaicos com potência mais elevada (PINHO e GALDINO, 2014). De maneira análoga à conexão de células fotovoltaicas, na associação em série, chamada de *string*, os módulos terão suas tensões somadas. A corrente será a média das correntes de cada módulo (SOUZA, 2012), como pode ser visto na Figura 46.

Figura 46 – Comportamento da associação em série de módulos fotovoltaicos.

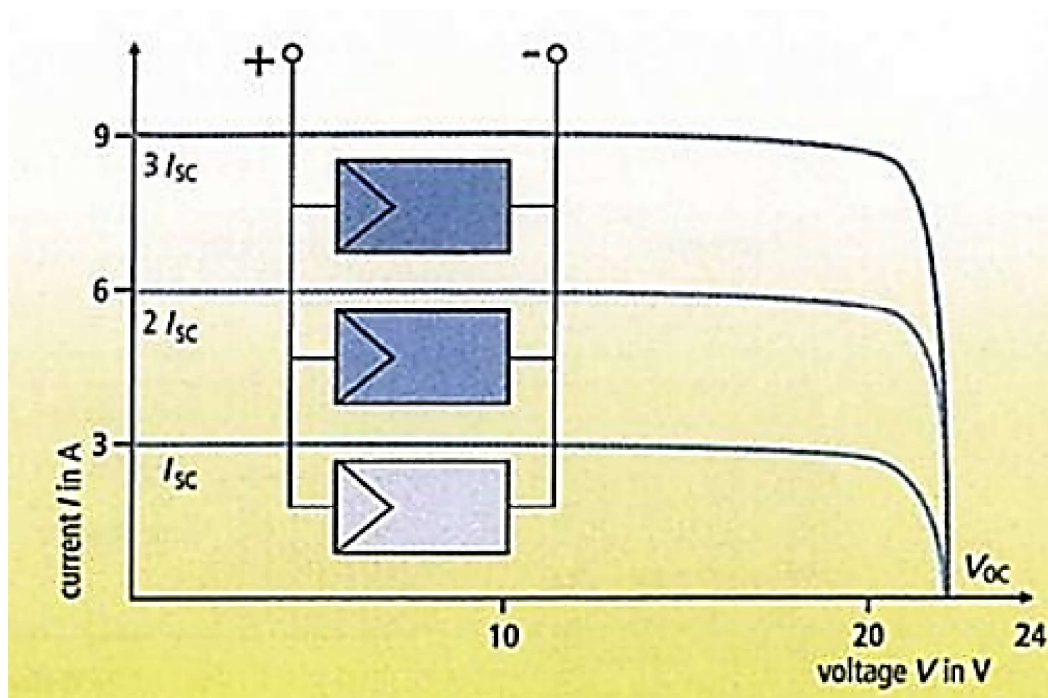


Fonte: Souza (2012).

Na prática, a conexão dos módulos em série é feita com conectores que já são fornecidos com os módulos, bastando conectar o terminal positivo de um módulo ao terminal negativo do outro e assim por diante (VILLALVA, 2015). A conexão em paralelo é feita unindo-se os terminais positivos de todos os módulos entre si e procedendo-se da mesma forma com os terminais negativos

(PINHO e GALDINO, 2014). Assim, tem-se o aumento direto da corrente que será, no painel, a soma das correntes individuais de cada módulo (Figura 47). A tensão será a média das tensões geradas (SOUZA, 2012).

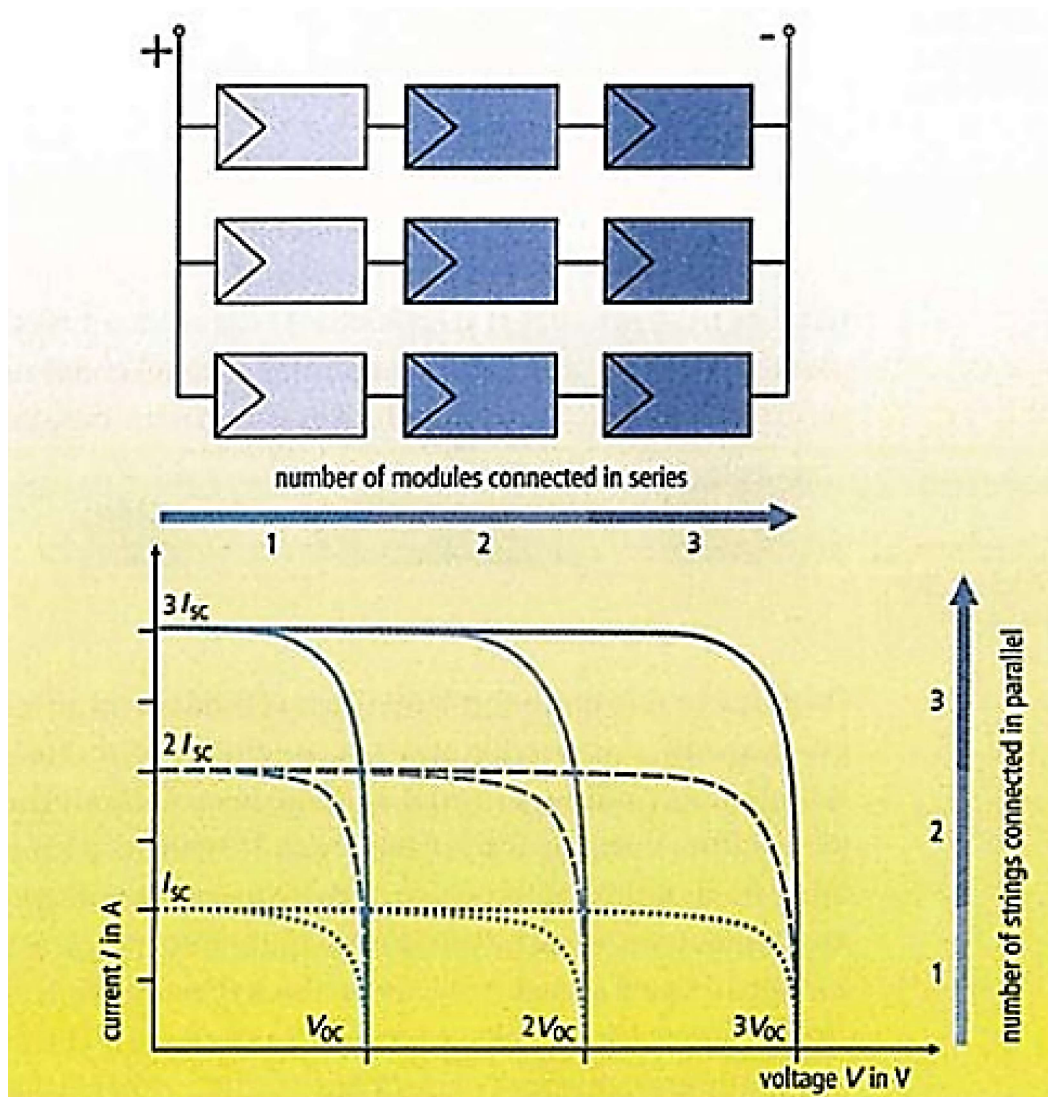
Figura 47 – Comportamento da associação em paralelo de módulos fotovoltaicos.



Fonte: Souza (2012).

Na maioria dos casos, será necessário associar os módulos em série, para alcançar a tensão nominal do sistema, e também em paralelo, para alcançar a potência-pico calculada no projeto. Nesses casos temos as características das duas associações anteriores e maiores perdas ao utilizar módulos de características diferente (SOUZA, 2012) com mostra a Figura 48.

Figura 48 – Comportamento da associação mista de módulos fotovoltaicos e seu comportamento.

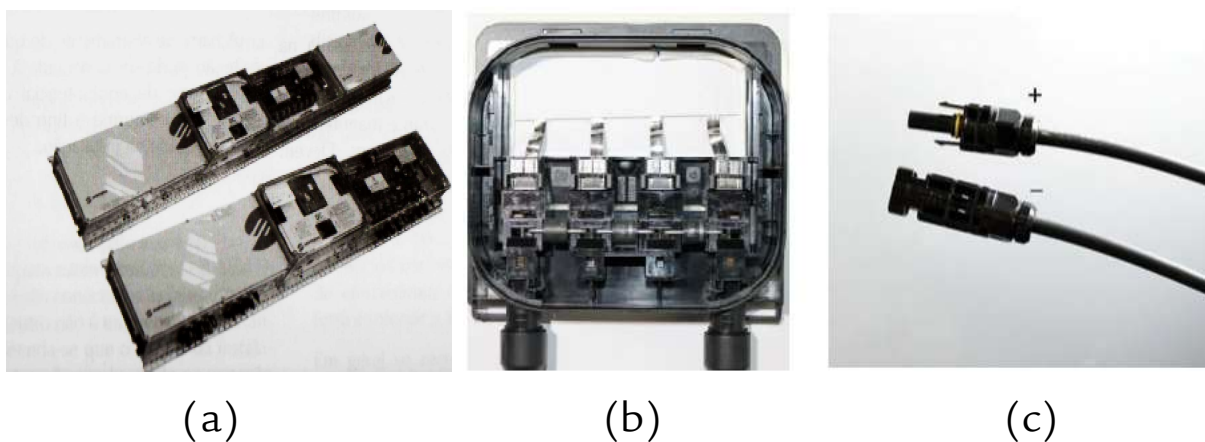


Fonte: Souza (2012).

As conexões em paralelo de várias *strings* são feitas utilizando caixas chamadas de *string-boxes* (Figura 49a). Elas concentram os cabos elétricos das diversas fileiras em dois barramentos, positivo e negativo, e ainda possui fusíveis de proteção (VILLALVA, 2015). A conexão entre os módulos fotovoltaicos é feita através das caixas de conexões (que também abrigam os diodos de *bypass*) na sua face posterior ou cabos pré-instalados (Figura 49b). Deve-se utilizar cabos e conexões específicos para uso em sistemas fotovoltaicos, que são protegidos contra os efeitos da

radiação e das intempéries (PINHO e GALDINO, 2014). como os conectores MC3 e MC4. Atualmente os conectores MC4 (Figura 49c) passaram a ser adotados pela maior parte dos fabricantes de módulos por conferirem maior segurança às conexões elétricas através do sistema de travamento (VILLALVA, 2015). A figura abaixo mostra uma caixa de conexões e um par de conectores MC4.

Figura 49 – Caixas *String*-boxes(a), Caixa de conexão de módulos fotovoltaicos (b) e conectores MC4 (c).



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014); Villalva (2015).

SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica pode ser utilizada para as mesmas finalidades que utilizam outras fontes de energia elétrica, como, por exemplo, para fornecer energia para residências e empresas, purificar água, sistemas de irrigação e monitoramento ambiental. Os sistemas de energia solar fotovoltaica podem ser minúsculos, para alimentar pequenos itens, ou grandes o bastante para alimentar cidades inteiras (BALFOUR *et al*, 2016).

Segundo Borges Neto e Carvalho (2012), as principais aplicações da tecnologia fotovoltaica para uso terrestre são agrupadas nas seguintes categorias: a) Produtos de Consumo, onde é considerado o uso de células solares em calculadoras, brinquedos e outros objetos de uso pessoal; b) Interligação com a rede elétrica, onde são encontrados desde módulos fotovoltaicos integrados às edificações, caracterizando uma geração descentralizada, até sistemas centralizados de grande potência elétrica; e, c) Modo Autônomo, onde os módulos fotovoltaicos são os únicos responsáveis pelo fornecimento de energia para a carga.

De acordo com a localização e a disponibilidade dos recursos energéticos, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados

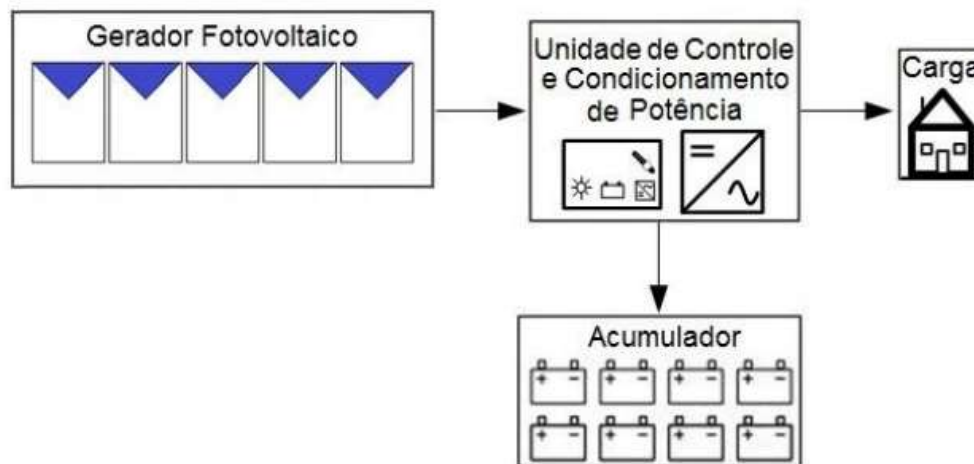
como Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) (JUCÁ e CARVALHO, 2013). Também existem os Sistemas Fotovoltaicos Híbridos (SFH), onde os módulos fotovoltaicos de um SFI são conectados a outros tipos de geração, para o abastecimento de consumidores não conectados à rede (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Muitos lugares do Brasil, não são atendidos por rede elétrica. Em locais como fazendas, ilhas e comunidades isoladas da Amazônia, por exemplo, um sistema fotovoltaico pode ser a melhor opção para a geração local de eletricidade, substituindo geradores movidos a diesel (VILLALVA, 2015). Assim, tendo em vista os altos custos incorridos na construção de infraestrutura elétrica até locais distantes e, na maioria das vezes lugares com baixa densidade de carga, a alternativa para fornecer energia elétrica utilizando SFI é interessante (NAKABAYASHI, 2015).

Em geral, os sistemas isolados necessitam de algum tipo de armazenamento. A forma mais comum de armazenamento é a utilização de baterias elétricas. Existem também outros tipos de armazenamento de energia, como, por exemplo, no bombeamento de água, onde a água é armazenada em tanques elevados. Assim, a energia solar será convertida em energia potencial gravitacional (JUCÁ e CARVALHO, 2013). Sistemas de irrigação podem ser exemplos de sistemas isolados sem armazenamento, quando toda a água bombeada é imediatamente usada (PINHO e GALDINO, 2014). Um SFI é composto geralmente por uma placa ou um conjunto de placas fotovoltaicas, uma ou mais baterias, um controlador de carga, e conforme a aplicação, um inversor de tensão contínua para alternada (VILLALVA, 2015), que, como pode ser visto na Figura 50, fazem parte da unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência do sistema.

Figura 50 – Configuração básica de um SFI.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O Controlador de Carga tem como principal função controlar a carga e a descarga das baterias, cortando o abastecimento energético das baterias quando o seu estado de carga atinge 100%, ou desconectando a carga das baterias quando estas atingem a profundidade de descarga máxima, não deixando assim que haja danos por sobrecarga ou descarga profunda (JUCÁ e CARVALHO, 2013). Vale a pena ressaltar que, nos sistemas autônomos a geração nem sempre coincide com o consumo devido à intermitência e à aleatoriedade da irradiação solar ao longo do dia. Assim a presença de uma bateria é necessária para proporcionar fornecimento constante de energia à carga (VILLALVA, 2015).

Um banco de baterias é constituído por uma quantidade calculada de elementos conectados em serie e/ou paralelo, que fornecerão a potência demandada pelas cargas, no período em que devem funcionar sem receber recarga do arranjo fotovoltaico nos dias sem insolação. Os módulos fotovoltaicos produzem energia na forma de corrente e tensão contínua. Assim, para algumas aplicações é necessário converter essa energia para tensão e corrente alternadas. Para este fim, é utilizado um Inversor. Este equipamento pode alimentar lâmpadas, aparelhos domésticos e qualquer equipamento alimentado pelas redes de tensão

alternada. Inversores eletrônicos para sistemas fotovoltaicos autônomos estão disponíveis no mercado em uma vasta gama de potência e níveis de tensão de entrada, devendo ser escolhido em função do tamanho do sistema e dos demais componentes (VILLALVA, 2015).

Uma das aplicações mais importantes da tecnologia solar fotovoltaica é o bombeamento de água para fins de irrigação e consumo, especialmente em áreas remotas e rurais. Desde as últimas décadas, o sistema de bombeamento de água fotovoltaica tornou-se uma tecnologia muito popular e mostra o bom potencial para fornecer água de boa qualidade no local desejado (PANDEY *et al*, 2016). Segundo o autor, um sistema de bombeamento fotovoltaico de água solar é a combinação de painéis fotovoltaicos, um conjunto de bomba de motor DC/AC, e também pode incluir o inversor de tensão. Em geral, as baterias não são parte do sistema solar de bombeamento de água fotovoltaica, pois o bombeamento de água para fins de irrigação pode ser feito durante o dia, enquanto para fins de consumo uma instalação de armazenamento adequada pode ser instalada no local adequado próximo.

Na Figura 51 podem ser vistas as imagens de dois sistemas de bombeamento de água compostos por um gerador fotovoltaico e um reservatório para o armazenamento da água. Os sistemas foram instalados pela Fundação Museu do Homem Americano (FUMDHAM), que atua na região do Parque Nacional da Serra da Capivara (estado do Piauí), através do projeto “Água no Berço do Homem Americano” com apoio do programa Petrobrás Ambiental. A figura apresenta uma visão panorâmica de duas dessas instalações localizadas nos municípios de São Raimundo Nonato (Figura 51a) e Guaribas (Figura 51b), ambas com características técnicas semelhantes: potência total de 360 Wp, motobomba Grundfos SQFlex e reservatório com capacidade para 10.000 litros de água (MORAES, 2013).

Figura 51 – Sistemas fotovoltaicos autônomos utilizados para bombeamento de água.



(a)

(b)

Fonte: Moraes (2013).

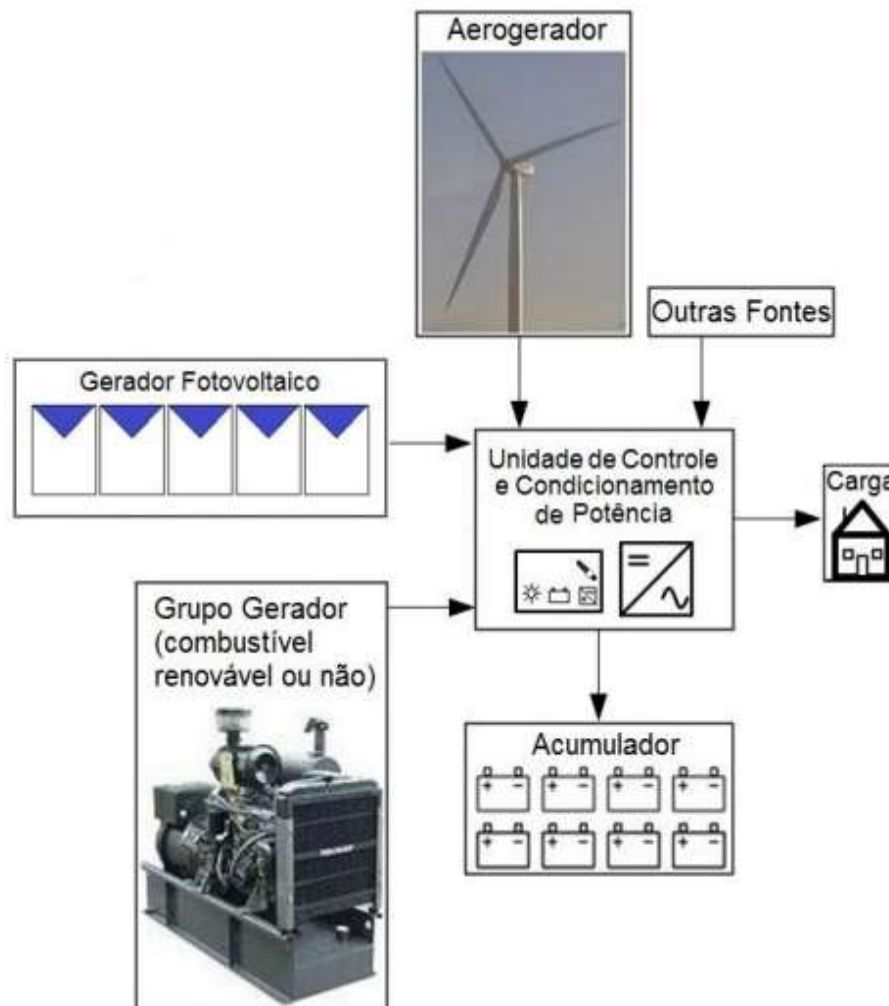
Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

De acordo com Lira (2015), o Brasil ainda possui várias comunidades sem abastecimento de energia elétrica, devido à dificuldade de acesso e os custos elevados para se construir uma subestação que atenderá uma quantidade reduzida de unidades consumidoras, uma vez que boa parte dessas comunidades estão situadas em áreas remotas. Por conta disso, a alternativa mais usual para contornar o problema da falta de energia elétrica tem sido o uso de grupos geradores a diesel. A operação dos grupos geradores, embora atenda a energia demandada, não é um processo tão simples por conta de dificuldades como os custos do combustível, seu transporte e seu armazenamento. Ademais, ainda existe o aspecto ambiental, visto que devido à queima de combustível os grupos geradores emitem gases de efeito estufa.

Em algumas regiões, existe a possibilidade de se utilizar mais de uma fonte de energia combinadas em um único sistema conhecido como Sistema Híbrido. De acordo com Prats *et al* (2011), um sistema híbrido é definido pela combinação, em uma só instalação para geração de energia, de fontes geralmente

renováveis que podem ser complementadas com grupos geradores dimensionados para funcionamento apenas em casos de emergência, como é mostrado na Figura 52.

Figura 52 – Exemplo de Sistema Híbrido.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os primeiros estudos e experiências positivas deste tipo de aplicação remontam à década de 1980, através de sistemas que combinavam a utilização de turbinas eólicas com geradores diesel. Atualmente as conjunturas mais comuns são a diesel-eólica, diesel-solar fotovoltaica, diesel-eólica-solar fotovoltaica e a solar fotovoltaica-eólica (BORGES NETO e CARVALHO, 2012). Assim, dada a possibilidade de uma fonte suprir a falta temporária de

outra, esses tipos de sistema têm capacidade de operar com menor risco de interrupção.

Em geral, os sistemas híbridos não estão conectados à rede elétrica da concessionária e os principais equipamentos que os compõem são: Painéis fotovoltaicos, aerogeradores, turbinas hidráulicas tecnologias de conversão de fontes renováveis; grupos geradores a diesel, a gasolina ou a gás tecnologia de conversão de fontes não renováveis; baterias formando um sistema de armazenamento de energia elétrica; Inversores de tensão, retificadores e controladores de carga equipamentos do sistema de condicionamento de potência (LIRA, 2015).

Na Figura 53 pode ser visto um sistema híbrido fotovoltaico-diesel de Araras, município de Mamoré, estado de Rondônia, que entrou em operação no ano de 2001, logo após a inserção de uma planta fotovoltaica com capacidade nominal de 20,48 kWp no sistema de geração diesel-elétrica (162 kW) pertencente à Guascor do Brasil, empresa que é produtora independente de energia na localidade, contratada pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A (CERON). Os principais dados desse sistema são: um arranjo fotovoltaico de 20,48 kWp, com módulos de 64 Wp (Figura 53a); trinta e dois inversores estáticos de 650 W, cada; e três grupos geradores a diesel de 60 kVA, cada (Figura 53b) (PINHO *et al*, 2008).

Figura 53 – Sistema híbrido solar fotovoltaico-diesel de Araras.

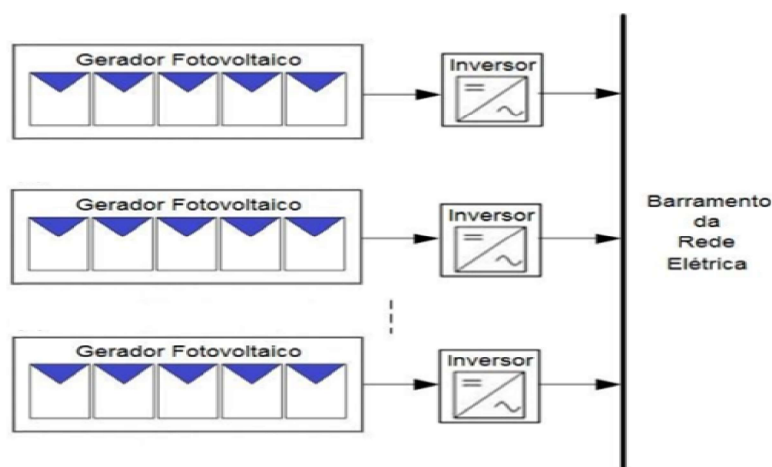


Fonte: Pinho *et al* (2008).

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os SFCR (Figura 54), constituem a aplicação de energia solar fotovoltaica que apresentam maior expressão em vários locais do mundo. Uma das principais vantagens da utilização desses sistemas é a possibilidade de integra-los à arquitetura das edificações, possibilitando o aproveitamento do recurso solar disponível para a geração de eletricidade no próprio local de consumo (MACÊDO, 2006).

Figura 54 – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

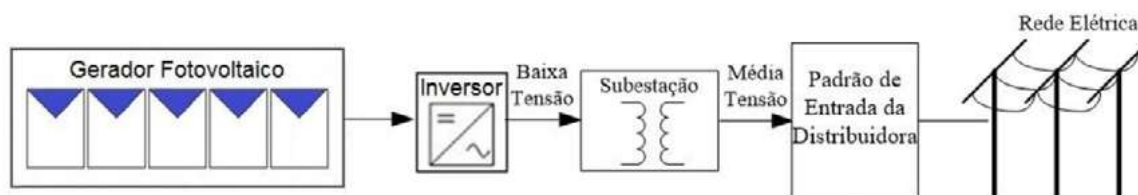
Os SFCR em sua grande maioria, dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles gerada pode ser consumida pela carga ou injetada diretamente à rede elétrica, sendo a mesma compensada no consumo de energia elétrica ativa da edificação (TELES, 2017). Estes sistemas utilizam um grande número de módulos fotovoltaicos, e todo o arranjo é conectado em inversores e logo em seguida guiados diretamente à rede (JUCÁ e CARVALHO, 2013).

No Brasil, o número de sistemas conectados à rede vem aumentando, o que foi possibilitado pela ANEEL através da RN 482/2012, que incentivou e regulamentou a geração de eletricidade com fontes renováveis de energia em sistemas conectados à rede elétrica de distribuição. A aprovação desta resolução foi um marco no setor energético brasileiro, pois colocou o Brasil no grupo de países que incentivam e apoiam a autoprodução de energia elétrica por cidadãos, empresas e instituições que desejam suprir seu consumo de energia a partir de sistemas fotovoltaicos operando em paralelismo com a rede pública (VILLALVA, 2015).

A resolução permitiu aos consumidores brasileiros o direito de instalar sistemas fotovoltaicos, divididos em duas categorias: micro e minigeração distribuída. No ano de 2015, a RN nº 482 passou por uma atualização através da publicação da RN nº 687 de 2015. Com esta atualização, a potência permitida para a microgeração, que era de até 100 kW, passou a ser 75 kW, e para a minigeração, que era permitida de 100 kW a 1 MW, passa a valer de 75 kW a 5 MW (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

Da mesma forma como são constituídas as usinas hidrelétricas, termelétricas e outras, os sistemas fotovoltaicos são usados na construção de usinas de geração de energia elétrica (Figura 55) conectadas ao sistema elétrico através de transformadores e linhas de transmissão (VILLALVA, 2015).

Figura 55 – Usina Solar Fotovoltaica de grande porte



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Esses sistemas geralmente utilizam inversores comutados pela rede para evitar operação isolada e, em geral, são equipados com sistema seguidor de máxima potência e têm a desvantagem de, por ocuparem grandes áreas e estarem geralmente afastadas do centro de consumo, necessitarem de sistemas de transmissão e distribuição até o ponto de consumo (MACÊDO 2006). Na Figura 56 é mostrado o Parque Solar Nova Olinda no Estado do Piauí, com potência instalada de 292 MWp, localizado na cidade de Ribeira do Piauí. O sistema conta com 930 mil módulos fotovoltaicos e ocupa uma área de aproximadamente 690 hectares. Atualmente é o maior parque solar da América Latina (TEIXEIRA, 2017).

Figura 56 – Usina de Nova Olinda com 292 MWp, em Ribeira do Piauí



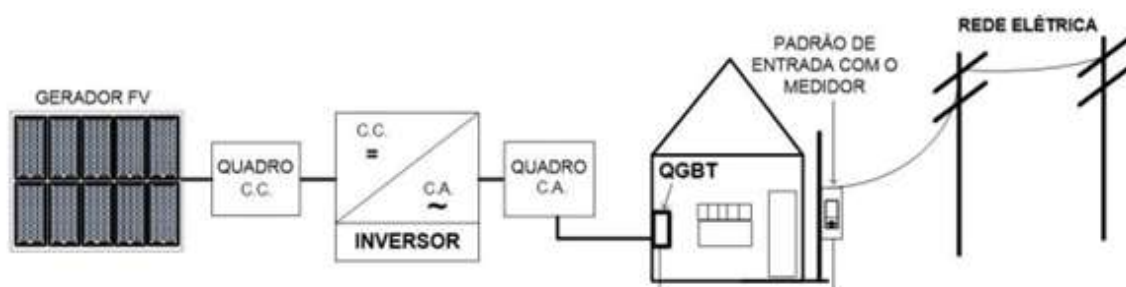
Fonte: Portal Energia (2016).

Na geração distribuída o sistema está conectado à rede pública de distribuição, junto à unidade consumidora,

disponibilizando a energia gerada em excedente à rede, sendo integrantes os sistemas de micro e minigeradores distribuídos (ROSA e GASPARIN, 2016). Segundo Villalva (2015), os sistemas fotovoltaicos de minigeração distribuída geralmente são instalados em consumidores comerciais e industriais com o objetivo de suprir parcial ou totalmente a demanda de energia elétrica, reduzindo sua dependência da rede pública de energia, proporcionando economia na conta de eletricidade. Já os sistemas de microgeração são sistemas pequenos instalados em locais de menor consumo de eletricidade como nos telhados de residências, pequenas empresas e shopping centers, tornando-os autossuficientes em energia elétrica.

Os SFCR em edificações são essencialmente constituídos por um gerador fotovoltaico, um conversor CC/CA (inversor) e um ponto de acoplamento comum, geralmente um Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT). Essa configuração (Figura 57) permite um intercâmbio de energia entre o SFCR e a rede elétrica, proporcionando um atendimento continuado, sem a necessidade de baterias (MACÊDO, 2006).

Figura 57 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico distribuído.

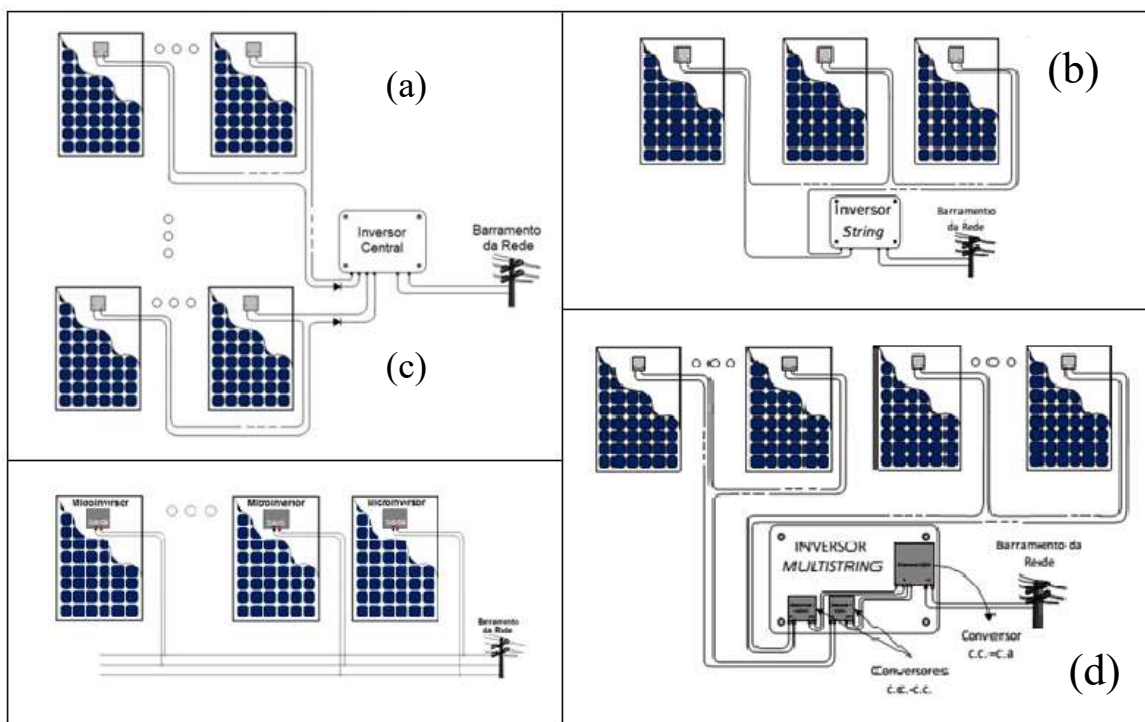


Fonte: Teles (2017).

Segundo Teles (2017) existem diferentes configurações de agrupamento dos geradores FV que compõem um SFCR (Figura 58). As arquiteturas mais utilizadas podem ser agrupadas

basicamente nas cinco seguintes configurações de inversor: a) Inversor centralizado, b) Inversor *String*, na qual é feita a interligação de uma cadeia de módulos FV associados em série a cada inversor, c) Inversor *Multistring*, que permite o uso de *strings* com diferentes números de módulos; d) Microinversores que são conectados a cada módulo, maximizando sua energia e depois invertendo-a para alimentar a rede.

Figura 58 - Principais configurações de SFCR quanto aos inversores



Fonte: Adaptado de Teles (2017).

Em Sistemas com configuração Inversor centralizado (Figura 58a), os geradores FV são formados por cadeias de módulos ligados em série e apenas um inversor é utilizado para fazer a interface com a rede elétrica, no qual todas as séries são ligadas em paralelo (TELES, 2017). A principal vantagem dessa configuração é a redução de custos, enquanto a desvantagem está na baixa confiabilidade, pois, no caso de falhas no inversor, grande parte da instalação fica comprometida, (ALMEIDA, 2012).

Apesar das desvantagens mencionadas, essa arquitetura possui a vantagem de proporcionar o menor custo por potência instalada e uma maior simplicidade (PAVAN *et al.*, 2007). Vale a pena ressaltar que esta configuração é a mais usada na comunidade Europeia, com aproximadamente 80% do mercado (AMBO *et al.*, 2010).

Segundo Teles (2017), a tecnologia de inversores *String* (Figura 58b), demonstra um dos avanços tecnológicos para resolver os problemas da concepção centralizada. Ela se baseia na interligação de uma cadeia de módulos FV associados em série a cada inversor, que por isso é caracterizado como sendo do tipo *string*. Almeida (2012) afirma que essa configuração elimina ligações em paralelo, diminui as perdas ocasionadas por sombreamento e permite utilizar em um mesmo sistema fotovoltaico séries FV com orientações diferentes, propiciando um aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. Segundo o autor, a principal desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência.

Um módulo CA, é uma combinação de um módulo fotovoltaico e um microinversor integrado (Figura 58c) que converte a potência CC do módulo em potência CA e a injeta na rede elétrica convencional. O inversor é instalado na parte posterior do módulo, ou sobre a estrutura de suporte, próximo do mesmo. Integrando-se cada módulo FV diretamente a um microinversor, é possível minimizar as perdas devido à dispersão de parâmetros do módulo ou os efeitos de uma iluminação não uniforme do gerador FV (MACÊDO, 2006).

Na estrutura *multistring* (Figura 58d) existe um rastreador do ponto de máxima potência associado a cada sequência de módulos FV em série. Para isso um conversor c.c.-c.c. é implementado para cada *string* e a potência resultante de cada série é entregue a um único barramento c.c. que está conectado a um único estágio de conversão c.c.-c.a.. O inversor *multistring* é útil quando as séries

de diferentes potências nominais e diferentes orientações são combinadas (TELES, 2017).

Como exemplo de SFCR instalado no Piauí, além do sistema fotovoltaico de minigeração instalado no *campus* Floriano do IFPI, tem-se o sistema fotovoltaico de microgeração instalado no Centro de Tecnologia (CT) da Universidade Federal do Piauí (UFPI), visto na Figura 59. O sistema possui a potência instalada de 36,48 kW (MORAIS *et al*, 2017).

Figura 59 – SFCR instalado no Bloco 8 do CT da UFPI



Fonte: Moraes *et al* (2017).

PANORAMA DA ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA

O uso da energia fotovoltaica esteve inicialmente voltado às aplicações espaciais. Posteriormente, a tecnologia passou a ser alternativa para o atendimento de locais isolados, funcionando em conjunto com baterias. No século XXI observou-se um grande salto na utilização desta tecnologia, tanto de forma distribuída, quanto centralizada (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo Silva (2015), dentre os principais fatores que vêm contribuindo para a aceleração do crescimento da fonte solar na matriz energética mundial estão o apelo mundial por energias limpas e o barateamento dos equipamentos necessários para a geração em decorrência do crescimento dos investimentos do setor público e privado, e também devido ao aumento dos preços da energia elétrica, tornando-a mais competitiva.

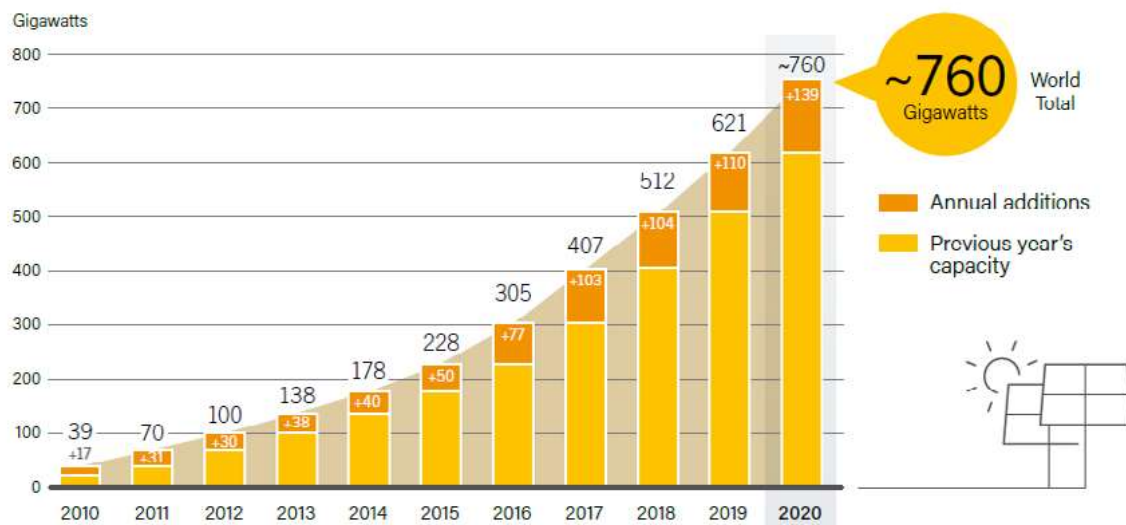
Panorama Global

O ano de 2017 foi um marco para a energia solar fotovoltaica, quando o mundo adicionou mais capacidade de energia solar fotovoltaica do que de qualquer outro tipo de tecnologia para a geração de energia (REN-21, 2018). No ano de 2018 o

mercado global de energia solar fotovoltaica aumentou, porém apenas ligeiramente, mas o suficiente para ultrapassar o nível de incremento acima dos 100 GW pela primeira vez (REN-21, 2019). O ano de 2019, também representou um ano em que as adições globais de energia solar ficaram praticamente estáveis, porém a década terminou com forte demanda na Europa, Estados Unidos e países emergentes ao redor do mundo (REN-21, 2020).

O ano de 2020 representou outro marco para a energia solar fotovoltaica com novas instalações atingindo cerca de 139 GW, o que elevou o total global a uma estimativa de cerca de 760 GW. Mesmo após o período de incertezas trazido pela pandemia de COVID-19, com fechamentos de empresas, pedidos de permanência em casa e restrições de movimento, que afetaram o consumo de eletricidade e mudaram os padrões de demanda diários, além de diversos problemas e dificuldades enfrentados pela tecnologia no período da pandemia, incluindo atrasos no envio e entrega de painéis solares e hardware relacionado, em aquisições de clientes e em licenciamento e construção de projetos, a energia solar fotovoltaica conseguiu alcançar o maior aumento de capacidade já visto em um único ano (REN-21, 2021), como pode ser visto na Figura 60.

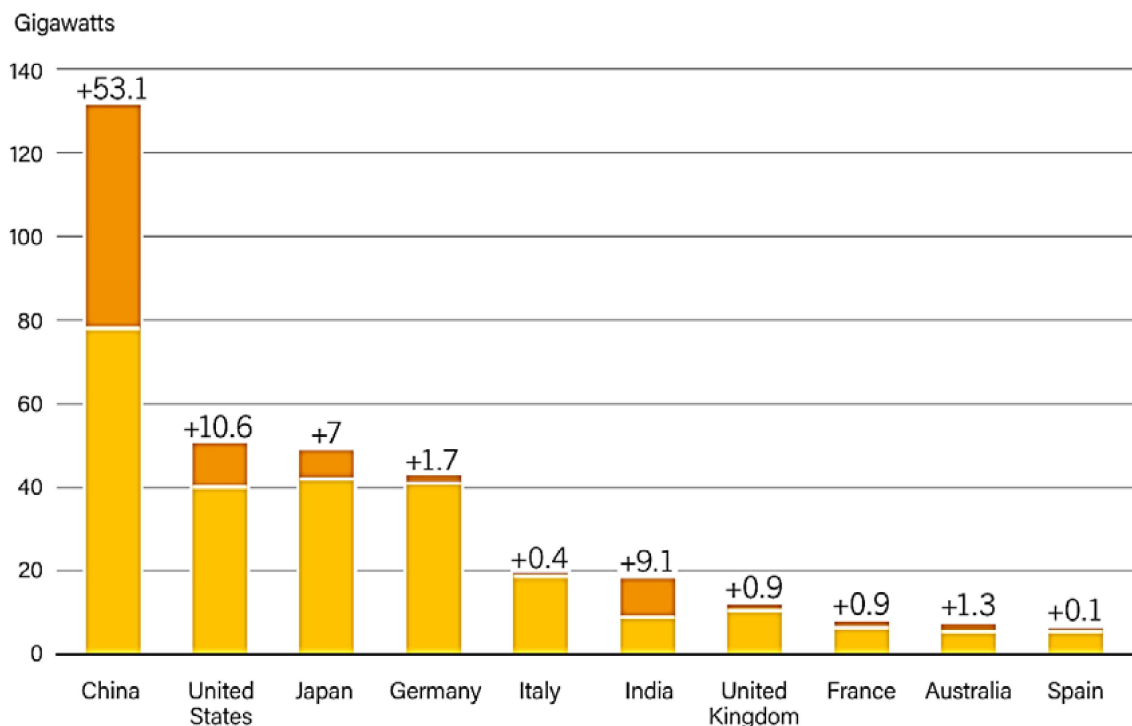
Figura 60 – Adições anuais de energia solar fotovoltaica no mundo entre 2010 e 2020.



Fonte: REN-21 (2021).

No ano de 2015, a China passou a liderar a capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica com 43,5 GWp, seguida pela Alemanha com 39,7 GWp, Japão com 34,4 GWp, EUA com 25,6 GWp e Itália com 18,9 GWp (NASCIMENTO, 2015). Já em 2017, a China superou todas as expectativas, adicionando mais capacidade fotovoltaica solar (mais de 53 GW) do que foi adicionado em todo o mundo em 2015 (51 GW), como pode ser visto na Figura 61. Pela primeira vez, a energia solar fotovoltaica foi a principal fonte de nova capacidade de energia da China (REN-21, 2018).

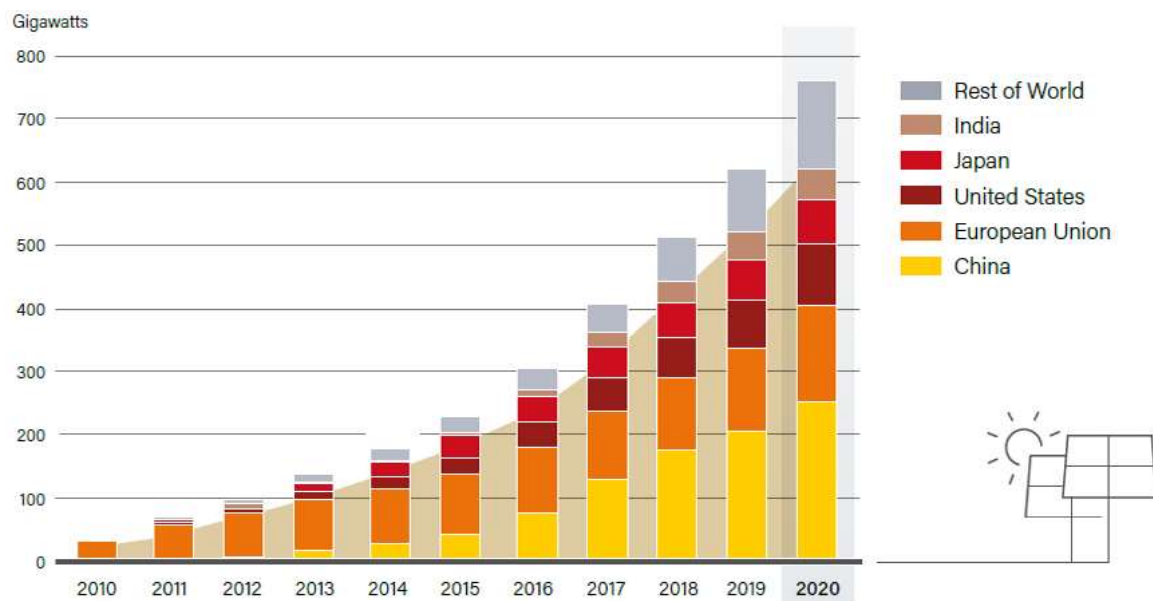
Figura 61 – Ranking dos 10 Países que mais adicionaram energia solar fotovoltaica em 2017.



Fonte: REN-21 (2018).

Os cinco principais mercados nacionais de energias solar fotovoltaica, a saber: China, Estados Unidos, Vietnã, Japão e Alemanha, foram responsáveis por quase 66% da capacidade recém-instalada em 2020 (contra 58,5% dos cinco principais em 2019, mas abaixo dos cerca de 75% em 2018, à medida que o mercado global se torna um pouco menos concentrado); os cinco mercados seguintes foram Índia, Austrália, República da Coreia, Brasil e Holanda. Informação importante é que o tamanho do mercado anual necessário para se classificar entre os 10 principais países permaneceu em cerca de 3 GW (REN-21, 2021), como pode ser visto na Figura 62.

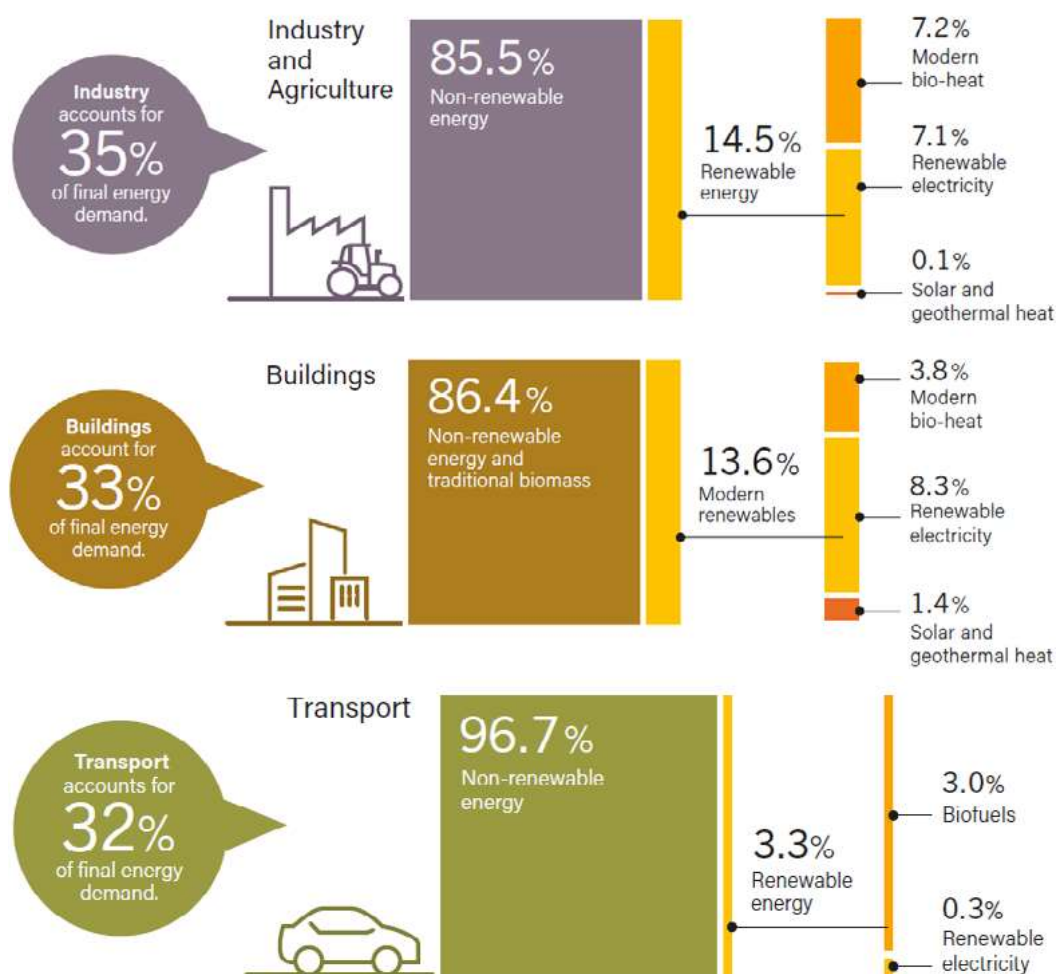
Figura 62 – Capacidade Solar Fotovoltaica Global, por país, no período de 2010 a 2020



Fonte: REN-21 (2021).

Com relação à demanda final de energia, a nível mundial, o consumo pode ser dividido em três setores principais: Indústria e Agricultura, Negócios e Transporte. Vale a pena ressaltar que o setor de transporte tem a terceira maior parcela do consumo total de energia final (32%), atrás do setor industrial, com 35% do total, de do setor de negócios, com 33% do total, e continua sendo o setor com a menor penetração de energias renováveis (cerca de 3,3%), no ano de 2017, e continua a depender fortemente de combustíveis fósseis (REN21, 2020), como pode ser visto na Figura 63.

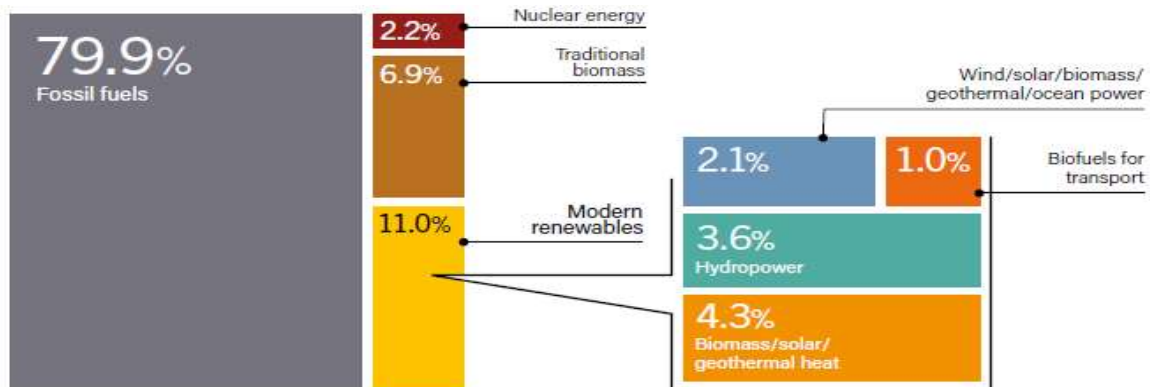
Figura 63 – Participação das fontes renováveis no consumo final de energia global, por setor, no ano de 2017



Fonte: REN-21 (2020).

Vale a pena ressaltar que em 2018, a energia renovável moderna (excluindo o uso tradicional de biomassa) representava 11% de toda a energia consumida no mundo. A maior parte era eletricidade renovável (5,7%), seguido pelo calor renovável (4,3%) e biocombustíveis de transporte (1,0%) (REN21, 2190) como pode ser visto na Figura 64.

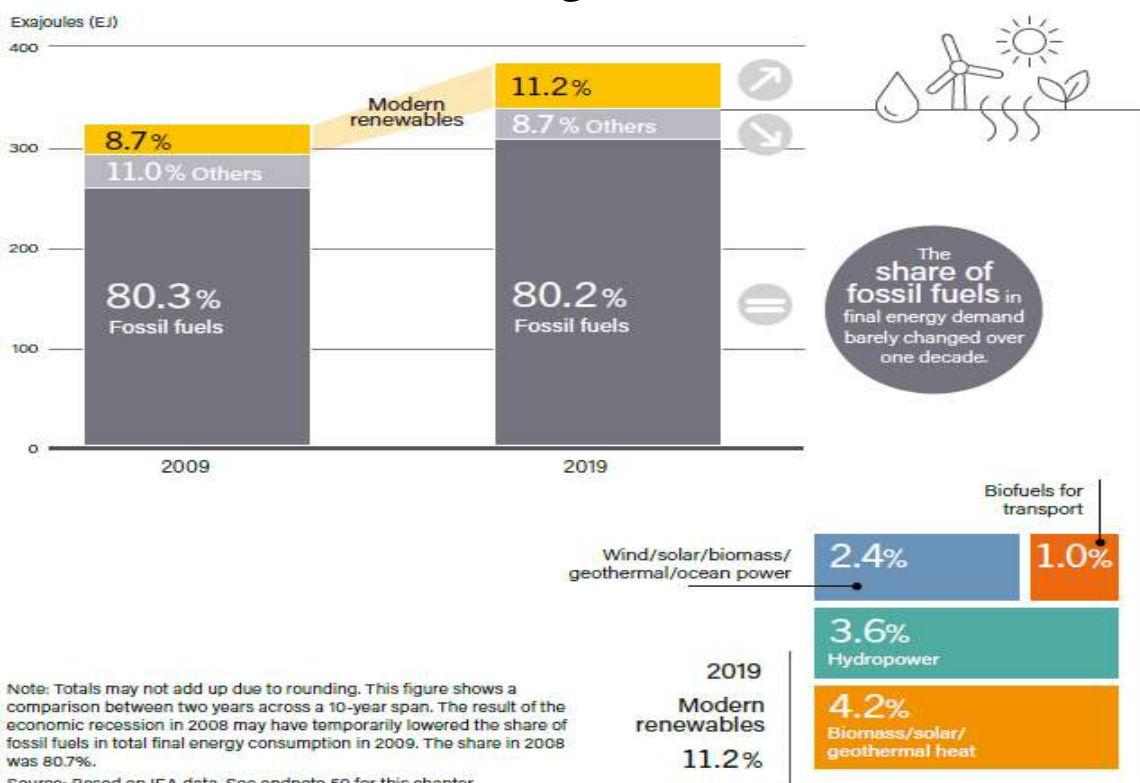
Figura 64 – Participação das fontes renováveis de energia no consumo final global no ano de 2018



Fonte: REN-21 (2019).

Já no ano de 2019, passou a representar 11,2%, sendo a eletricidade renovável correspondendo a 6,0%, o calor renovável a 4,2% e biocombustíveis de transporte mantendo os 1% do total, como pode ser visto na Figura 65.

Figura 65 – Participação das fontes renováveis de energia no consumo final global em 2018



Fonte: REN-21 (2020).

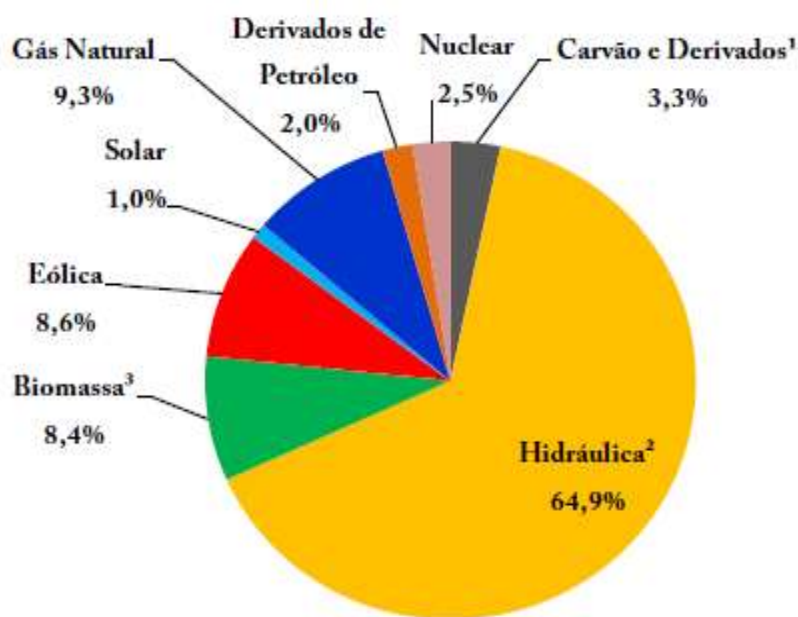
A competitividade de custos da energia solar fotovoltaica é cada vez mais um impulsionador de investimento, mas geralmente é insuficiente por si só. Porém, aa maioria dos países, ainda há uma necessidade de estruturas regulatórias e políticas adequadas que regem as conexões de rede que ajudem a superar as barreiras de custo ou investimento em alguns mercados garantindo assim, um campo de jogo justo e equitativo (REN-21, 2021).

Panorama Nacional

O Brasil possui um dos maiores potenciais hidrelétricos do mundo, correspondendo a mais de dois terços do total da capacidade instalada do país (CUSTÓDIO e RODRIGUES, 2019). Em 2019, houve um aumento da capacidade total instalada de geração de energia do Brasil (Figura 66), alcançando 170.118 MW, com um acréscimo de 7.278 MW, sendo que as centrais hidráulicas contribuíram com 4.919 MW, passando a responder por 64,9% da geração do país (EPE, 2020a).

Segundo Tolmasquim (2016), esta tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela sua abundância a nível nacional. Além disso, trata-se de uma tecnologia madura e confiável que, no atual contexto de maior preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, apresenta a vantagem adicional de ser uma fonte renovável de geração.

Figura 66 – Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2019



Fonte: EPE, 2018.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica ainda é uma forma de energia sub representada, considerando as condições de irradiação solar do país. Inicialmente, seu uso englobava, em sua maioria, sistemas isolados em pequena escala em áreas sem conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN) (HOLDERMANN *et al*, 2014).

No entanto, a quantidade de instalação de sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil veio a crescer nos últimos anos. Isso se deu principalmente após a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que padronizou a inclusão da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira, através das modalidades de micro e minigeração distribuídas (ANEEL, 2012).

Os sistemas de Geração Distribuída (GD) funcionam de maneira oposta ao que é usual. A GD é caracterizada por unidades consumidoras que instalam pequenos sistemas de geração junto às cargas, que permanecem conectadas ao sistema da própria rede de distribuição. Quando a potência gerada é superior à potência consumida, as unidades consumidoras passam a se comportar

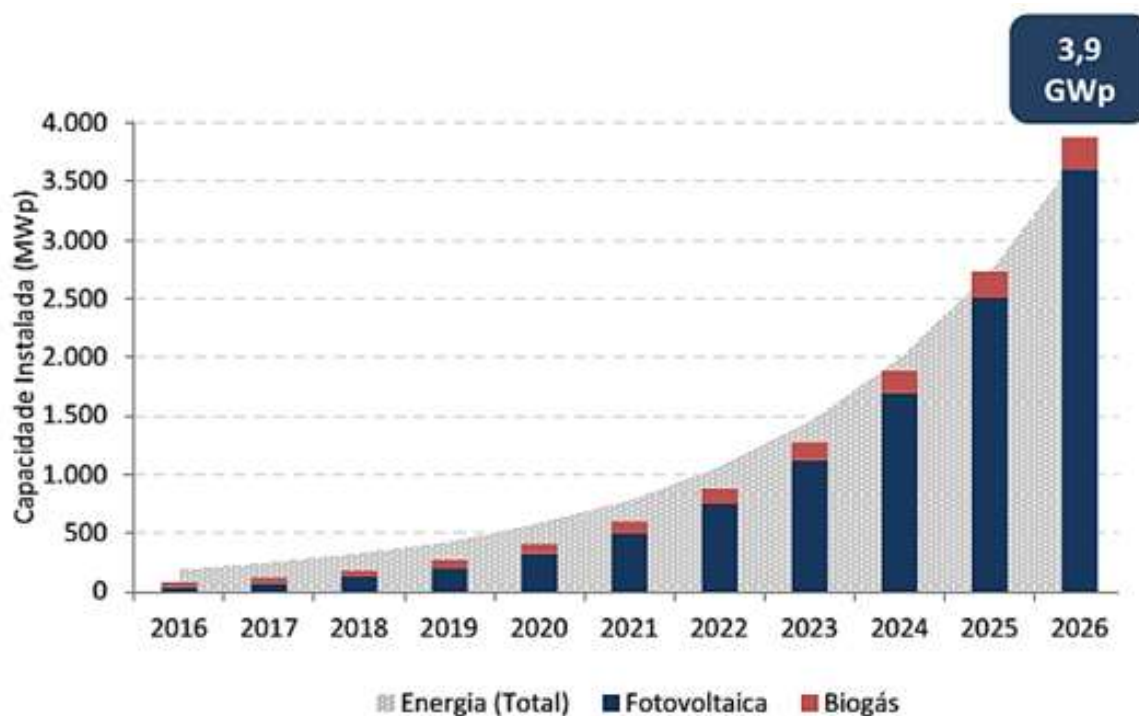
como pequenas usinas injetando a energia excedente na rede, invertendo, assim, o fluxo de potência original. Em contrapartida, no modelo usual, também conhecido como Geração Centralizada (GC), são construídas grandes usinas distantes dos centros de carga. Dessa maneira, a GC é caracterizada por extensas linhas de transmissão e distribuição que conectam as usinas aos centros de carga, e pelas grandes áreas necessárias para a implantação e operação das usinas (CAMARGOS *et al*, 2016).

A resolução permitiu aos consumidores brasileiros o direito de instalar sistemas fotovoltaicos, divididos em duas categorias: micro e minigeração distribuída. A aprovação desta resolução foi um marco no setor energético brasileiro, pois colocou o Brasil no grupo de países que incentivam e apoiam a autoprodução de energia elétrica por cidadãos, empresas e instituições que desejam suprir seu consumo de energia a partir de sistemas fotovoltaicos operando em paralelismo com a rede pública (VILLALVA, 2015). Outro marco importante para a energia fotovoltaica no Brasil ocorreu em 2015, com a publicação da RN nº 687/2015 da ANEEL, que alterou a resolução anterior e estabeleceu condições e facilidades para a utilização da geração distribuída, para os anos seguintes. Com esta atualização, a potência permitida para a microgeração, que era de até 100 kW, passou a ser 75 kW, e para a minigeração, que era permitida de 100 kW a 1 MW, passa a valer de 75 kW a 5 MW (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

Assim, como consequência destas ações regulatórias combinadas com os avanços na tecnologia fotovoltaica, verificou-se um aumento significativo da geração distribuída no Brasil, principalmente na área de sistemas conectados à rede elétrica (VALE *et al*, 2017). De acordo com o Plano Decenal de Energia (PDE) 2016-2026, publicado pela Empresa Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME), estimam-se cerca de 770 mil adotantes de sistemas fotovoltaicos sob o regime da RN nº 482/2012, totalizando 3,3 GWp, suficiente para atender

0,6% do consumo total nacional, em 2026 (EPE, 2017b), como pode ser visto na Figura 67. Adicionalmente, é considerada no PDE 2016-2026 a contribuição de sistemas a biogás de pequeno porte.

Figura 67 – Capacidade instalada das gerações distribuídas fotovoltaicas



Fonte: EPE, 2017b.

Observa-se que a partir das regulamentações, a adoção de sistemas de geração própria no Brasil teve um início tímido, mas começou a se popularizar. Em 2016, houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações, terminando o ano com 81 MW instalados, distribuídos em 7,7 mil unidades (EPE, 2017b). Em 2016, a micro e a mini geração distribuída atingiram 359,15 GWh com uma potência instalada de 246,1 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 165,87 GWh e 174,5 MW de geração e potência instalada respectivamente (EPE, 2017a).

Assim, os desafios existentes no Brasil no que tange à energia solar fotovoltaica vêm sendo superados lentamente, mostrando uma evolução no setor nos últimos anos, mas ainda existem alguns

desafios que devem ser vencidos para que esta fonte de energia renovável seja implantada com menores obstáculos (ROSA e GASPARIN, 2016).⁷

O custo de geração fotovoltaica distribuída já alcançou a paridade com as tarifas na rede⁵⁴ de distribuição em algumas áreas de concessão. A instalação de painéis solares por consumidores residenciais e comerciais poderá se tornar viável em alguns anos, porém ainda é difícil estimar a magnitude e a distribuição espacial da inserção dessa rota tecnológica no país, pois além dos custos há outras variáveis que impactam a decisão do consumidor em instalar essa fonte, como a implementação da regulamentação vigente e a existência de incentivos (EPE, 2020b).

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

Uma vez que a geração de energia fotovoltaica passa a desempenhar um papel crescente na produção de eletricidade, torna-se cada vez mais importante monitorar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos com o objetivo de avaliar a qualidade da operação durante seu ciclo de vida em termos de desempenho anual (DOLARA *et al*, 2012). De acordo com Roumpakias e Stamatelos (2017) existem vários modelos e métodos de análise de desempenho destes sistemas na literatura recente. As diferenças entre os modelos estão relacionadas aos tipos de parâmetros de entrada, tipos de equipamentos de medição e tipos de operação, se conectados à rede ou não. Assim, existem três categorias principais para avaliação e previsão do desempenho dos sistemas: com base em dados de operação em tempo real, com base em medições na rede e com base em simulações.

Os parâmetros básicos para o monitoramento e análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos são estabelecidos na Norma 61724 da *International Electrotechnical Commission* (IEC). A análise desses indicadores, também conhecidos como índices de mérito, se faz importante porque através dela se pode comparar instalações fotovoltaicas de diferentes tamanhos, operando

em climas diferentes e fornecendo energia para diferentes usos, de forma que os méritos relativos de diferentes projetos ou procedimentos operacionais se tornem evidentes (IEC, 1998).

Para que sejam calculados alguns índices de mérito a norma IEC 61724 afirma que são necessários os valores de irradiação solar incidente no plano dos módulos. Portanto, devem ser realizadas medições para a obtenção desses parâmetros, sendo que a irradiância deve ser obtida por meio de módulos de referência calibrados ou através de piranômetros.

Avaliações precisas e consistentes do desempenho do sistema fotovoltaico são fundamentais para o desenvolvimento contínuo da indústria fotovoltaica. Para os fabricantes de componentes, as avaliações de desempenho são *benchmarks* de qualidade para produtos existentes. Para as equipes de pesquisa e desenvolvimento, são uma medida chave para ajudar a identificar as necessidades futuras. Para integradores de sistemas e clientes finais, são ferramentas vitais para avaliar a qualidade de produtos para orientar a tomada de decisão futura (MARION *et al*, 2005).

Outro aspecto importante a ser analisado diz respeito à viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos. De acordo com o último PDE, verifica-se que a tecnologia solar fotovoltaica ainda apresenta custos de implantação não competitivos com as demais fontes de geração centralizada, embora os patamares de preço no Brasil venham caindo com uma velocidade surpreendentemente alta. Para Dávi *et al* (2016), a combinação de tarifas residenciais elevadas com alta disponibilidade de radiação solar, são fortes indicativos de que a eletricidade fotovoltaica tem viabilidade econômica para instalações conectadas à rede em telhados.

Segundo Emmanuel *et al* (2017), a análise da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos é crucial para melhorar a absorção da tecnologia fotovoltaica, já que as políticas de energia renovável favoráveis ainda se encontram em processo de evolução.

Segundo o PDE 2016-2026, espera-se que durante o horizonte decenal, os custos de implantação reduzam em cerca de 30% em relação aos patamares atuais, podendo chegar até a 40%, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional (EPE, 2017b). Assim, a instalação de sistemas fotovoltaicos pode ser uma alternativa viável economicamente e um diferencial nas ações de economia de energia elétrica, tendo em vista o grande potencial para a utilização desta fonte. Além disso, a análise dos parâmetros de desempenho do sistema pode ajudar na identificação de perdas relacionadas à produção de energia e ao funcionamento do sistema instalado.

Parâmetros de desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

A avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico pode ser feita através da apuração de índices de mérito que representam as características desse sistema fotovoltaico de acordo com o seu desempenho frente à conversão de energia e são regulamentados pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), através da norma IEC 61724 (TELES, 2017). Segundo Marion *et al* (2005), alguns parâmetros de desempenho podem ser usados para definir o desempenho geral do sistema em relação à produção de energia, ao recurso solar e ao efeito geral das perdas do sistema, que são a Produtividade Final e o Desempenho Global, e o Fator de capacidade

Segundo Benedito (2009), índices de desempenho, ou figuras de mérito, permitem verificar se um determinado sistema fotovoltaico está produzindo energia de forma otimizada ou se deve ser reconfigurado para aproveitar ao máximo o recurso solar disponível. Além disso, de acordo com Torres (2016), esses índices também podem ser utilizados para comparar a operação de sistemas fotovoltaicos em diferentes configurações, tecnologias

e localizações. A seguir serão apresentadas as principais figuras de mérito utilizadas em análises de desempenho de sistemas fotovoltaicos.

Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade, representado por FC , é um índice de mérito geralmente utilizado em usinas de geração de energia elétrica. Representa o nível de atividade de um sistema de geração em um determinado período através da relação entre a energia efetivamente produzida e a produção que teria, funcionando em sua capacidade nominal durante esse mesmo período (NAKABAYASHI, 2015). O Fator de Capacidade pode ser calculado através da Equação 1, que relaciona a energia gerada em um determinado período de tempo (E) com a energia gerada na potência nominal da unidade geradora, em que P_G é a potência instantânea gerada pelo sistema, P_G^0 é a potência instalada da unidade geradora e $t_2 - t_1$ é a energia entregue pelo sistema.

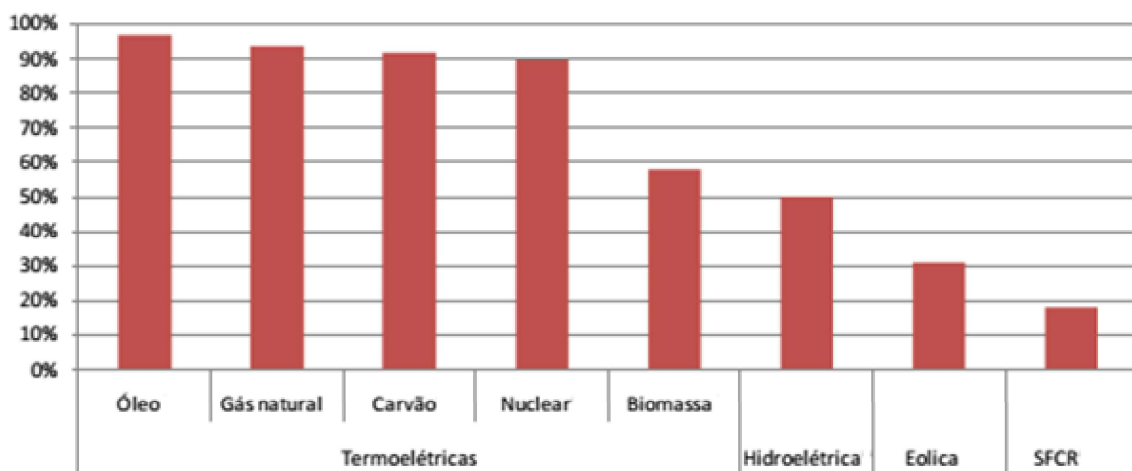
$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_G^0 \cdot (t_2 - t_1)} = \frac{E}{P_G^0 \cdot (t_2 - t_1)} \quad (7)$$

Esse conceito tem sido usado não só para o estudo de desempenho de usinas hidrelétricas e termelétricas, mas também para sistemas que utilizam como fonte primária de energia as energias solar e eólica. No caso específico da energia solar fotovoltaica, essa adaptação se dá tornando a potência nominal do gerador usado nas grandes usinas hidrelétricas ou termelétricas, igual à potência nominal do gerador fotovoltaico (P_G^0). Pode-se observar que o Fator de Capacidade pode ser aplicado para qualquer intervalo de tempo, permitindo uma análise sazonal da operação do sistema (ZILLES *et al*, 2012).

No caso da produção mensal, seria a relação entre a energia realmente produzida pelo sistema e a quantidade de energia que a matriz fotovoltaica geraria se ela funcionasse com potência nominal máxima por 24 horas por dia em um mês, e no caso da produção anual, a matriz fotovoltaica teria de funcionar 24 horas por dia nos 365 dias do ano (KAZEM *et al*, 2014).

Segundo Galvão (2018), sistemas fotovoltaicos possuem fatores de capacidade relativamente baixos se comparados com outros sistemas de geração de energia elétrica. Isto por conta de o recurso solar ser intermitente devido ao movimento da Terra em relação ao sol e às variações climáticas. Almeida (2012) realizou um comparativo entre diversos sistemas de geração de eletricidade no Brasil, com relação ao Fator de Capacidade. São comparadas as usinas termelétricas, hidrelétricas, eólicas e os sistemas fotovoltaicos, como pode ser visto na Figura 68.

Figura 68 - Fatores de Capacidade comuns de alguns sistemas de geração de eletricidade no Brasil.



Fonte: Almeida (2012).

O comparativo mostra uma grande discrepância entre as termelétricas (com fatores de capacidades entre 80 e 100% na sua maioria) e os sistemas fotovoltaicos (com Fatores de Capacidade entre 10% e 20%). Segundo o autor, essa diferença ocorre devido

à própria natureza do recurso solar. Por ser intermitente e sofrer variações significativas ao longo do dia, um sistema fotovoltaico opera em sua potência nominal durante poucas horas.

Segundo Zilles *et al* (2012), o Fator de Capacidade não representa efetivamente a qualidade da energia entregue por um sistema fotovoltaico, uma vez que essas fontes não podem ser consideradas como uma fonte de energia firme convencional. Para isso, alguns autores preferem adotar o conceito de Energia Específica para estudar a qualidade dos sistemas que utilizam fontes intermitentes de energia. No caso dos sistemas fotovoltaicos, é comum o uso do termo Produtividade Final do Sistema, representada por Y_f , do inglês *Final Yield*, para expressar a energia específica, que será mostrada a seguir.

Produtividade Final do Sistema (*Final Yield*)

A Produtividade Final do Sistema Y_f , dada em kWh/kWp, é definida como o fluxo de energia líquido diário, mensal ou anual de todo o sistema, dividida pela potência de pico do gerador fotovoltaico (KAZEM *et al*, 2014) e pode ser encontrada através da Equação 8. Segundo Marion *et al* (2005), este índice normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema, conseqüentemente, é uma maneira conveniente de comparar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos de tamanhos diferentes.

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_{FV}^0} = \frac{E}{P_{FV}^0} \quad (8)$$

Para Almeida (2012), esse índice possui grande dependência do tipo de montagem, da orientação e inclinação do gerador fotovoltaico e da disponibilidade natural do recurso solar, sendo, portanto, um parâmetro característico de uma determinada

região geográfica. Assim, o conhecimento da produtividade final típica de uma determinada região permite avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico. Segundo o autor, valores baixos em relação à média podem indicar problemas ou falhas de projeto, assim como valores elevados podem indicar um sistema bem dimensionado e conectado a uma rede elétrica de qualidade. De acordo com Zilles *et al* (2012), trata-se de um bom procedimento, que permite determinar a qualidade dos diferentes sistemas com equipamentos de diferentes fabricantes, tendo em vista que esse parâmetro pode relacionar a energia gerada em determinado período de tempo tanto com a potência nominal quanto com a área do arranjo fotovoltaico.

Desempenho Global (*Performance Ratio*)

De acordo com Dolara *et al* (2012) o Desempenho Global, representado por PR , do inglês *Performance Ratio*, é um índice adimensional que leva em consideração a quantidade líquida de energia diária, mensal ou anual produzida por um sistema fotovoltaico em condições reais de trabalho em relação à energia teórica de entrada do sistema. Assim, em termos simples, quanto maior a PR , maior a quantidade de energia solar que é convertida em energia elétrica. Segundo Marion *et al* (2005) é determinada pela divisão da Produtividade Final do Sistema pela Produtividade de Referência, como pode ser visto na Equação 9.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (9)$$

A Produtividade de Referência pode ser calculada através da relação entre a irradiação total no plano do arranjo (dada em kWh/m²), obtida através da integração da irradiância no plano H_p , em um determinado período, pela irradiância de referência H_{ref} .

nas condições padrão de teste que vale 1.000 W/m^2 (BHAKTA e MUKHERJEE, 2017), como pode ser visto na Equação 10.

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{\beta}(t) dt}{G_{ref}} = \frac{H_{t,\beta}}{G_{STC}} \quad (10)$$

Para Marion *et al* (2005), a Produtividade de Referência define o recurso de radiação solar para o sistema fotovoltaico. É uma função da localização, orientação do módulo fotovoltaico e variabilidade meteorológica mês a mês e ano a ano. De acordo com Khalid *et al* (2016) este índice também é chamado de Número de Horas de Sol Pleno, pois, do ponto de vista matemático, representa a duração do tempo durante o qual a radiação solar monitorada está no nível de irradiação de referência.

A PR considera todas as perdas envolvidas em um SFCR, seja no gerador ou no sistema de condicionamento e no resto do sistema (MACÊDO, 2006). Assim, é útil para determinar se um sistema fotovoltaico está funcionando conforme o esperado podendo identificar a existência de um problema, mas não a causa (ALMEIDA, 2012). Segundo Khalid *et al* (2016) este parâmetro ganhou ampla aceitação para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Quanto mais próximo da unidade estiver seu valor, melhor será o desempenho de um sistema em comparação com outros sistemas em condições climáticas semelhantes. Ademais, um PR igual ou maior que 80% indica que o sistema possui um bom desempenho.

Energia produzida por um SFCR

A quantidade de energia produzida por um SFCR está intimamente relacionada ao desempenho dos geradores FV que os constituem. As perdas exclusivas do gerador fotovoltaico, também conhecidas como perdas por captura (do inglês *Capture*

Losses), estão associadas a vários fatores, tais como: operação das células fora das condições padrão; quedas de tensão na fiação e diodos de proteção; sujeiras; sombreamentos parciais; dispersão de parâmetros; tensão de operação fora da tensão de máxima potência, espectro e orientação dos módulos FV (TELES, 2017).

Segundo Macêdo (2006), outros fatores adicionais estão associados às perdas na fiação e devido às diferenças entre as células individuais que constituem um módulo ou módulos individuais que constituem um gerador fotovoltaico. Além dessas perdas, existem também as perdas nos inversores que compõem o sistema. Segundo o autor, existem perdas independentes do carregamento do inversor, ou seja, independentes da potência de operação, que são as perdas de autoconsumo, e as perdas dependentes da potência de operação, relacionadas ao coeficiente de queda de tensão (presentes nos diodos e dispositivos de comutação), e ao coeficiente de perdas ôhmicas (presentes nos cabos, bobinas e resistências).

Dessa maneira, a geração mensal de um sistema fotovoltaico pode ser estimada com base no método da insolação, proposto por Villalva (2015). Segundo o autor, conhecendo-se o modelo de módulo que será utilizado, pode-se determinar a quantidade de energia produzida pelo sistema na localidade que será instalado, conforme está descrito na Equação 11.

$$E = H \times A \times \eta \times n \times d \times 0,75 \quad (11)$$

Nesta equação, E é a energia produzida mensalmente pelo SFCR, dada em Wh, H é a irradiação diária no local de instalação do SFV, em Wh/m²/dia, A é a área da superfície do módulo, em m², η é a eficiência do módulo, n é o número de módulos instalados, d é a quantidade de dias do mês e o valor de 0,75 está relacionado às

perdas totais envolvidas nos sistemas fotovoltaicos, considerando um total de perdas de 25%.

Macêdo (2006) traz em sua pesquisa alguns valores específicos de perdas presentes nos sistemas FV. O autor realizou simulações numéricas com um SFCR de 11,07 kWp para diversas localidades do Brasil. Foi variado em cada simulação a configuração do SFCR e o Fator de Dimensionamento do inversor (FDI). Os sistemas simulados foram agrupados de acordo com a quantidade de módulos conectados ao inversor, nomeados de N1 a N8, sendo que nos grupos N1 a N6, os geradores são formados por 10 a 13 módulos em série, e nos grupos N7 e N8, são 16 módulos em série, que equivalem a uma faixa de operação que vai de 140 Volts a aproximadamente 280 Volts CC. Os valores encontrados na pesquisa para as perdas por captura para cada grupo citado, podem ser vistas na Tabela 2.

Tabela 2 – Perdas por captura encontradas para cada grupo.

Grupo	FDI	Perdas por Captura
N1	102,0	25,6
N2	99,8	20,0
N3	55,5	22,3
N4	57,0	20,0
N5	60,0	23,3
N6	68,0	20,1
N7	84,2	21,4
N8	83,0	22,9

Fonte: Macêdo (2006).

Segundo o autor, além das perdas nos geradores FV, existe ainda perdas nos inversores. Estas perdas podem ser independentes (perdas por autoconsumo) ou dependentes do carregamento do inversor, ou seja, da sua potência de operação.

As perdas dependentes são atribuídas basicamente a perdas no transformador saída, dispositivos de controle e regulação, medidores e indicadores, dispositivos de segurança que operam permanentemente, etc. Segundo Macêdo (2006), as perdas devidas ao autoconsumo dos inversores que podem varia de 1 a 4%. Dessa maneira, pode ser considerado, um valor de aproximadamente 25% nos cálculos de geração de energia, relacionados ao somatório de todas as perdas envolvidas em um sistema fotovoltaico.

Análise de viabilidade econômica

De acordo com Torres (2006), qualquer projeto deve ter, em primeiro lugar, viabilidade técnica, isto é, pode ser realizado com os procedimentos de engenharia e dispositivos disponíveis. Porém, a viabilidade técnica é necessária, mas não é suficiente. É preciso que haja também viabilidade econômica. Neste caso o investimento é viável somente se remunerar adequadamente o capital investido, ou seja, se os benefícios forem maiores que os custos. Dessa maneira, para Newnan e Lavelle (2000), o processo de tomada de decisão exige que os resultados de alternativas viáveis sejam dispostos de modo que possam ser julgados quanto à eficiência econômica de cada uma.

Frezatti (2008) afirma que a viabilidade econômica de um projeto pode ser determinada através de uma perspectiva quantitativa (numérica) ou de uma perspectiva qualitativa (não-numérica). Na perspectiva qualitativa, a decisão de investir em um projeto decorre da manifestação de interesse de uma pessoa ou de um grupo sem, necessariamente, considerar os custos e benefícios da implantação. Assim, como afirmam Newnan e Lavelle (2000), a tomada de decisão ocorreria à revelia, ou seja, sem o reconhecimento da existência de uma oportunidade para tomá-la.

Já na análise quantitativa, de acordo com Frezatti (2008), deve-se projetar um Fluxo de Caixa que apresente as entradas e saídas e capital e sua periodicidade e, a partir de então, analisar e argumentar sobre a aderência estratégica do projeto ao indicar se o projeto foi desenvolvido para atender ou não às estratégias do plano da entidade, em especial os de longo prazo e, conseqüentemente, está alinhado a sua missão e visão além de fazer a análise econômico financeira com a apuração de métricas próprias das análises de Engenharia Econômica como, por exemplo, o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *Payback* (PB) e a Relação Custo Benefício (RCB).

Valor Presente Líquido

Segundo Nakabayashi (2015), o VPL dos investimentos, nada mais é do que a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos, onde os valores futuros são trazidos a um valor presente descontados a uma determinada taxa de juros. Dessa forma, segundo Silva *et al* (2016), a determinação do VPL pressupõe a existência da projeção de um Fluxo de Caixa e a determinação de uma taxa de desconto. É, portanto, o resultado da diferença entre as entradas e saídas de capital, corrigidos mês a mês. A expressão para o cálculo do VPL é mostrada na Equação 6, em que F_{ct} é o fluxo de caixa no período t considerado, r é a taxa de desconto, n é o horizonte de vida útil do projeto I_0 é o investimento inicial.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_{ct}}{(1+r)^t} \quad (12)$$

Para a determinação da taxa de desconto, deve ser considerado o conceito da Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Segundo Sviech e Mantovan (2013), a TMA representa a taxa que

os investidores esperam obter de um projeto e que seja equivalente à rentabilidade de outras aplicações realizadas e de pouco risco. Em outras palavras, é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Portanto, de acordo com Torres (2006), se o VPL for positivo, o projeto será considerado economicamente viável, a uma TMA, pois, segundo Nakabayashi (2015), as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto.

Para exemplificar o cálculo do VPL, considere a seguinte situação hipotética, em que uma empresa está estudando a compra de uma máquina para fabricar uma determinada peça, com vida útil de 5 anos. A máquina custa R\$ 20.500,00 e será sucateada no fim dos 5 anos. O custo da produção é estimado em R\$ 0,10 por peça sendo gasto R\$ 0,50 de material em cada uma. A previsão de vendas é de 10.000 peças por ano, ao preço de R\$ 2,00, cada, supondo uma TMA de 15% ao ano. Este projeto trará como benefício a seguinte receita líquida anual: . Portanto, tendo em vista que o VPL (R\$ 26.430,17) é positivo ao final do período de vida útil, o projeto é economicamente viável. O Fluxo de caixa relativo dos 5 anos de vida da peça fabricada pode ser visto na Tabela 3.

Tabela 3 - Fluxo de Caixa da situação hipotética.

Período (Anos)	Entradas De Dapital	Entradas Descontadas	VPL
0	-R\$ 20.500,00	-R\$ 20.500,00	-R\$ 20.500,00
1	R\$ 14.000,00	R\$ 12.173,91	-R\$ 8.326,09
2	R\$ 14.000,00	R\$ 10.586,01	R\$ 2.259,92
3	R\$ 14.000,00	R\$ 9.205,23	R\$ 11.465,15
4	R\$ 14.000,00	R\$ 8.004,55	R\$ 19.469,70
5	R\$ 14.000,00	R\$ 6.960,47	R\$ 26.430,17

Fonte: Próprio autor

Taxa Interna de Retorno

Para um fluxo de caixa qualquer, a TIR pode ser definida como a taxa que anula o VPL, ou seja, é a taxa que iguala o valor atual dos investimentos com o valor atual do restante do fluxo de caixa (TORRES, 2006). Assim, do ponto de vista matemático, a TIR é a taxa em que, quando empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique igual a zero. Portanto, é a raiz da função VPL, onde a variável independente é a taxa de desconto (NAKABAYASHI, 2015). A Equação 13 demonstra a relação entre a TIR e o VLP.

$$VPL = -I_0 + \frac{F_{c1}}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_{c2}}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_{cn}}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (13)$$

De acordo Sviech e Mantovan (2013), a TIR pode ser calculada tanto por tentativa e erro, ou se recorrendo a uma calculadora financeira ou a um computador. O critério de análise, quando a TIR é usada para tomar decisões do tipo “aceitar-rejeitar”, é o seguinte: se a TIR for maior que a TMA, aceita-se o projeto; se for menor, rejeita-se o projeto. Dessa maneira, esse critério garante que a empresa esteja obtendo, pelo menos, sua taxa mínima de retorno.

Considerando o Fluxo de caixa da situação hipotética mostrada anteriormente, utilizando o *software* Microsoft Excel, obtém-se como TIR o valor de 41,05%. Como esse valor é maior que a TMA utilizada no cálculo do VPL (15%), o projeto pode ser aceito.

Payback

O tempo de retorno de um investimento, ou *Payback* (PB), é o período o de tempo necessário para que o lucro ou outros

benefícios de um investimento se igualem ao custo do investimento inicial. Dessa maneira, traz efetivamente uma medida útil, dizendo qual o tempo necessário para que o custo do investimento seja compensado pelos benefícios do investimento (NEWNAN e LAVELLE, 2000). O PB pode ser calculado através da Equação 14, em que R_e corresponde à receita fixa obtida em um determinado período fixo que pode ser semanal, mensal, anual ou outro intervalo de interesse.

$$PB = \frac{I_0}{R_e} \quad (14)$$

Portanto, o PB é o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo, isto considerando que este fluxo é do tipo em que o investimento é realizado no primeiro período e as receitas estão nos anos seguintes (NAKABAYASHI, 2015). Considerado novamente a situação hipotética apresentada no item 7.3.1, onde o investimento inicial foi de R\$ 20.500,00 e o benefício anual foi de R\$14.000,00. Considerando esses valores, o projeto terá como tempo de retorno do investimento, o período de 1,46 anos, ou seja, aproximadamente 1 ano e 6 meses.

Relação Custo-benefício (RCB)

Essa técnica se baseia na razão dos benefícios para os custos, utilizando cálculos do VPL e do fluxo de caixa, sendo determinada através da Equação 9, mostrada a seguir. De acordo com Torres (2006) esse critério foi inicialmente desenvolvido para analisar a viabilidade de projetos públicos, onde o critério do lucro não faz muito sentido. De modo geral, benefício é tudo que é favorável aos objetivos do projeto, e custo, tudo que é desfavorável. Porém, sendo um quociente, tanto os benefícios quanto os custos devem

ser expressos na mesma unidade, e a única que se mostrou viável foi o dinheiro.

$$RCB = \frac{I_0}{VPL} \quad (15)$$

De acordo com Silva *et al* (2017a), a RCB também serve para selecionar um entre vários projetos, quando o capital é limitado. Nesse caso, deve ser escolhido o projeto que apresentem uma relação menor que um, pois quanto menor a RCB, melhor, ou seja, o projeto terá mais benefícios do que custos. Ademais, quando não houver a limitação de capital, deve-se investir em projetos que obtiverem um VPL positivo.

Para exemplificar o cálculo da RCB, o projeto hipotético descrito anteriormente, que teve como VPL ao fim da vida útil o valor de R\$ 26.430,17 considerando o investimento inicial de R\$ 20.500,00, o terá uma relação benefício de 0,78. Logo o projeto é viável economicamente, pois traz mais benefícios que custos.

ESTUDO DE CASO

A seguir será apresentado como estudo de caso, os resultados do artigo científico intitulado “*Technical-Economic Analysis of the First Mini-eneration Photovoltaic System of Piauí, Brazil*”. O artigo foi publicado no periódico científico *IEEE Latin America Transactions*, em seu volume 17, número. 10, em outubro de 2019 (MORAIS *et al*, 2019), não como o intuito de republicar os resultados já publicados (autoplágio), mas de apresentar seus principais conteúdos que irão exemplificar de forma prática os conhecimentos apresentados nos capítulos anteriores, a respeito da análise de viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos.

Contextualização da Pesquisa

Tendo em vista que a geração de energia elétrica através da tecnologia solar fotovoltaica tem muitas nuances a serem consideradas, faz-se necessário um estudo que envolva a análise global desta fonte para comprovar a viabilidade de instalação e expandir ainda mais a sua utilização. O primeiro sistema de mini geração distribuída do estado do Piauí a entrar em operação, foi instalado no *campus* Floriano do Instituto Federal do Piauí (IFPI) que está localizado no município de Floriano-PI, com as

coordenadas geográficas Latitude 6°47'21,18" Sul e longitude 43°02'34,43" Oeste, e ocupa uma área de aproximadamente 1.122 m² do telhado do *campus*. Neste sentido, este trabalho apresenta os resultados decorrentes da avaliação de desempenho operacional deste sistema, tendo em vista o seu primeiro ano de operação, de junho de 2016 a maio de 2017, frente a aspectos técnicos e econômicos.

Descrição do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico instalado no *campus* Floriano do IFPI, denominado como Sistema IFPI-FLORIANO, é enquadrado como sistema de mini geração distribuída, de acordo com as resoluções normativas nº 482/2012 e nº 687/2015. É composto por 660 módulos fotovoltaicos Policristalinos de modelo *Canadian Solar CS6P-260P*, com potência de 260 W cada, totalizando uma potência instalada de 171,6 kWp. Os inversores utilizados são da marca SMA *Sunny Tripower*, modelos STP 10000TL (1), STP 15000TL (1) e STP 25000TL (5), totalizando, assim, 7 inversores.

Este foi o primeiro Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) de minigeração do estado do Piauí e entrou em operação em junho de 2016 para atender parte da demanda de energia elétrica do *campus*. O sistema (Figura 69) é formado por cinco arranjos que estão divididos em dois subsistemas sendo um de 53,04 kWp formado pelos arranjos dos telhados 1, 2 e 3 (Subsistema 1), e outro de 118,56 kWp composto pelos arranjos dos telhados 4N, 4S e 5 (Subsistema 2)

Figura 69 – Sistema Fotovoltaico do *campus* Floriano do IFPI



Fonte: Morais *et al* (2019)

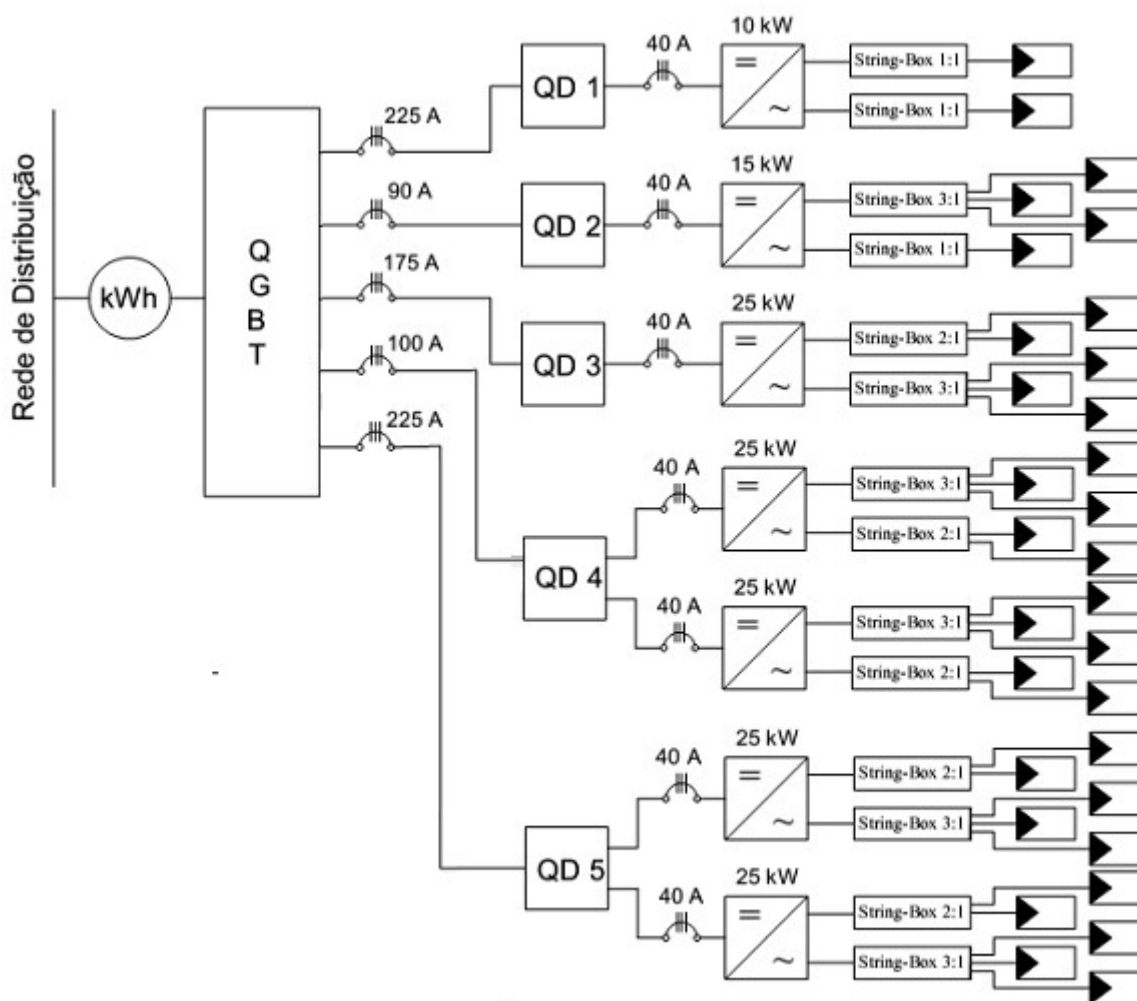
O arranjo localizado no Telhado 1, contém 34 módulos, e é constituído de duas *strings* de 17 módulos, conectadas no inversor de 10 kW; no Telhado 2 tem-se um arranjo de 110 módulos, composto de três *strings* de 20 módulos e duas *strings* de 25 módulos conectadas no inversor de 25 kW; além desses, também está presente um arranjo de 60 módulos, no Telhado 3, com quatro *strings* de 15 módulos conectadas no inversor de 15 kW, perfazendo assim os 53,04 kWp do Subsistema 1.

Já o Subsistema 2 é composto por dois arranjos de 228 módulos, localizados nos Telhados 4N, 4S e 5, distribuídos em 4 inversores de 25 kW, sendo 2 inversores por arranjo. Em cada inversor são conectadas três *strings* de 22 módulos e duas *strings* de 24 módulos. O que perfaz um total de 118,56 kWp.

Os módulos fotovoltaicos encontram-se montados sobre estrutura metálica fixa com inclinação de 15°, orientada para

o Nordeste (desvio azimutal de 5°) nos telhados 1, 2, 3 e 4N e orientada para o Sudoeste (desvio azimutal de -175°) nos telhados 4S e 5 (MORAIS *et al*, 2018). Na Figura 70 pode ser visto o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico e sua distribuição em sub arranjos fotovoltaicos.

Figura 70 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico instalado no campus Floriano do IFPI.

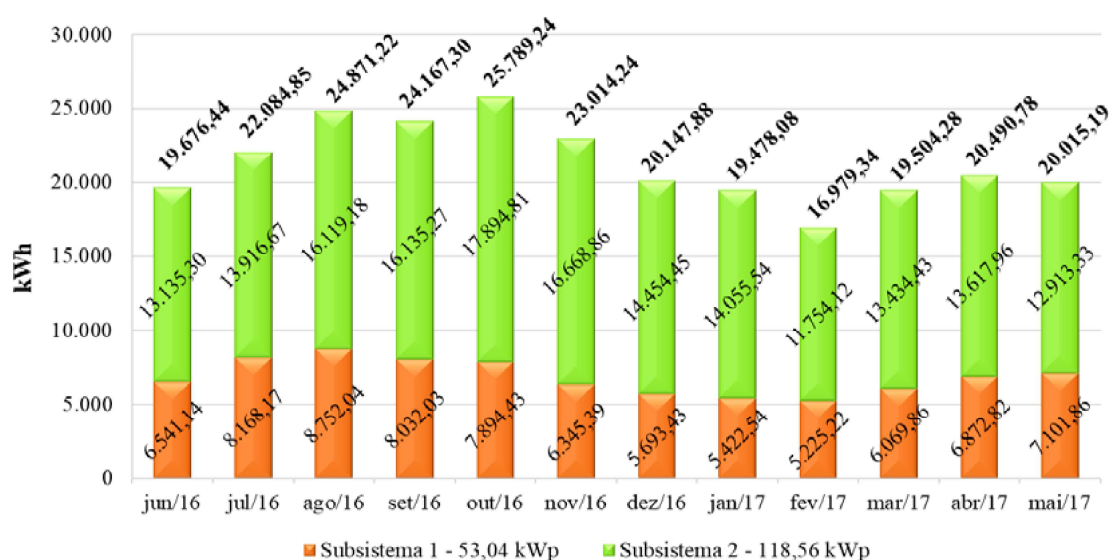


Fonte: Adaptado de Moraes *et al* (2018).

Na Figura 71 pode ser vista a geração mensal do Sistema IFPI-FLORIANO no seu primeiro ano de operação, composta pela produção do subsistema 1 (53,04 kWp) e pela produção do subsistema 2 (118,56 kWp). O sistema gerou nesse período um total de 256.218,84 kWh, 82.118,93 kWh gerados pelo Subsistema

1, e 174.099,91 kWh gerados pelo Subsistema 2. Assim, a produção média mensal de todo o sistema foi de 21.351,57 kWh (14.508,33 kWh referentes ao subsistema 1 e 6.843,24 kWh referentes ao subsistema 2). Vale a pena ressaltar que os valores foram obtidos utilizando o *software* de monitoramento Sunny, próprio dos inversores instalados.

Figura 71 - Geração mensal do sistema fotovoltaico IFPI-FLORIANO no seu primeiro ano de operação.



Fonte: Morais *et al* (2019)

Análise de desempenho operacional

Na Tabela 4 encontram-se descritos os valores mensais de Produtividade Final do sistema fotovoltaico. No primeiro ano de operação o subsistema 1 teve uma produtividade final de 1.548,25 kWh/kWp. Já a produtividade final do subsistema 2 foi de 1.468,45 kWh/kWp. Dessa maneira, a Produtividade Final do sistema foi de 1.493,12 kWh/kWp, obtida através da média ponderada entre os valores de produtividade final dos dois subsistemas, onde os pesos são suas potências de pico.

**Tabela 4 – Valores Mensais de Produtividade Final,
em kWh/kWp**

Mês	Subsistema 1	Subsistema 2	Total Mensal
jun/16	123,32	110,79	114,66
jul/16	154,00	117,38	128,70
ago/16	165,01	135,96	144,94
set/16	151,43	136,09	140,84
out/16	148,84	150,93	150,29
nov/16	119,63	140,59	134,12
dez/16	107,34	121,92	117,41
jan/17	102,23	118,55	113,51
fev/17	98,51	99,14	98,95
mar/17	114,44	113,31	113,66
abr/17	129,58	114,86	119,41
mai/17	133,90	108,92	116,64
Total Anual	1548,25	1468,45	1493,12

Fonte: Morais *et al* (2019)

Na Tabela 5 são mostrados os valores mensais de Fator de Capacidade do sistema fotovoltaico. Para o Subsistema 1, tem-se o valor de 17,67 % e para o Subsistema 2, 16,76 %. Dessa maneira, o Fator de Capacidade do sistema foi de 17,04 %.

Tabela 5 – Valores Mensais de Fator de Capacidade, em %

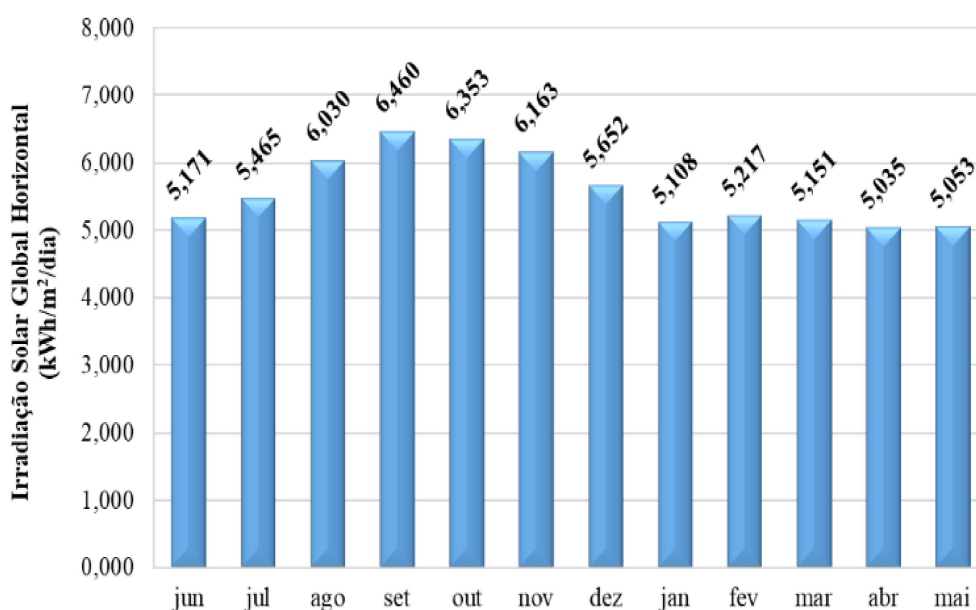
Mês	Subsistema 1	Subsistema 2	Total Mensal
jun/16	17,13	15,39	15,93
jul/16	20,70	15,78	17,30
ago/16	22,18	18,27	19,48
set/16	21,03	18,90	19,56
out/16	20,01	20,29	20,20
nov/16	16,62	19,53	18,63
dez/16	14,43	16,39	15,78
jan/17	13,74	15,93	15,26

fev/17	14,66	14,75	14,72
mar/17	15,38	15,23	15,28
abr/17	18,00	15,95	16,58
mai/17	18,00	14,64	15,68
Total Anual	17,67	16,76	17,04

Fonte: Morais *et al* (2019)

Tendo em vista a não existência dos equipamentos de monitoramento do recurso solar descritos na IEC 61724, para o cálculo da Taxa de Desempenho, os dados de irradiação solar foram obtidos a partir dos metadados da 2ª edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2017). A norma afirma que para a obtenção dos valores de irradiação solar incidente no plano dos módulos devem ser realizadas medições, sendo que a irradiância deve ser obtida por meio de módulos de referência calibrados ou através de piranômetros. Os valores de irradiação solar global horizontal para a cidade de Floriano-PI encontram-se descritos na Figura 72.

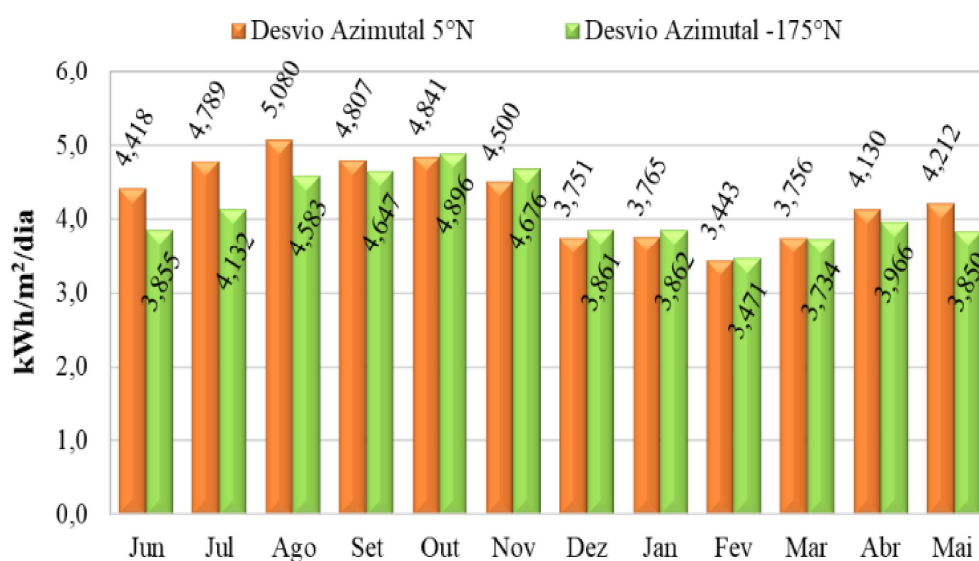
Figura 72 - Valores mensais de Irradiação Solar Global Horizontal para a cidade de Floriano PI.



Fonte: Morais *et al* (2019)

Os valores da irradiação no plano dos Módulos fotovoltaicos foram obtidos por meio do *software* Radasol (LABSOL-UFRGS, 2018), que realizou a conversão dos valores apresentados na Figura 72, considerando os desvios azimutais de cada telhado e a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Os valores de irradiação encontrados estão descritos na Figura 72.

Figura 72 - Irradiação solar no plano dos módulos obtida no *software* Radasol



Fonte: Morais *et al* (2019)

Os valores mensais para a Taxa de Desempenho do sistema encontram-se descritos na Tabela 6. O subsistema 1 fez um total anual de 73,47% e o subsistema 2, um total anual de 73,57%. Dessa maneira o Desempenho Global do sistema no seu primeiro ano de operação foi de 73,54%.

Tabela 6 - Valores Mensais de Taxa de Desempenho, em %

Mês	Subsistema 1	Subsistema 2	Total Mensal
jun/16	69,77	79,81	76,71
jul/16	75,96	75,25	75,47
ago/16	80,94	79,25	79,77
set/16	75,43	72,83	73,63
out/16	76,30	75,65	75,85
nov/16	75,27	72,40	73,29
dez/16	63,84	65,50	64,99
jan/17	66,16	71,79	70,05
fev/17	68,13	66,42	66,95
mar/17	70,80	71,10	71,01
abr/17	81,56	78,20	79,24
mai/17	77,48	74,60	75,49
Total Anual	73,47	73,57	73,54

Fonte: Morais *et al* (2019)

Na Tabela 7 pode ser visto um comparativo entre o Sistema IFPI-FLORIANO com outros sistemas, também instalados em instituições públicas de ensino de locais distintos do Brasil com relação aos seus índices de mérito. Gomes *et al* (2015) apresentam os resultados referentes ao SFCR de 2,16 kWp que se encontra instalado nas dependências da Universidade Federal de Uberlândia (UFV NUPEP-FEELT-UFU). O sistema descrito por Urbanetz Junior *et al* (2014) tem uma potência instalada de 2,1 kWp e encontra-se instalado no telhado do Escritório Verde da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), na cidade de Curitiba. Já o sistema descrito por Buiatti *et al* (2016) instalado na Reitoria do Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN), localizada na cidade de Natal tem uma potência instalada total de 56,4 kWp.

Tabela 7 - Comparativo entre Sistemas Instalados em Instituições Públicas de Ensino em Locais Distintos do Brasil

Parâmetros	IFPI	UTFPR	UFU	IFRN
(kWp)	171,60	2,10	2,16	56,4
(kWh)	256.218,84	2.444,00	3.077,11	92.964,00
(kWh/kWp)	1.493,12	1.163,81	1.454,21	1.648,31
(%)	17,04	13,25	16,26	18,82
(%)	73,54	65,98	69,18	85,24

Fonte: Moraes *et al* (2019)

Ao comparar os parâmetros de desempenho de todos os sistemas, o sistema IFPI-FLORIANO apresenta um desempenho operacional superior a praticamente todos eles. Nos casos do sistema instalado no Escritório Verde da UTFPR-CURITIBA e do sistema UFU-UBERLÂNDIA, isso se verifica pelo fato de estarem localizados em regiões do Brasil que recebem menores índices de radiação solar durante o ano, como pode ser visto na Figura 73. Porém, no caso do sistema IFRN-NATAL, os valores dos parâmetros de desempenho apresentam-se maiores que os referentes ao sistema IFPI-FLORIANO. Ademais, percebe-se que os dois sistemas se situam em regiões do mapa que apresentam os mesmos índices de irradiação solar.

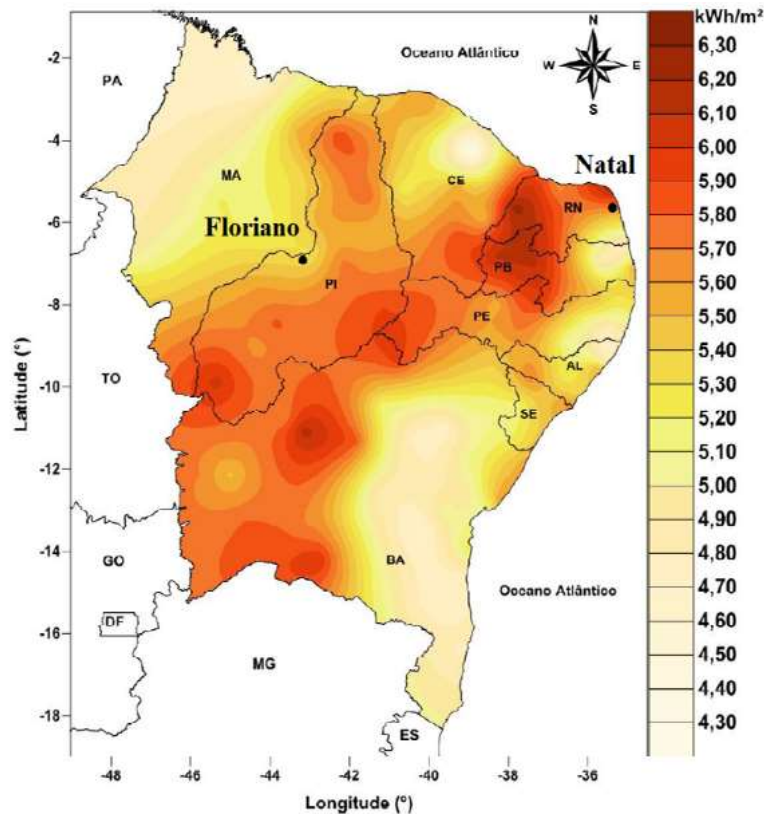
Figura 73 – Localização geográfica dos SFCR comparados



Fonte: Adaptado de Pereira *et al* (2017)

Dessa maneira, faz-se necessária a análise do mapa visto na Figura 74, que apresenta índices de radiação solar da Região Nordeste do Brasil. Pode-se verificar que Floriano e Natal situam-se em zonas que apresentam índices de radiação solar distintos. Vale a pena ressaltar que esta região brasileira tem como principal característica, o elevado potencial anual médio de energia solar, aliado a uma baixa variabilidade interanual das médias de irradiação solar (LIMA, 2015).

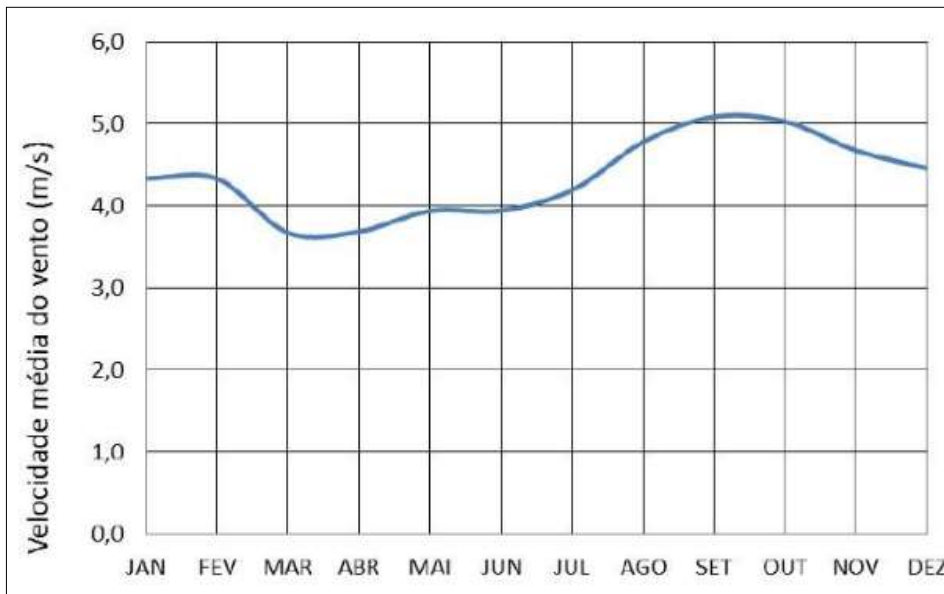
Figura 74 - Mapeamento da Irradiação Solar no Nordeste Brasileiro



Fonte: Ferreira Filho *et al* (2018).

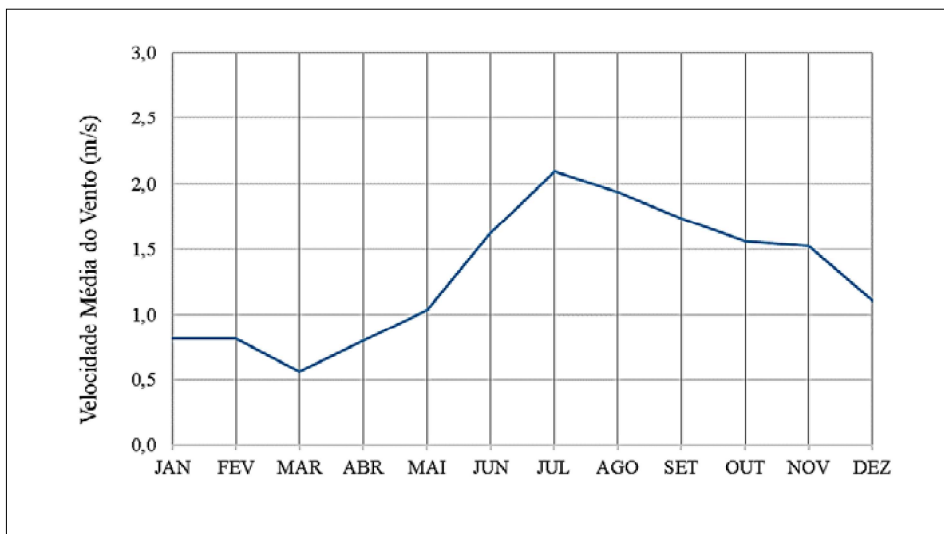
Acredita-se que pelo fato de o sistema IFRN-NATAL estar instalado em uma região litorânea, o sistema fotovoltaico trabalhe em condições melhores de resfriamento, diminuindo assim as perdas por temperatura. Nessas regiões, os valores de velocidade do vento são bem maiores do que a maioria das regiões interioranas, caso do Sistema IFPI-FLORIANO. Isso pode ser visto na Figura 75, que mostra a média da velocidade do vento para a cidade de Natal, e na Figura 76, para a cidade de Floriano.

Figura 75 - Velocidade média do vento em Natal-RN



Fonte: Barros *et al* (2013)

Figura 76 – Velocidade média do vento em Floriano-PI



Fonte: Barros *et al* (2013)

Vale a pena ressaltar que nos casos dos sistemas apresentados por Gomes *et al* (2015) e Buiatti *et al* (2016), os cálculos foram feitos tendo como base os dados do Projeto SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*. Já no caso do sistema descrito por Urbanetz Junior *et al* (2014), a foi calculada utilizando os índices de radiação fornecidos por uma estação meteorológica do Instituto

Nacional de Meteorologia (INMET), instalada próxima ao sistema fotovoltaico.

Análise de viabilidade econômica

A avaliação financeira do sistema fotovoltaico foi desenvolvida com base na apuração de métricas próprias da Engenharia Econômica, quais sejam: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback (PB) e Relação Custo benefício (RCB). Foram considerados, na análise, o valor em Reais (R\$) da energia gerada pelo sistema, o investimento inicial. Segundo Silva *et al* (2016) a determinação dessas métricas pressupõe a existência da projeção de um Fluxo de Caixa, que é a diferença entre as entradas e as saídas de capital em cada período, e a consideração de uma Taxa de Desconto. Nesta pesquisa, este parâmetro foi determinado através da diferença entre os valores médios da variação anual da Taxa Selic e do reajuste das tarifas de energia, informadas pela Aneel, observadas nos últimos dez anos.

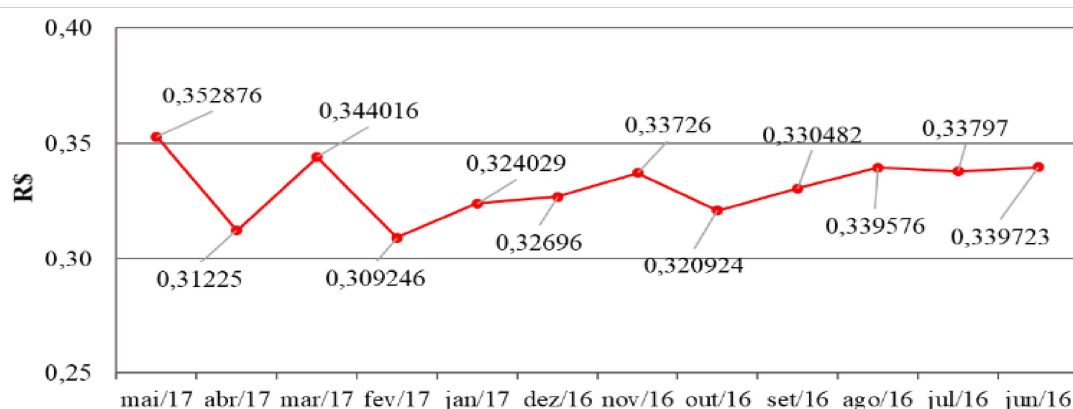
Segundo Carvalho (2014) na análise econômica de um sistema fotovoltaico, as entradas mais importantes são o custo inicial do sistema e a quantidade de energia que será fornecida ao longo da sua vida útil que nesta pesquisa foi considerado como sendo de 25 anos, tempo de garantia do módulo considerado contra perda de potência limitada a 80% da sua capacidade original, dado pelo fabricante. Ademias, segundo Nakabayashi (2015), é comum considerar a degradação na geração dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, a qual geralmente é considerada, nos modelos de projeção, com valores de 0,5% a 1% ao ano, embora valores mais baixos sejam alcançados na prática. A garantia fornecida pelos fabricantes, em geral, é de uma degradação máxima de 1% ao ano. Assim, foi considerada uma taxa de degradação anual de 0,8% ao ano, na produção de energia (perda total de 20% em 25 anos).

De acordo com Landeira (2013), a maioria dos fabricantes considera como necessária a troca do inversor com 10 anos de operação contínua. Montenegro (2013), aplicou em sua pesquisa a taxa de 1% ao ano referente a custos com operação e manutenção com sistemas fotovoltaicos. Dessa maneira, foi considerada o valor relativo a 10% sobre o investimento inicial a cada 10 anos, referente à troca dos inversores.

Na análise econômica de um sistema fotovoltaico as entradas mais importantes do fluxo de caixa são o custo inicial do sistema e a quantidade de energia que será fornecida ao longo da sua vida útil (CARVALHO, 2014). Nesta pesquisa foi considerada a vida útil como sendo de 25 anos, tempo de garantia do módulo utilizado, contra perda de potência limitada a 80 % da sua capacidade original, dado pelo fabricante. Foi considerado o investimento inicial de R\$ 1.150.000,00 para a aquisição do sistema, para atender parte da demanda do *campus* Floriano do IFPI, onde a potência foi limitada pela disponibilidade de telhado e recursos financeiros. A aquisição foi feita por meio de processo licitatório, referentes às fases de elaboração do projeto, fornecimento e instalação do sistema e treinamento de funcionários.

Como benefício gerado pelo projeto, foi considerado o valor de R\$ 0,331276/kWh a ser economizado nas faturas de energia, determinado pela média dos valores cobrados por cada kWh no horário fora-ponta para consumidores de grupo A4 faturados com a tarifa verde, em vigor no *campus* Floriano do IFPI no período analisado (EDP, 2017a), descritos na Figura 77.

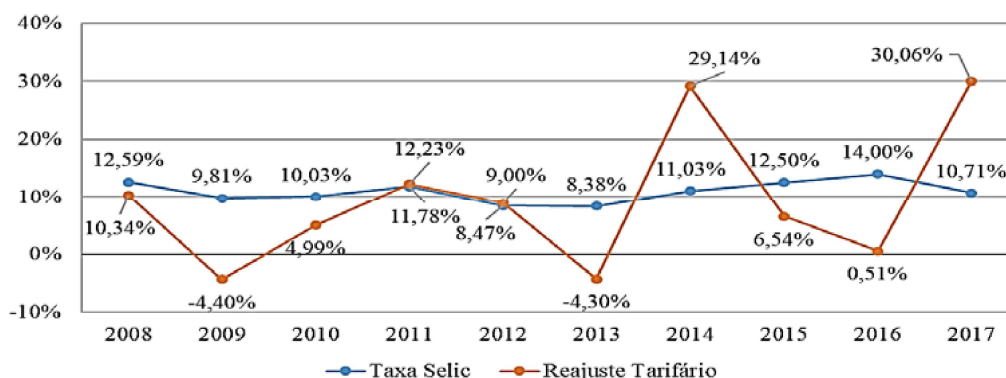
Figura 77 - Valores Tarifários cobrados pela concessionária.



Fonte: Morais *et al* (2019)

Além disso, a determinação das métricas econômicas pressupõe a existência da projeção de um Fluxo de Caixa, que é a diferença entre as entradas e as saídas de capital em cada período, e a consideração de uma Taxa de Desconto (SILVA *et al*, 2017b). Assim, foram considerados o custo da energia gerada pelo sistema, o investimento inicial, bem como a inflação e o reajuste anual da tarifa de energia elétrica. Nesta pesquisa, este parâmetro foi calculado através da diferença entre a média dos valores anuais da Taxa Selic e a média dos valores de reajuste anual das tarifas de energia informados pela Aneel, ambas observadas nos últimos dez anos (BCB, 2017; EDP, 2017b), vistas na Figura 78.

Figura 78 - Variação da Taxa Selic e do reajuste da Tarifa de Energia no Piauí, de 2008 a 2017.

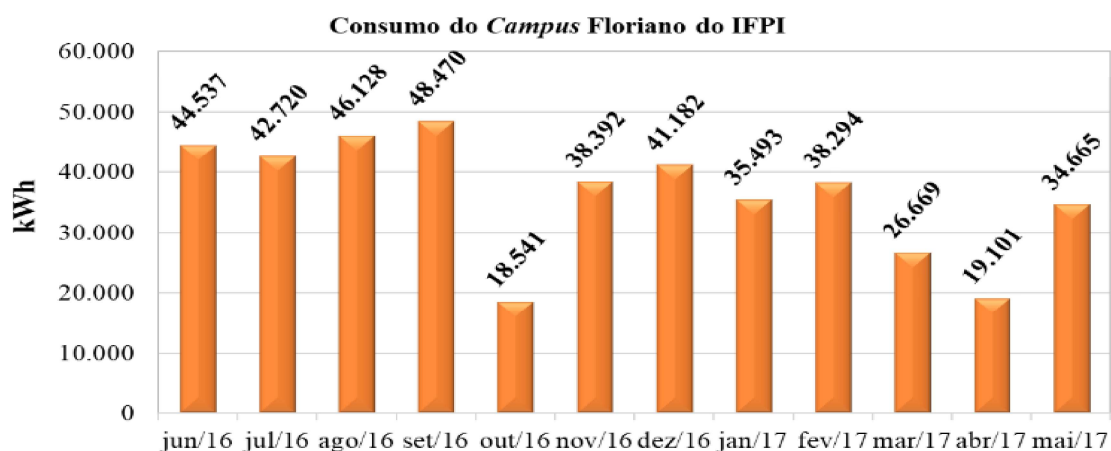


Fonte: Morais *et al* (2019)

É comum utilizar uma taxa de degradação na geração dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo. Geralmente a taxa é considerada nos modelos de projeção com valores de 0,5 % a 1% ao ano, embora valores mais baixos sejam alcançados na prática. A garantia fornecida pelos fabricantes, em geral, é de uma degradação máxima de 1 % ao ano (NAKABAYASHI, 2015). Assim, foi considerada uma taxa de degradação anual de 0,8 % ao ano, na produção de energia (que totaliza a perda de 20 % dentro dos 25 anos de garantia). Por outro lado, a maioria dos fabricantes considera como necessária a troca do inversor com 10 anos de operação contínua (LANDEIRA, 2013). Montenegro, 2013 aplicou em sua pesquisa a taxa de 1 % ao ano referente a custos com operação e manutenção com sistemas fotovoltaicos. Dessa maneira, foi considerada o valor relativo a 1 % sobre o investimento inicial a cada 10 anos, referente à troca dos inversores.

O consumo mensal do *campus* Floriano do IFPI referente ao primeiro ano de operação, encontra-se descrito na Figura 79 Destacam-se no gráfico apresentado os meses de setembro e outubro de 2016 que tiveram o maior e o menor consumo de energia, respectivamente.

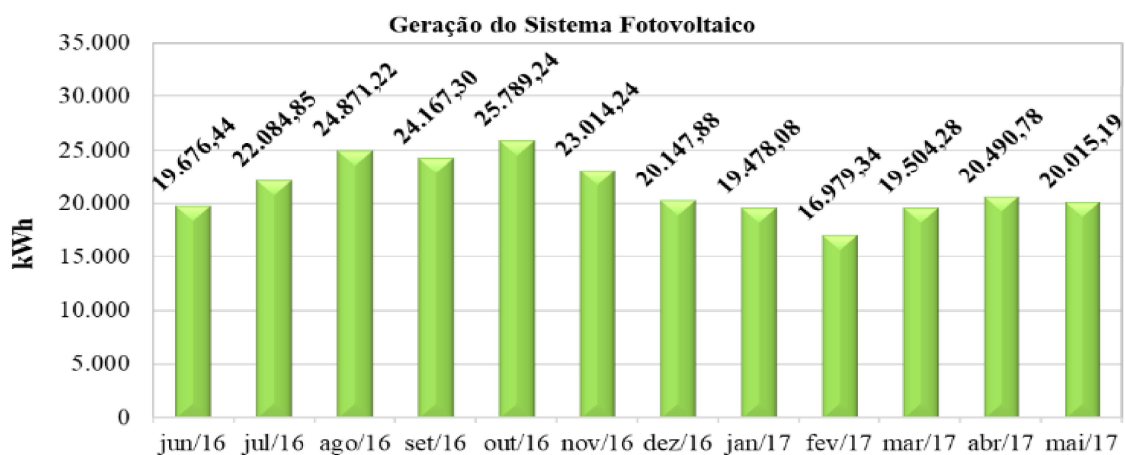
Figura 79 - Consumo mensal do *campus* Floriano do IFPI no período considerado.



Fonte: Morais *et al* (2019)

Por outro lado, comparando com o gráfico da Figura 80 que traz um resumo da geração total do sistema fotovoltaico no período considerado, percebe-se que os meses de outubro de 2016 e fevereiro de 2017, apresentaram a maior e a menor geração de energia fotovoltaica, respectivamente. Ademais, destaca-se novamente o mês de outubro de 2016 além do mês de abril de 2017, cuja geração de energia foi maior que o consumo do *campus*, em decorrência das férias escolares que impacta na diminuição do consumo de energia.

Figura 80 - Geração do sistema fotovoltaico no seu primeiro ano de funcionamento.

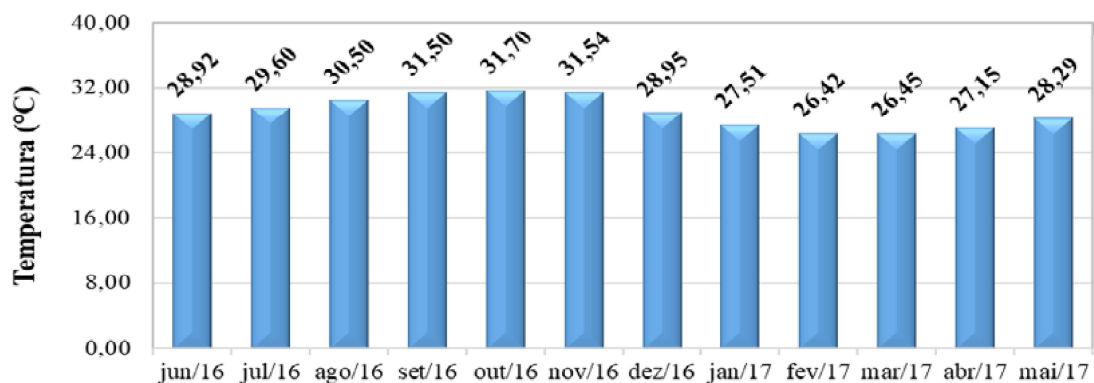


Fonte: Morais *et al* (2019)

Em consulta ao calendário acadêmico do *campus*, disponível no site da instituição, verifica-se que no mês outubro de 2016, entre os dias 03 e 27, aconteceram as férias letivas entre os períodos letivos 2016.1 e 2016.2. Situação semelhante aconteceu nos meses de março e abril de 2017. Neste período ocorreram as férias que marcam o encerramento do ano letivo de 2016, justificando-se também o baixo consumo de energia elétrica nestes meses. No *campus* permaneceram em funcionamento apenas os seus setores administrativos e a iluminação noturna.

Assim, no período em análise, o consumo total no *campus* Floriano foi de 434.192,00 kWh, sendo que o consumo médio de energia por mês foi de 36.182,67 kWh. Analisando o gráfico, percebe-se que o consumo mensal é mais elevado em alguns meses do ano, o que se justifica analisando a Figura 81.

Figura 81 - Temperatura Mensal Média para a cidade de Floriano-PI no período analisado.



Fonte: Morais *et al* (2019)

Como pode ser observado, o período que vai de agosto a novembro, é o mais quente do ano. Este fato propicia um incremento na temperatura ambiente fazendo com que o consumo de determinados equipamentos elétricos, como os equipamentos de ar condicionado, aumente por conta da necessidade de mantê-los em funcionamento por mais tempo. Porém, analisando o mês de outubro, que se encontra dentro do período mais quente do ano, verifica-se que neste mês o *campus* apresentou o mais baixo consumo.

Na Tabela 8 é apresentado um resumo da análise de viabilidade econômica. Considerando o benefício gerado pelo projeto (valor de R\$ 0,331276/kWh), o mesmo trouxe uma economia de R\$ 84.879,15 para a instituição, devido a economia de 256.218,84 kWh de energia elétrica. Este valor representa uma

economia anual de energia da ordem de 59,01 % em relação ao consumo de energia do *campus*.

Com base nessa análise, o valor investido inicialmente retornará para a instituição em 19 anos (*Payback*) e após os 25 anos de vida útil do projeto, a instituição deixaria de desembolsar R\$ 263.172,06, a uma TIR de 1,91 % ao ano, somente com a economia de energia elétrica a ser vista como abatimento nas faturas de energia, uma vez que na análise econômica, deixar de gastar é o mesmo que lucrar. Porém, observa-se que o projeto apresenta uma relação custo benefício bem maior que 1, o que mostra que ao final da vida útil do sistema o valor das entradas de capital após o pagamento do sistema não supera o valor inicial investido.

Tabela 8 – Análise Econômica do Sistema IFPI-FLORIANO

Dados da Análise	Valor
Investimento Inicial	R\$ 1.150.000,00
Economia de Energia Anual	256.218,84 kWh
Economia Percentual de Energia Anual	59,01%
Economia Monetária de Energia Anual	R\$ 84.879,15
Benefício do Projeto	0,331277 R\$/kWh
Taxa de Desconto	1,52 %
Taxa Interna de Retorno	1,91 %
Valor Presente Líquido	R\$ 263.172,06
Relação Custo Benefício	4,37
<i>Payback</i>	19 anos

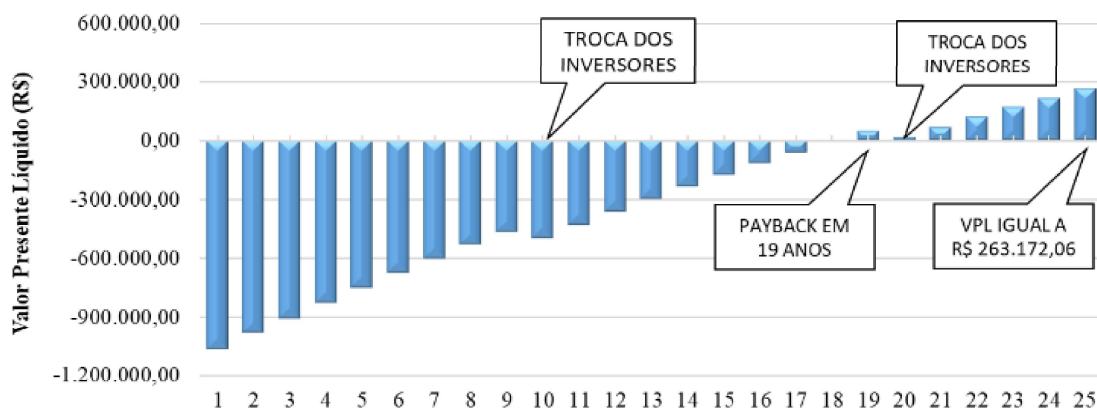
Fonte: Morais *et al* (2019)

Vale a pena destacar ainda que mesmo possuindo viabilidade técnica o projeto deve possuir aderência estratégica, avaliando se o mesmo foi desenvolvido para atender ou não às

estratégias do plano da entidade, em especial os de longo prazo e, conseqüentemente, está alinhado a sua missão e visão. Isso pode ser verificado analisando-se o último Plano de Desenvolvimento Institucional do IFPI (PDI) (IFPI, 2014).

Na Fig. 76 pode ser vista a projeção do fluxo de caixa através da evolução do VPL durante a vida útil do projeto e o momento em que o sistema se paga (*Payback*).

Figura 76 - Evolução do Valor Presente Líquido na vida útil do projeto.



Fonte: Moraes *et al* (2019)

As IES devem ser exemplo de sustentabilidade para toda a comunidade. Precisam incentivar mudanças concretas na realidade social não só através de sua atividade fim (ensino, pesquisa e extensão), mas também com a articulação da gestão e a infraestrutura das edificações. Mudanças estas que podem ser encaradas como Projetos de Investimento de Aderência Estratégica, uma vez que a sustentabilidade deve estar alinhada com a missão e a visão dessas organizações (SILVA *et al*, 2017b).

Considerações finais do estudo de caso

A análise de desempenho do sistema fotovoltaico instalado no *campus* Floriano do IFPI demonstrou viabilidade técnica. Dessa

maneira, pode ser uma alternativa energética para as instituições de ensino reduzirem custos com energia elétrica. Ao analisar a geração do primeiro ano de instalação do Sistema IFPI-FLORIANO, verificou-se que o sistema apresenta um excelente desempenho, com índices de mérito satisfatórios, a saber: Fator de Capacidade de 17,04 %, Produtividade Final de 1.493,12 kWh/kWp e Taxa de Desempenho de 73,54 %, como produção máxima no mês de outubro de 2016 (25.789,24 kWh) e mínima no mês de fevereiro de 2017 (16.979,34 kWh).

Porém, analisando os resultados da análise econômica, pode-se concluir que o SFCR instalado no *campus* Floriano do IFPI não possui viabilidade econômica, o que pôde ter sido causado pelo alto custo de implantação ou pelo baixo retorno financeiro, o que trouxe para o projeto um *payback* longo e uma relação custo benefício alta, o que possivelmente não foi levando em consideração em estudos prévios para a instalação do sistema fotovoltaico, devendo ser objeto de estudos futuros.

Porém, limitar os benefícios relacionados a SFCR apenas à redução dos gastos com a energia pode conduzir a decisões erradas, uma vez que os co-benefícios para o meio ambiente ou para as atividades de ensino, pesquisa e extensão, considerando a atividade fim da instituição, podem ser tão relevantes quanto. As instituições de ensino devem ser, portanto, exemplo de sustentabilidade para toda a comunidade e incentivar mudanças concretas na realidade social não só através de sua atividade fim (ensino, pesquisa e extensão), mas também com a articulação da gestão e a infraestrutura das edificações podendo ainda ser encaradas como projetos de investimento de aderência estratégica, uma vez que a sustentabilidade deve estar alinhada com a missão e a visão dessas organizações.

Por fim, ressalta-se a necessidade de estudos mais aprofundados onde se possa verificar a influência da temperatura dos módulos, do fator de dimensionamento dos inversores

instalados. Também uma análise de sombreamento causado pela orientação e posicionamento dos módulos e pela própria volumetria do telhado e dos demais blocos que compõem o *campus* na produtividade do sistema, tendo em vista que também são fatores determinantes na quantidade de energia produzida. Além disso, estes estudos devem envolver a instalação e utilização de equipamentos de medição e monitoramento de modo a analisar cada arranjo fotovoltaico de maneira isolada. Vale a pena ressaltar que a instalação invasiva de tais equipamentos nesta pesquisa poderia acarretar a perda de garantia dos equipamentos que compõem o sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 171 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

AMBO, T.; IKAWA, E.; INZUNZA, R. **Relevant aspects in designing a photovoltaic inverter for industrial and commercial applications**. In: International Power Electronics Conference, IEEE, p. 688-693, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/IPEC.2010.5543660>.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2016. 254 p. ISBN: 978-85-2163-123-1.

BARBOSA, E. M. S.; VILELA, O. C.; FRAIDENRAICH, N.; TIBA, C. Panorama do desenvolvimento tecnológico e mercado de

módulos fotovoltaicos. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 16, p. 04.71- 04.80, 2012.

BARLEV, D.; VIDU, R.; STROEVE, P. Innovation in concentrated solar power. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 95, p. 2703-2725, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.05.020>.

BARROS, J. D.; FURTADO, M. L. S.; COSTA, A. M. B.; MARINHO, G. S.; SILVA, F. M. Sazonalidade do vento na cidade de Natal/RN pela distribuição de Weibull. **Sociedade e Território**, vol. 25, n. 2, pp. 78-92, Jul-Dez, 2013.

BCB. Banco Central do Brasil. **Histórico das taxas de juros**. 2017. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp#notas>> Acesso em: set 2017.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída por meio de Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 108 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

BHAKTA, S.; MUKHERJEE, V. Performance indices evaluation and techno economic analysis of photovoltaic power plant for the application of isolated India's island. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 20, p. 9-24, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.002>.

BORGES NETO, M. R.; CARVALHO, P. C. M. **Geração de energia elétrica: Fundamentos**. São Paulo: Erica, 2012. 158 p. ISBN: 978-85-3650-422-3.

BRITO, M. C.; SERRA, J. M. Células solares para a produção de energia eléctrica. **Physical Review**, v. 74, p. 230, 2005.

BUIATTI, G. M.; SILVA JUNIOR F. R.; WANDERLEY, A. C. F.; MACIEL, S. B. **Desempenho de micro e mini usinas fotovoltaicas no Instituto Federal do Rio Grande do Norte.** In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6, Belo Horizonte, 2016.

CAMARGOS, R. S. C.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Método para análise comparativa dos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica concentrada e pulverizada. **Revista Brasileira de Energia Solar**, ano 7, vol. 7, n. 2, Dez 2016, p.115-122.

CARVALHO, N. H. C. **Modelagem de Processo de Negócio de Geração Solar Fotovoltaica ou Eólica de Pequeno Porte no Contexto da Resolução Normativa ANEEL Nº 482/2012.** 2014. 110f. Dissertação (Mestrado Profissional em Engenharia Aeronáutica) – Instituto Tecnológico de Aeronáutica, São José dos Campos, 2014.

CUSTÓDIO, M. M.; RODRIGUES, M. V. A importância das pequenas centrais hidrelétricas como fonte de energia sustentável em substituição aos grandes projetos hidrelétricos. **Revista Jurídica (FURB)**, v. 22, n. 49, p. 7862, 2019.

DÁVI, G. A. CAAMANO-MARTÍN, E.; RÜTHER, R.; SOLANO, J. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 120, p. 19-29, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.03.058>.

DEVABHAKTUNI, V.; ALAM, M.; DEPURU, S. S. S. R.; GREEN II, R. C.; NIMS, D.; NEAR, C. Solar energy: Trends and enabling technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, 555-564, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.024>.

DOLARA, A. GRIMACCIA, F.; LEVA, S.; MUSSETTA, M.; FARANDA, R.; GUALDONI, M. Performance Analysis of a Single-Axis Tracking PV System. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 2, n. 4, p. 524-531, out. 2012. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2012.2202876>.

EDP-PI. Eletrobrás Distribuição Piauí. **Relatórios Administrativos**. 2017b. Disponível em: <<http://www.eletobraspiaui.com/index.php/a-empresa/relatorios/relatorios-administrativos/>>. Acesos em: set 2018.

EDP-PI. Eletrobrás Distribuição Piauí. **Tarifas**. 2017a. Disponível em: < <http://www.eletobraspiaui.com/index.php/sua-conta/tarifas/>>. Acesso em nov 2017a.

EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 2165-2175, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.004>.

EMMANUEL, M.; AKINYELE, D.; RAYUDU, R. Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand. **Energy**, v. 120, p. 573-583, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.107>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2020**: Ano base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020a. 292p.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2017a. 292 p.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2020b.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE, 2017b. 271 p.

FREZATTI, F. **Gestão da Viabilidade Econômico-financeira dos Projetos de Investimento**. São Paulo: Atlas, 2008. 144 p. ISBN: 78-85-224-497-81.

GALVÃO, K. B. O. **Avaliação do desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no estado do Piauí através da determinação de Índices de Mérito**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Piauí. Teresina, 2018.

GOEL, S.; SHARMA, R. Performance evaluation of stand alone, grid connected and hybrid renewable energy systems for rural application: A comparative review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, 1378-1389, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.200>.

GOMES, H. S., MELO, F. C.; FREITAS, L. C. G.; COELHO, E. A. A.; FARIAS, V. J. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos: Estudo de caso de UFV de 2,16 kWp instalada na Faculdade de Engenharia Elétrica da UFU**. In: Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica, 11, Campina Grande, 2015.

HINRICHES, A. R.; KLEINBACH, M.; REIS, L. B. **Energia e Meio Ambiente**. Tradução Lineu Belico dos Reis, Flávio MaronVichi, Leonardo Freire de Mello. São Paulo: Cengage Learning, 2014. 764 p. ISBN: 978-85-221-1617-1.

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v. 67, p. 612-617, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>.

IEC. International Electrotechnical Commission. **Photovoltaic IEC Standard 61724: System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange, and Analysis**. Genebra, 1998.

IFPI. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Piauí. **Plano de Desenvolvimento Institucional (PDI) 2015-2019**. Teresina, IFPI, 2014. 220 p.

JUCÁ, S. C. S.; CARVALHO, P. C. M. **Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: Aplicações em dessalinização**. Duque de Caxias: Espaço Científico Livre Projetos Editoriais, 2013. 84 p. ISBN: 978-85-66434-01-9.

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1092-1105, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>.

KAZEM, H. A.; KHATIB, T.; SOPIAN, K.; ELMENREICH, W. Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. **Energy and Buildings**, v. 82, p. 123-129, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.06.048>.

KHALID, A. M.; MITRA, I.; WARMUTH, W.; SCHACHT, V. Performance ratio - Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 1139-1158, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.

KHAN, J.; ARSALAN, M. H. Solar power technologies for sustainable electricity generation - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 414-425, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.135>.

KUMAR, A.; BAREDAR, P.; QURESHI, U. Historical and recent development of photovoltaic thermal (PVT) technologies.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 42, p. 1428-1436, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.044>.

LABSOL-UFRGS. Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. **Desenvolvimento de Softwares – SOLARCAD**. 2018. Disponível em: < <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em 25 mai. 2018.

LANDEIRA, J. L. F. **Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil**. 2013. 135 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

LIMA, F. J. L. **Previsão de Irradiação Solar no Nordeste do Brasil Empregando o modelo WRF Ajustado por Redes Neurais Artificiais (RNAs)**. 2015. 216 p. Tese (Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2015.

LIRA, M. A. T. **Sistemas híbridos para o fornecimento de energia elétrica na comunidade roça de baixo, paulistana (PI)**. 2015. 144p. Tese (Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento e Meio Ambiente) - Universidade Federal do Piauí, Teresina, 2015.

LIRA, M. A. T.; MOITANETO, J. M. Energia para o desenvolvimento: O cenário piauiense. **Revista de Desenvolvimento Econômico**, Ano 15, nº 27, 104-111, jun, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.21452/rde.v15i27.2427>.

MACÊDO, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2006. 183p. Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-

Graduação em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão. **Revista Virtual de Química**, v. 7, n. 1, p. 126-143, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.5935/1984-6835.20150008>.

MAHELA, O. P.; SHAIK, A. G. Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 316-332, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.096>.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: Photovoltaic Specialists Conference, 31, **Conference Record of the Thirty-first IEEE**. p. 1601-1606, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488451>.

MODI, A. BÜHLER, F.; ANDREASEN, J. G.; HAGLIND; F. A review of solar energy based heat and power generation systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 1047-1064, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.075>.

MONTENEGRO, A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 175 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MORAES, A. M. **Energia Solar Fotovoltaica no Piauí: Barreiras e Potencialidades**. Teresina: EDUFPI, 2013. 190 pp. ISBN: 978-85-7463-476-0.

MORAIS, F. H. M.; SILVA, O. A. V. O. L.; BARBOSA, F. R.; MORAES, A. M. **Avaliação Estudo de Viabilidade do Sistema Fotovoltaico de 36,48 kWp Instalado na Universidade Federal do Piauí.** In: Workshop Piauí Solar, 3; Seminário de Pesquisa em Energia Solar, 2. Teresina, 2017.

MORAIS, F. H. M.; SILVA, O. A. V. O. L.; BARBOSA, F. R.; MORAES, A. M. **Avaliação Técnico-Econômica do Desempenho Operacional do Primeiro Ano de Geração de um SFCR Integrado à Edificação.** In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 7. Gramado, 2018.

MORAIS, F.; MORAES, A.; BARBOSA, F. Technical-economic analysis of the first mini-generation photovoltaic system of Piauí, Brazil. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 10, p. 1706-1714, 2019. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TLA.2019.8986449>.

MPHOLO, M.; NCHABA, T.; MONESE, M. Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoe shoe International Airport, Lesotho. **Renewable Energy**, v. 81, 845-852, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.001>.

NAKABAYASHI, R., **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica.** Nota Técnica. IEE-USP (LSF), 2015, 58 p.

NASCIMENTO, A. S. **Energiasolarfotovoltaica: estudo e viabilidade no nordeste brasileiro.** 2015. 145f. Dissertação (Mestrado - Pós-Graduação em Engenharia de Produção) Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, 2015.

NEWNAN, D. G.; LAVELLE, J. P. **Fundamentos de Engenharia Econômica.** Rio de Janeiro: LTC. 2000. 359 p. ISBN: 978-85-216-123-39.

PANDEY, A. K.; TYAGI, V. V.; SELVARAJ, J. A. L.; RAHIM, N. A.; TYAGI, S. K. Recent advances in solar photovoltaic systems for

emerging trends and advanced applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 859-884, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.043>.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 1625-1636, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>.

PAVAN, A. M.; CASTELLAN, S.; QUAIA, S.; ROITTI, S.; SULLIGOI, G. **Power electronic conditioning systems for industrial photovoltaic fields: Centralized or string inverters?** In: International Conference on Clean Electrical Power. IEEE, p. 208-214, 2007. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2007.384213>.

PAVLOVIC, T. M. *et al.* A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 3891-3902, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.042>.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, JEFFERSON G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88p. DOI: <http://doi.org/10.34024/978851700089>.

PHILLIPS, J. Determining the sustainability of large-scale photovoltaic solar power plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 435-444, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.003>.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. Sistemas híbridos: Soluções energéticas para a Amazônia.

Brasília: Ministério das Minas e Energia, 2008. 396 p. ISBN: 978-85-98341-02-6.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CERESB, 2014. 530 p.

PORTAL ENERGIA. **Energias Renováveis. Maior central solar da América Latina será construída em Piauí, no Brasil**. 18 de agosto de 2016. Disponível em: < <https://www.portal-energia.com/maior-central-solar-da-america-latina-sera-construida-piaui-no-brasil/>> Acesso em: 25 mai. 2018.

PRATS, D. A.; GARCIA, R. A.; ALONSO, J. V. Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras. **Ingeniería Mecánica**, v. 14, n. 1, p. 22-30, jan-abril, 2011.

RAZOYKOV, T. M.; FERKIDES, C. S.; MORE, D.; STEFANAKOS, E.; ULLAL, H. S.; UPADHYAYA, H. M. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, v. 85, p. 1580-1608, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.12.002>. REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 Global Status Report**, Paris, 2021. 371 p. ISBN: 978-3-948393-03-8.

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 Global Status Report**, Paris, 2020. 367 p. ISBN: 978-3-948393-00-7.

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 Global Status Report**, Paris, 2019. 336 p. ISBN: 978-3-9818911-7-1

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 Global Status Report**, Paris, 2018. 325 p. ISBN 978-3-9818911-3-3.

ROSA, A. R. O.; GASPARIN, F. P. Panorama da energia solar fotovoltaica no brasil. *Revista Brasileira de Energia Solar*. ano 7, v. 7, n. 2, dez, 2016, p. 140-147.

ROUMPAKIAS, E.; STAMATELOS, A. Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use of existing performance models. **Energy Conversion and Management**. v. 150, p. 14-25, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.001>.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZALES, M. O A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>.

SILVA, L. R. J. R.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. **Análise comparativa das fontes de energias solar fotovoltaica, hidrelétrica e termelétrica com levantamento de custos ambientais, aplicada ao Distrito Federal**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 7, Gramado, 2018.

SILVA, O. A. V. O. L.; BARBOSA, F. R.; SANTOS, F. F. P. **Viabilidade técnico-econômica da eficiência energética em edificações**, Curitiba: Prismas, 2017b. 174 p.

SILVA, O. A. V. O. L.; LEITE, C. S.; MORAIS, F. H. M.; CARDOSO, J. R. A.; SOUSA, W. V. C. Use of Energy Bills for Energy Management in Multicampi Universities. *Revista Espacios*, vol. 38, n.12, p. 20, 2017a.

SILVA, O. A. V. O. L.; SANTOS, F. F. P.; BARBOSA, F. R.; LEITE, C. S. Feasibility of energy efficiency in universities classrooms: A case study in UFPI, Brazil. **Espacios**. v. 37, n. 10. p. 10, 2016.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, fevereiro, 2015.

SINGH, G. K. Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. **Energy**, v. 53, 1-13, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.057>.

SOMMERFELDT, N.; MADANI, H. Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems: Part one - Review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 1379-1393, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.232>.

SOUZA, R. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltáica: Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares**. Ribeirão Preto: Bluesol, 114 p. 2012.

SVIECH, V.; MANTOVAN, E. A. Análise de investimentos: controvérsias na utilização da TIR e VPL na comparação de projetos. **Percurso**, v. 1, n. 13, p. 270-298, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.21902/RevPercurso.2316-7521.v1i13.657>.

TEIXEIRA, P. A. **Com Nova Olinda, Enel Green Power coloca em operação mais 292 MW de energia solar**. Agência Canal Energia, Ribeira do Piauí, 28 de novembro de 2017. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53043099/com-nova-olinda-enel-green-power-coloca-em-operacao-mais-292-mw-de-energia-solar>>. Acesso em: 25 mai. 2018.

TELES, M. B. **Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica de baixa**

tensão. 2017. 163 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará. Belém, 2017.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE: Rio de Janeiro, 2016 452p. ISBN: 978-85-60025-06-0.

TORRES, I. C. **Análise do desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias em clima tropical – estudo de caso: sistema fotovoltaico comercial conectado à rede**. 2016. 113 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares) – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2016.

TORRES, O. F. F. **Fundamentos da Engenharia Econômica e da análise econômica de projetos**. São Paulo: Thomson Learning. 2006. 145 p. ISBN: 978-85-221-0522-9.

TYAGI, V. V.; KAUSHIK, S. C.; TYAGI, S. K. Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 1383-1398, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.013>.

TYAGI, V. V.; RAHIM, N. A. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J. A. L. Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 443-461, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.028>.

URBANETZ JUNIOR, J.; CASAGRANDE JUNIOR, E. F.; TIEPOLO, G. M. Análise do desempenho de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 5, Recife, 2014.



Em “Energia Solar Fotovoltaica – Fundamentos para análise de viabilidade técnico-econômica”, são apresentados os conhecimentos necessários para o entendimento das principais aplicações da energia solar, além das ferramentas necessárias para a realização de análises de viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos.

Com caráter técnico e científico, é feita uma contextualização do uso da energia solar fotovoltaica como uma das opções mais promissoras para o desenvolvimento de um sistema sustentável de geração de eletricidade. Também são apresentados os principais conceitos e fundamentos da tecnologia fotovoltaica e os principais parâmetros utilizados para a avaliação de desempenho operacional e monitoramento de sistemas fotovoltaicos, além das principais métricas utilizadas em estudos econômicos.

