

Ângelo Vian
Carlos Marcio Vieira Tahan
Guido Javier Rostegui Aguilar
Marcos Roberto Gouvea
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

ENERGIA SOLAR

fundamentos, tecnologia e aplicações



ENERGIA SOLAR

fundamentos, tecnologia e aplicações

CONSELHO EDITORIAL

André Costa e Silva

Cecilia Consolo

Dijon de Moraes

Jarbas Vargas Nascimento

Luis Barbosa Cortez

Marco Aurélio Cremasco

Rogério Lerner

ÂNGELO VIAN
CARLOS MARCIO VIEIRA TAHAN
GUIDO JAVIER ROSTEGUI AGUILAR
MARCOS ROBERTO GOUVEA
MATHEUS MINGATOS FERNANDES GEMIGNANI

ENERGIA SOLAR

fundamentos, tecnologia e aplicações

Projeto de P&D Gerenciador para Sistemas de Geração Intermitente,
Fontes Complementares e Armazenagem de Energia

2021

Energia solar: fundamentos, tecnologia e aplicações

© 2021 Ângelo Vian, Carlos Marcio Vieira Tahan, Guido Javier Rostegui Aguilar,
Marcos Roberto Gouvea, Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

Editora Edgard Blücher Ltda.

Publisher Edgard Blücher

Editor Eduardo Blücher

Coordenação editorial Jonas Eliakim

Produção editorial Aline Fernandes

Diagramação e capa Laércio Flenic

Revisão de texto Samira Panini

Imagem da capa iStockphoto

Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4º andar
04531-934 – São Paulo – SP – Brasil
Tel 55 11 3078-5366
contato@blucher.com.br
www.blucher.com.br

Segundo Novo Acordo Ortográfico, conforme 5. ed.
do Vocabulário Ortográfico da Língua Portuguesa,
Academia Brasileira de Letras, março de 2009.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer
meios, sem autorização escrita da Editora.

Todos os direitos reservados pela Editora
Edgard Blücher Ltda.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Angélica Ilacqua CRB-8/7057

Energia solar: fundamentos, tecnologia e
aplicações / Ângelo Vian, Carlos Marcio Vieira Tahan,
Guido Javier Rostegui Aguilar, Marcos Roberto Gouvea,
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani -- São Paulo:
Blucher, 2021.
130p.

Bibliografia
ISBN 978-65-5550-060-8 (impresso)
ISBN 978-65-5550-059-2 (eletrônico)

Open Access

1. Energia solar I. Vian, Ângelo

21-0558

CDD 621.47

Índices para catálogo sistemático:
1. Energia solar

Este volume é constituído de textos e gráficos extraídos, revisados, complementados e atualizados da publicação: “A Energia Solar - Tecnologia e Regulação” de Vian A, Tahan CV, Robba EJ, Gouvêa MR, Gemignani MF, Moretti A, Coppa P, editado em 2014, pela Editora Ofício das Palavras (2014 - ISBN- 978-85). Os autores e participantes da elaboração do presente volume, também são autores da publicação citada.

“A Energia Solar - Tecnologia e Regulação” foi elaborada no Projeto de P&D “Oportunidades Tecnológicas para Produção de Energia Elétrica Solar Fotovoltaica no Brasil” (2012 a 2014), desenvolvido no âmbito do Programa P&D Aneel da Companhia Energética de Petrolina, que também patrocina o presente projeto.

PREFÁCIO

A atenção mundial com o meio ambiente tem incentivado a pesquisa e a instalação de fontes de geração de energia elétrica sustentáveis que não agredam o planeta, dentre as quais destacam-se aquelas cujas fontes primárias são a energia dos ventos e a energia solar.

Com essa motivação a evolução tecnológica das gerações eólica e solar têm experimentado avanços muito importantes nas últimas duas décadas. A característica de produção intermitente dessas fontes traz novos desafios ao projeto e à operação dos sistemas elétricos, na medida que a disponibilidade de geração está condicionada a fenômenos da natureza que não podem ser controlados. Surge daí, a importância da armazenagem de energia.

Nesse ambiente, a presença de geração sustentável intermitente, de baterias para armazenagem e de cargas gerenciáveis cria sistemas autônomos, constituindo ilhas de geração/carga, interligadas ou não a outros sistemas.

Nasce portanto, a importância de pesquisa e do desenvolvimento de recursos tecnológicos para o gerenciamento do despacho econômico e eficiente desses sistemas híbridos.

A Companhia Energética de Petrolina, atenta aos movimentos do setor energético brasileiro e integrada no esforço do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento promovido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, desenvolveu o projeto “Gerenciador para Sistemas de Geração Intermitente, Fontes Complementares e Armazenagem de Energia”, em colaboração com a Aries Engenharia e a FDTE - Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia.

Com o objetivo de difundir conhecimentos adquiridos nesse projeto, entendeu-se oportuna a preparação desta publicação, onde os interessados pelo tema podem encontrar fundamentos, tecnologia e aplicações relativas à produção de energia elétrica a partir da energia solar.

Cabe ressaltar que esta publicação é o resultado do esforço de vários pesquisadores e especialistas, citando informações de diversas fontes disponíveis no contexto internacional.

Finalmente agradecemos à ANEEL, cujo programa de incentivo e promoção da pesquisa possibilitou a elaboração desta publicação.

Hélio Takeno
Companhia Energética de Petrolina

SUMÁRIO

1. GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR	11
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	11
1.2 INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR.....	14
1.2.1 CONCEITOS GERAIS.....	14
1.3 ENERGIA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO	15
1.3.1 AS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS NO MUNDO	16
1.3.2 APLICAÇÕES DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL	25
2. PRODUÇÃO DE ENERGIA	33
2.1 EVOLUÇÃO DOS MATERIAIS	33
2.1.1 SILÍCIO - PRIMEIRA GERAÇÃO.....	34
2.1.2 ARQUITETURA AVANÇADA DO SILÍCIO.....	34
2.1.3 FILME FINO (<i>THIN FILM</i>).....	35
2.2 TECNOLOGIA AVANÇADA DE MÓDULOS.....	36
2.2.1 CÉLULAS BIFACIAIS	36
2.2.2 MEIAS CÉLULAS	37
2.2.3 BARRAMENTOS MÚLTIPLOS.....	37
2.2.4 TELHAS SOLARES.....	38
2.3 DISTRIBUIÇÃO DAS TECNOLOGIAS NO MERCADO BRASILEIRO	38
2.4 APLICAÇÕES E ARQUITETURAS	39
2.5 TECNOLOGIA E EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS	51
2.5.1 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO	51
2.5.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS TECNOLOGIAS TERMODINÂMICA E FOTOVOLTAICA	56

2.5.3 DISTRIBUIÇÃO DAS TECNOLOGIAS NO MERCADO.....	64
2.5.4 COMPARAÇÃO ENTRE TECNOLOGIAS.....	65
3. POTENCIAL ENERGÉTICO	69
3.1 INSUMO SOLAR.....	69
3.1.1 RADIAÇÃO DIRETA.....	73
3.1.2 A RADIAÇÃO DIFUSA.....	74
3.1.3 A RADIAÇÃO REFLETIDA – O ALBEDO.....	74
3.1.4 MEDIÇÃO DA ENERGIA INCIDENTE NA TERRA.....	75
3.1.5 VARIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DE ENERGIA SOLAR.....	75
3.1.6 DIAGRAMA DE PERCURSOS SOLARES.....	77
3.1.7 DIAGRAMAS TÍPICOS DA RADIAÇÃO SOLAR.....	78
3.1.8 HORAS DE SOL A PINO.....	80
3.2 AFERIÇÃO DO POTENCIAL.....	82
3.2.1 MEDIÇÕES DE IRRADIAÇÃO SOLAR.....	82
3.2.2 POTENCIAL DA DISPONIBILIDADE DE ENERGIA SOLAR.....	84
3.3 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR.....	87
3.3.1 VANTAGENS.....	87
3.3.2 LIMITAÇÕES.....	87
4. CUSTOS DOS SISTEMAS – GD E CENTRALIZADA	89
4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – SISTEMAS E COMPONENTES	95
4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – CUSTOS E DESEMPENHO	97
4.2.1 ESTRUTURA DO CUSTO DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	100
4.2.2 O CUSTO DA ENERGIA PRODUZIDA POR FONTES FOTOVOLTAICAS.....	115
4.2.3 O POTENCIAL PARA A REDUÇÃO DE CUSTOS.....	117
REFERÊNCIAS.....	123

GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente a tecnologia fotovoltaica, que transforma energia solar em elétrica, vem experimentando importante avanço, impulsionado pelos vários predicados positivos que apresenta, dentre os quais se destacam o baixo impacto ambiental, a flexibilidade de utilização e facilidade de construção e de operação.

Por várias décadas a oferta de energia fotovoltaica teve como principal obstáculo o alto custo que apresentava, no entanto, nos últimos anos houve uma expressiva expansão da utilização no mundo todo dessa tecnologia com redução de custo, graças a intensas pesquisas motivadas por incentivos de governo e demanda crescente por fontes limpas. Essa expansão se deve também à melhoria de rendimento e da confiabilidade dos módulos fotovoltaicos, bem como à grande flexibilidade que essa modalidade de geração tem, no estabelecimento do seu porte que pode ser projetado de modo ajustado com as necessidades.

A energia elétrica de origem fotovoltaica apresenta particularidades que a distingue de outros tipos como: inexistência de partes girantes, ausência de inércia e autodespacho em períodos previsíveis, com possíveis intermitências provocadas por sombreamento de nuvens. São utilizadas tanto em sistemas in-

terligados como para o atendimento de regiões isoladas, usualmente neste caso, com fontes complementares ou mesmo sistemas de armazenamento.

Unidades de geração fotovoltaica podem ser tanto microcentrais instaladas em telhados de residências, usualmente conectadas em baixa tensão, como médias ou grandes centrais integradas nos sistemas de média ou alta tensão.

As pequenas unidades fotovoltaicas representam uma conveniente modalidade de oferta de energia, na medida em que atendem à demanda absolutamente junto ao local de consumo, dispensando as estruturas de centrais distantes dos centros de consumo e todas as instalações associadas de transmissão e de distribuição de energia. Este fato por si só confere um importante grau de mérito à micro ou mini geração fotovoltaica.

A penetração intensiva de micro e mini centrais fotovoltaicas integradas nas redes de distribuição inauguram uma nova era para esses sistemas, com a possibilidade de modular a carga com a geração autodespachada, com a presença de fluxos inversos no sentido carga-fonte, a requerer apurado sistema de controle de tensão e de reativos.

O caráter intermitente, com períodos definidos de disponibilidade de geração durante o dia e sujeitos à incerteza climática do sombreamento resultante das nuvens, traz peculiaridades operativas a um sistema de distribuição que abriga grande capacidade de oferta fotovoltaica. A rede deve estar preparada para operar durante o dia, quando solicitada em carga máxima com e sem as fontes fotovoltaicas e durante a noite, certamente sem essas fontes. A adequada integração da oferta fotovoltaica às demandas horárias em harmonia com a reserva de capacidade do sistema pode trazer postergação de investimentos na rede e demais benefícios, quando combinada com políticas de gestão da demanda, previstas em estrutura com diferentes postos tarifários e tipos de contratos de energia interrompíveis. Esse ambiente técnico regulatório traz vantagens tanto ao cliente, que pode pagar menos ao se oferecer para interrupções voluntárias de parte de sua demanda em situações contingenciais, e para a operadora da rede pública que adia investimentos em sua rede. É a gestão inteligente das redes de energia e das fontes sustentáveis tomando lugar das redes passivas que transportam energia de centrais distantes, com todo o impacto ambiental e aparato técnico que impõem.

A previsão da intermitência de produção de energia elétrica pelas centrais fotovoltaicas é objeto, atualmente, de intensas pesquisas, ao combinar aspectos ambientais morfológicos e meteorológicos, onde os comportamentos estatísticos do vento, das nuvens e do clima de modo geral, são estudados no ambiente

topográfico, buscando avaliar, com a antecipação de horas e dias, a produção energética das geradoras fotovoltaicas.

Pesquisadores têm buscado outras soluções para contornar a intermitência natural da produção de eletricidade a partir de energia solar, com o desenvolvimento de formas de armazenamento de energia em acumuladores químicos por meio de baterias ou termodinâmicos, realizados com concentradores da irradiação solar de alta capacidade que aquecem um fluido contendo sais a altas temperaturas, que por sua vez, é armazenado para produzir energia elétrica em turbinas a vapor, mesmo na ausência do sol.

Do ponto de vista da engenharia e projeto de redes, é importante ressaltar que a normalização da conexão das micro e mini centrais fotovoltaicas ao sistema de distribuição deve levar em conta as ações de manutenção, quando a operadora desenergiza a rede para intervenções. Nessas condições os geradores fotovoltaicos devem se desconectar automaticamente da rede pública, havendo em situações especiais, a possibilidade de atender o consumo interno das unidades onde estão sediados.

Quanto à operação de um sistema com grande presença de micro e mini geradores fotovoltaicos, a manutenção adequada dos níveis de tensão e de reativos deve merecer atenção especial, na medida em que a intermitência da produção e o autodespacho dessas unidades geradoras, como mencionado, requerem instrumentos que garantam o controle adequado.

As grandes centrais fotovoltaicas, guardada a proporção, também requerem a atenção descrita para as micro e mini, no entanto, cumpre notar que esse tipo de central, por seu porte, é conectado à rede de transmissão ou de subtransmissão, que por natureza, são dotadas de elevado grau de “inteligência” no que diz respeito ao projeto e à operação.

A natural armazenagem na forma de energia potencial mecânica, nos reservatórios do sistema hidroelétrico, oferece importante complemento ao sistema gerador baseado na produção de eletricidade a partir de energia solar, que por sua vez opera, naturalmente, de forma intermitente.

Essa complementariedade é ainda mais relevante quando se considera que a operação do sistema hidrotérmico brasileiro prevê o despacho otimizado das usinas, considerando o risco de déficit de geração no compromisso de despacho de centrais térmicas, cuja operação tem maior custo do que as hidroelétricas. Com isso, nas situações climáticas adversas, quando o regime pluviométrico das bacias que alimentam os reservatórios é insuficiente para garantir risco adequado

de deficit, são acionadas centrais térmicas de custo operacional muito alto, são as chamadas termoeletricas emergenciais.

Ora, unidades solares, a par de todas as vantagens de baixo impacto ambiental, de proximidade do consumo (sobretudo no caso das micro e mini), de facilidade de construção e de operação, também funcionam com “mantenedoras de água nos reservatórios”, evitando, o quanto possível, o despacho das termelétricas de maior custo.

Cabe ao planejador do sistema gerador, especificar a participação ideal, na matriz elétrica, de geração de eletricidade a partir de energia solar, para otimizar, estatisticamente, o risco de operar termoeletricas de alto custo para garantir o suprimento, mesmo em períodos hidrológicos adversos.

1.2 INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR

1.2.1 Conceitos gerais

No interior do sol ocorrem reações nucleares que dão lugar a emissões para todo o sistema solar, designada por energia solar, que é, segundo a lei da irradiação com simetria esférica, transmitida na forma de radiação eletromagnética.

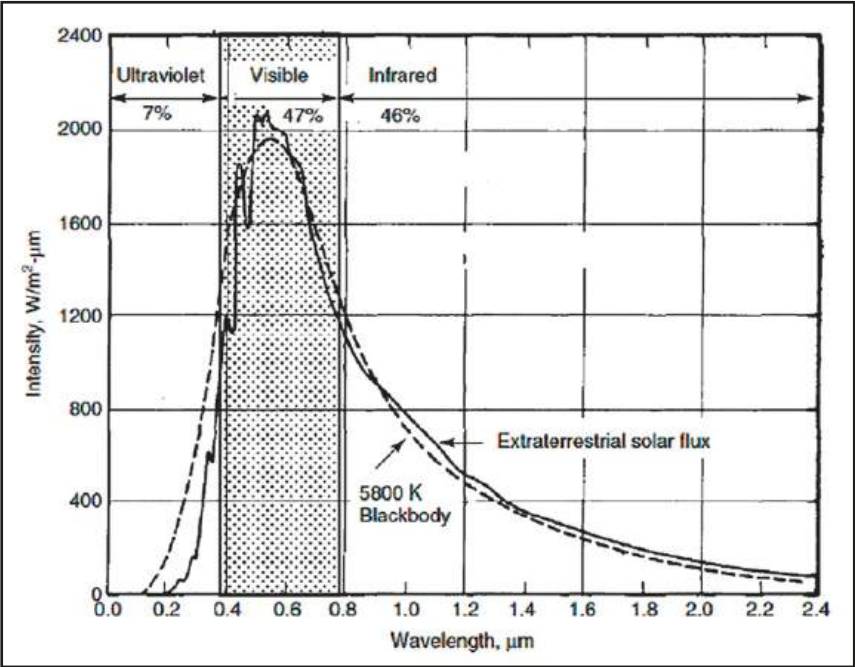
Considerando-se o sol como um corpo negro, com temperatura superficial de 5780 K, ocorrerá, de acordo com a lei de Stefan – Boltzmann, a emissão de potência térmica específica em cada direção, I , dada por:

$$I = \sigma T^4 = 6,33 \times 10^7 \text{ W/m}^2 \quad (1)$$

Onde $\sigma = 5,670400 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \times \text{K}^4$ é a constante de Stefan – Boltzmann

A radiação solar é constituída por ondas eletromagnéticas com comprimentos de onda compreendidos entre 0,22 a 3 μm . Na Figura 1.1 apresenta-se a intensidade da radiação, no exterior da atmosfera terrestre, em função do comprimento de onda, onde observa-se que a distribuição de energia nas faixas ultravioleta, visível e infravermelho corresponde, respectivamente, a 7 %, 47 % e 46 % da radiação total. Na figura está apresentada, ainda, a radiação de um corpo negro à temperatura de 5800 K.

Figura 1.1 Espectro solar no limite externo da atmosfera (Serafini, 2012)



1.3 ENERGIA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO

No Brasil, a energia fotovoltaica tem também despertado grande interesse não só por esses aspectos citados, mas também em função das características geográficas, climáticas e facilidade de encontrar terrenos para abrigar instalações geradoras dessa natureza, sem que haja prejuízo ambiental e na produção agrícola.

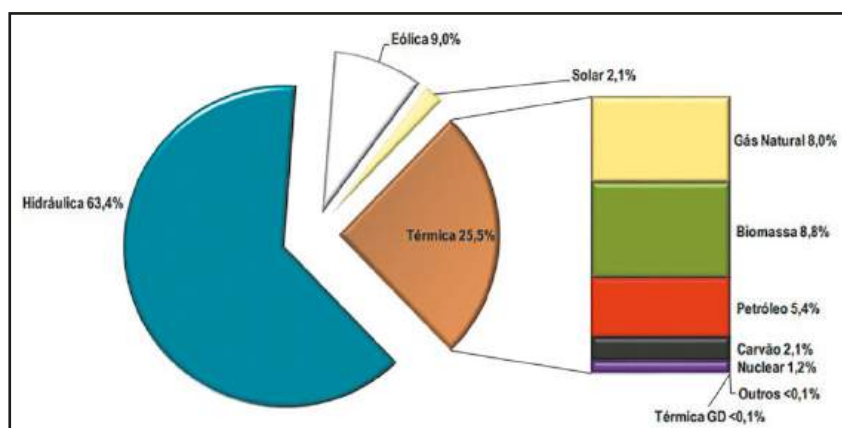
A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) classifica as centrais geradoras fotovoltaicas quanto ao porte, em quatro categorias, como apresentado na Tabela 1.1:

Tabela 1.1 – Classificação da FV quanto ao porte

Tipo de GD-FV	Capacidade [MW]
Micro	até 0,1, usualmente em BT
Mini	> 0,1 até 1, usualmente em MT
Pequena	> 1 até 30, usualmente em MT ou AT
Grande	> 30 em AT

Quer seja de pequeno porte, quer seja de grande porte, a penetração intensiva de energia solar como fonte primária da produção de energia elétrica no Brasil traz uma importante contribuição positiva na matriz energética brasileira, em sua porção elétrica. Com efeito, o parque gerador que supre o sistema elétrico brasileiro é preponderantemente hidroelétrico, conforme mostra a Figura 1.2.

Figura 1.2 Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica sem importação – Set/2019 (Ministério de Minas e Energia, 2019)



A natural armazenagem na forma de energia potencial mecânica, nos reservatórios do sistema hidroelétrico, oferece importante complemento ao sistema gerador baseado na produção de eletricidade a partir de energia solar, que por sua vez opera, naturalmente, de forma intermitente.

1.3.1 As instalações fotovoltaicas no mundo

Graças à sua estrutura modular o sistema fotovoltaico é, dentre as tecnologias com fontes renováveis, a que oferece maior possibilidade para aplicações com diferentes potências instaladas, que vão desde poucos W até vários MW. Esta característica contribuiu para seu significativo crescimento de sua capacidade instalada, a nível mundial.

Há algumas décadas os Estados Unidos foi a nação que mais investiu na tecnologia fotovoltaica, sendo que em 1980, produzia 85 % dos painéis solares, em termos mundiais. Entretanto, em 2005 essa parcela reduziu-se a menos de 10 % (Quaschnig, 2010) e nos anos posteriores até o ano de 2012 a Europa assumiu a liderança absoluta no que concerne a novas instalações, em que pesem os anos

da crise econômica mundial. Nesse período houve, no mundo, um crescimento exponencial das instalações fotovoltaicas. De fato, de 2010 para 2011 foram conectadas à rede, instalações somando respectivamente, 16,6 GW e 27,6 GW. No ano de 2010, na classificação dos países da Europa por potência instalada, destacava-se a Alemanha em primeiro lugar, seguida pela Itália e em terceiro, a República Tcheca. No ano de 2011 a Itália superou a marca da Alemanha e assumiu a liderança como se pode notar da Tabela 1.2 que apresenta as potências instaladas nos países do mundo que tenham pelo menos 1 GW instalado, onde a Europa representa o 75 % do mercado das novas instalações, com a Alemanha e a Itália representando quase o 60 % do total.

No gráfico apresentado na Figura 1.3 estão representados os dez países com as maiores potências fotovoltaicas instaladas no fim do ano de 2018.

Figura 1.3 Top 10 de países por capacidade FV instalada (IRENA, 2019)

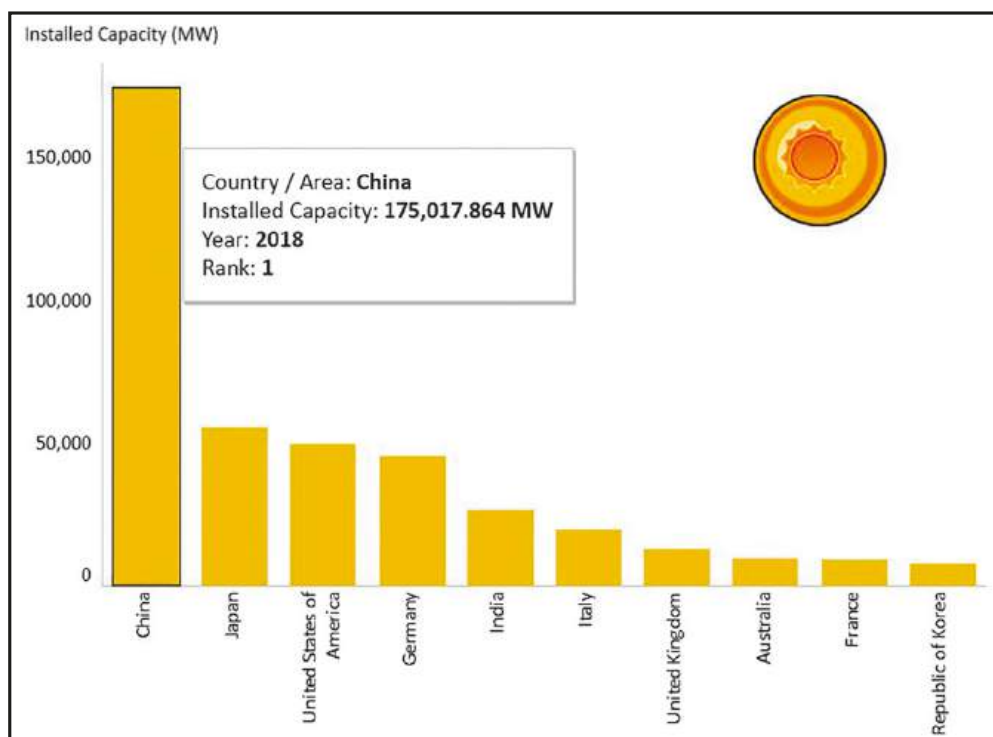
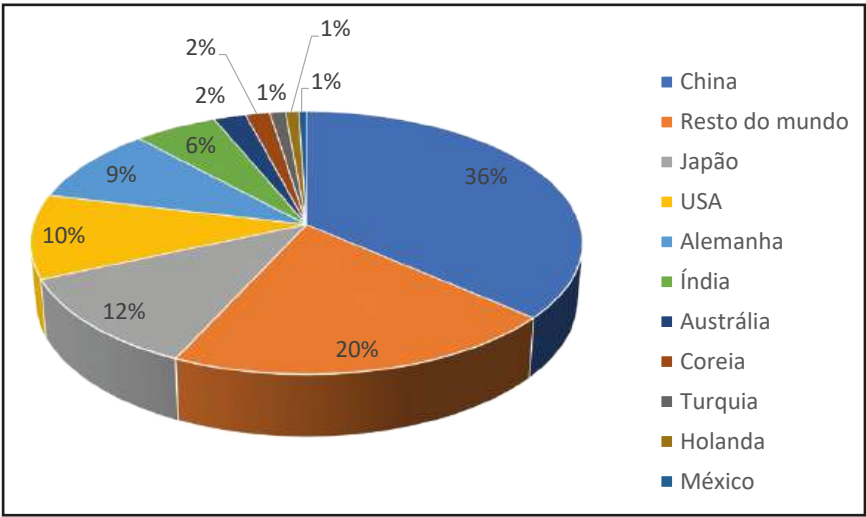


Tabela 1.2 – Capacidade FV instalada no fim de 2018 no mundo (IRENA, 2019; IEA, 2019)

País	Capacidade instalada em 2018 (GW)	Capacidade acumulada instalada no fim de 2018 (GW)
China	45,0	175,016
Índia	10,8	26,887
USA	10,6	49,692
Japão	6,5	55,500
Austrália	3,8	10,352
Alemanha	3,0	45,267
México	1,9	2,541
Coreia	2,0	7,862
Turquia	1,6	5,063
Holanda	1,3	4,150
Resto do mundo	97,3	480,619

Na Figura 1.4 apresenta-se a repartição da potência instalada em fotovoltaicas no mundo ao final de 2018, quando a capacidade mundial instalada de instalações fotovoltaica alcançou 480,619 GW, ocupando o terceiro lugar dentre as tecnologias que usam fontes renováveis, cujo primeiro lugar é da hidroeletricidade, seguida pela eólica.

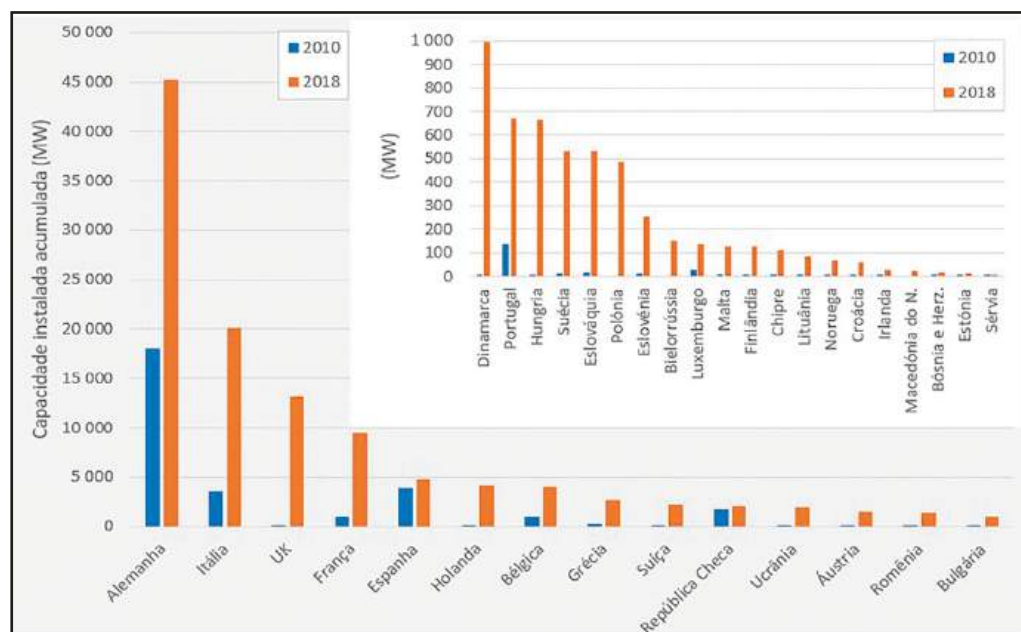
Figura 1.4 Distribuição percentual da capacidade instalada ao final de 2018. Elaboração própria com dados de (IRENA, 2019)



Instalações na Europa

Nos últimos anos, a evolução da potência instalada em geração fotovoltaica na Europa aumentou significativamente. Na Figura 1.5 apresenta-se a potência acumulada de instalações fotovoltaicas em alguns países da Europa (aqueles com capacidade instalada maior a 10 MW) no final de 2010 e de 2018. O total de capacidade instalada acumulada na Europa ao final de 2018 foi de 118,84 GW, enquanto em 2010 o acumulado total foi de 30,12 GW, isto é, um incremento de quase quatro vezes em oito anos (IRENA, 2019). Em alguns países o incremento supera em mais de 100 vezes a capacidade instalada em 2010, particularmente a Ucrânia, a Romênia, a Hungria, a Lituânia e a Croácia ultrapassam em mais de 200 vezes de incremento à capacidade instalada, isto devido principalmente a que estes países apenas contavam com alguns kilowatts instalados no início desta década.

Figura 1.5 Potência acumulada de instalações fotovoltaicas na Europa ao final de 2018 (IRENA, 2019)

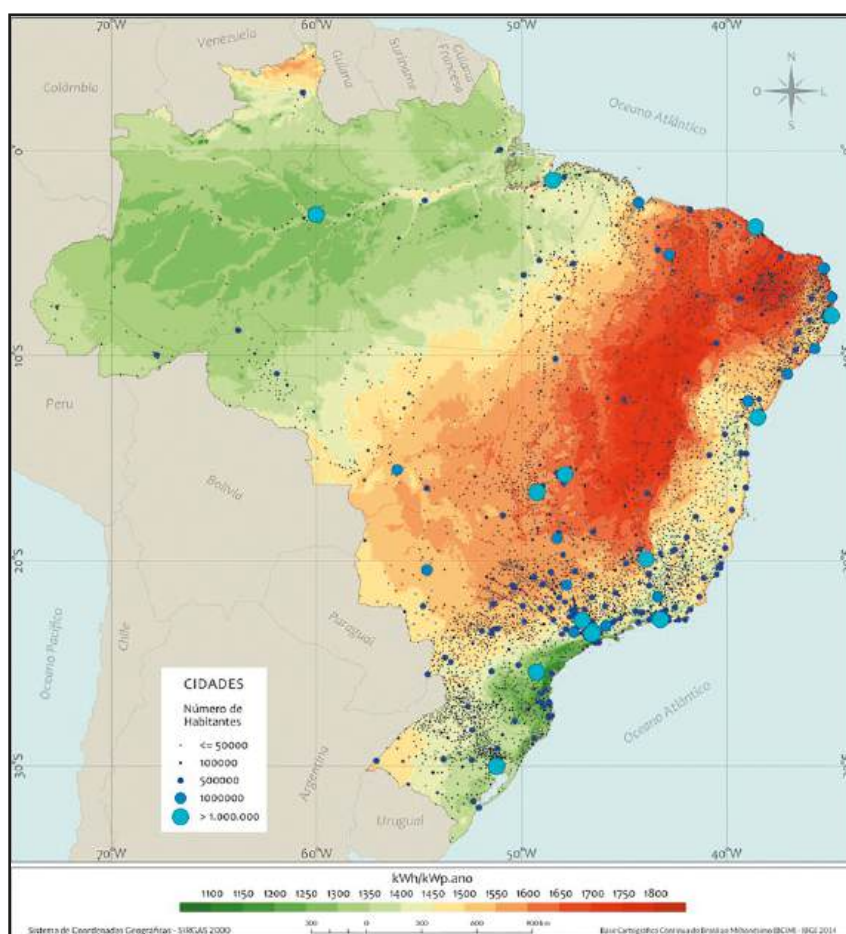


Instalações no Brasil

O Brasil, segundo o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro do mês de setembro deste ano, conta com um total de cerca 3482 MW em geração solar sendo que 34,86 % correspondem à geração distribuída (Ministério de Minas e Energia, 2019).

A Figura 1.6 mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o Brasil, tanto para usinas de grande porte centralizadas e instaladas em solo, como para a geração fotovoltaica distribuída integrada em telhados e coberturas de edificações. Observa-se que grande parte do território nacional possui um potencial de geração fotovoltaica acima dos (Pereira, et al., 2017).

Figura 1.6 Potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual do território brasileiro (Pereira, et al., 2017)

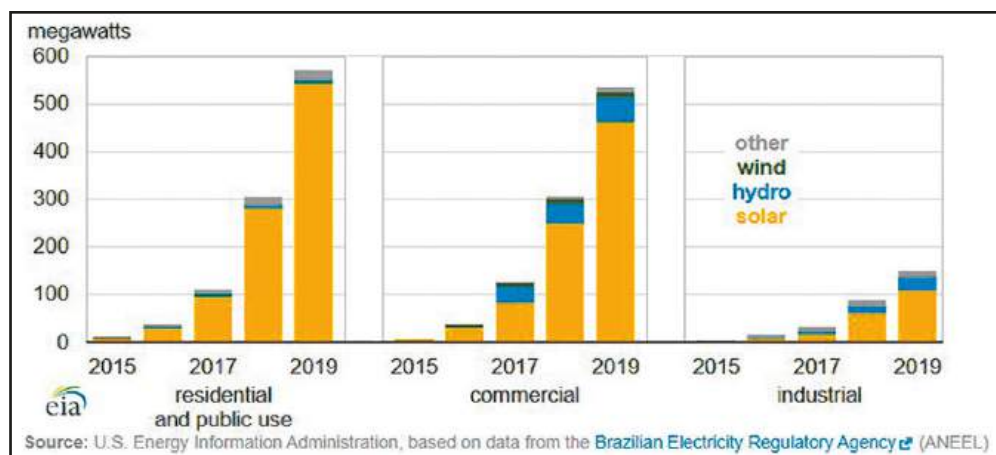


Em 2012 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, entre outras diretrizes, isto representou um primeiro impulso para o avanço da energia solar no Brasil.

Essa resolução regulamenta um sistema de compensação de energia que permite a uma unidade consumidora instalar uma central de geração de até 1 MW de capacidade que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e trocar energia com a distribuidora local. Em 2015 a ANEEL alterou a resolução e incrementou a capacidade máxima para pequenas hidrelétricas até 3 MW e para outras fontes renováveis até 5 MW. Até meados de novembro de 2019, os usuários têm instalado mais de 135.000 sistemas de geração distribuída renovável no Brasil, totalizando cerca de 1,72 gigawatts (GW) de capacidade, de acordo com a ANEEL. Dessas instalações, 91 % (1,571 GW) correspondem a instalações fotovoltaicas (EIA, 2019).

A Figura 1.7 mostra o crescimento das instalações de geração distribuída desde 2015 e evidencia, especialmente, o incremento de instalações fotovoltaicas principalmente nas zonas residenciais, ultrapassando os 500 MW de capacidade instalada.

Figura 1.7 Capacidade instalada em geração distribuída no Brasil de Janeiro 2015 até Novembro 2019 (EIA, 2019)



Atualmente no Brasil existem vários projetos de geração de energia fotovoltaica que estão dedicados às aplicações abaixo relacionadas:

- Bombeamento de água para abastecimento doméstico, irrigação e piscicultura;
- Aplicações de uso coletivo, tais como, eletrificação de escolas, postos de saúde e centros comunitários;
- Atendimento residencial e comercial;
- Estações de telefonia e de atendimento remoto.

Previsões para o quinquênio 2011 a 2016

A União Europeia (UE), por meio da iniciativa “Clean energy for all Europeans”, pleiteia a transição do uso de combustíveis fósseis para uma energia mais limpa, onde o objetivo quanto às energias renováveis é atingir 32 % destas no seu mix energético até 2030. No curto prazo, a diretiva de energia renovável da UE de 2009 estabelece uma meta de 20 % do consumo final de energia proveniente de fontes renováveis até 2020 (European Union, 2019).

Segundo o relatório “Global Market Outlook 2019 – 2023” da SolarPower Europe, o cenário médio de crescimento do mercado solar fotovoltaico global do ano 2019 será de 25 % comparado com o do ano anterior e até 2023 o mercado terá um crescimento de quase 75 % comparado com a capacidade instalada em 2018 (SolarPower Europe, 2019). O relatório foi feito baseando-se em análises da indústria, de associações nacionais, de agências governamentais e de empresas de instalações elétricas.

A previsão de cinco anos da SolarPower Europe considera três cenários: baixo, médio e alto. O cenário médio antecipa o desenvolvimento mais provável, dado o estado atual do mercado. O cenário baixo baseia-se no suposto de que os formuladores de políticas interrompem o suporte solar e outras questões surgem, incluindo aumentos nas taxas de juros e situações graves de crise financeira. Por outro lado, o cenário alto prevê o melhor caso ideal em que o suporte a políticas, condições financeiras e outros fatores são aprimorados (SolarPower Europe, 2019).

Um resumo das previsões que podem ser encontradas no relatório está apresentado na Figura 1.8, na Figura 1.9 e na Figura 1.10, onde se observam diferentes cenários do mercado FV no mundo.

Na Figura 1.8 apresenta-se a capacidade FV instalada anualmente a partir de 2019 nos três cenários mencionados anteriormente.

Na Figura 1.9 apresenta-se a evolução mundial da potência instalada por ano nas diferentes regiões, considerando duas hipóteses de crescimento: cenário baixo e cenário alto. Observa-se estabilização na potência das instalações fotovoltaicas a ser instaladas nos próximos anos, em alguns casos a previsão mostra que a capacidade se reduz.

A Figura 1.10 mostra o crescimento histórico em capacidade FV acumulada no mundo de 2014 a 2019 e a previsão até 2023 para os três cenários.

Figura 1.8 Cenários anuais do mercado mundial até 2023: baixo, médio e alto (SolarPower Europe, 2019)

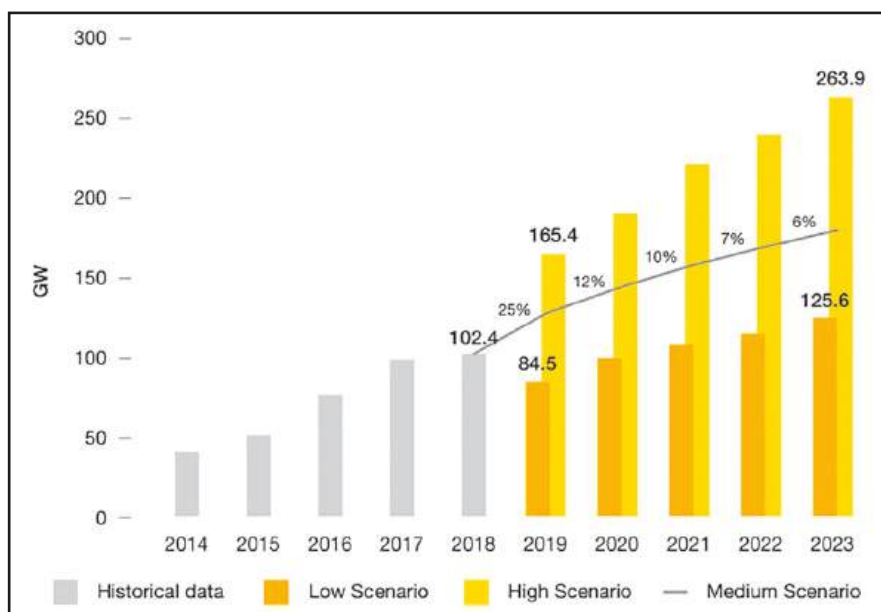


Figura 1.9 Evolução dos cenários do mercado mundial por região (SolarPower Europe, 2019)

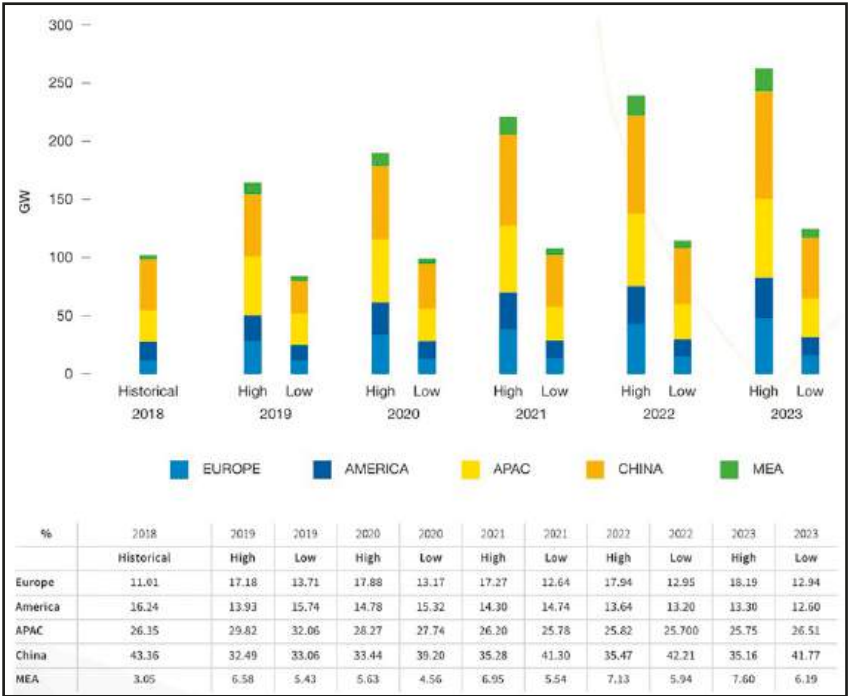
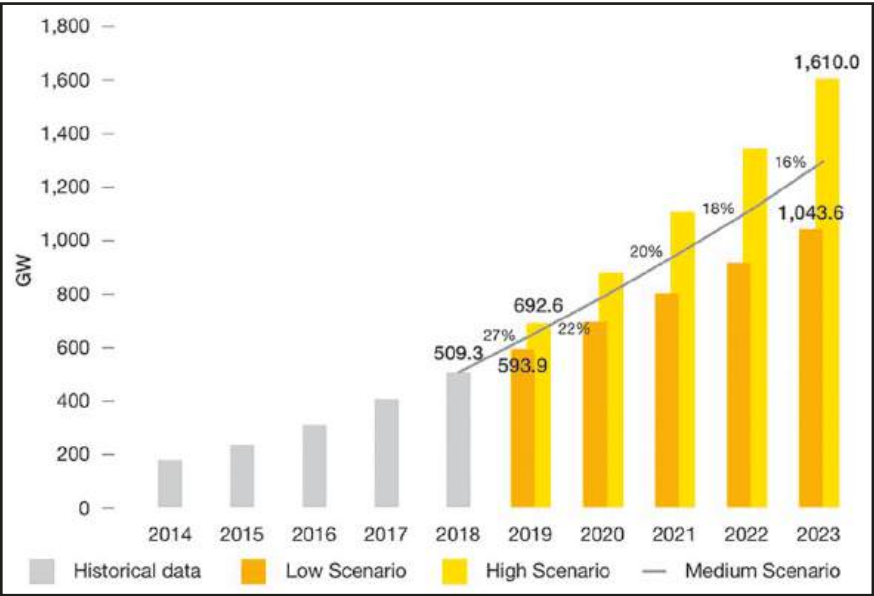


Figura 1.10 Cenários cumulativos do mercado mundial até 2023: baixo, médio e alto (SolarPower Europe, 2019)



Maiores aplicações de instalações fotovoltaicas do mundo

A Tabela 1.3 apresenta as atuais 10 maiores usinas em operação no mundo com potências instaladas desde 500 MW até 820 MW. Neste caso só estão incluídas estações de geração individuais (usualmente com uma única conexão de exportação para a rede), não estão considerados parques solares compostos por várias destas (Wolfe, 2019).

Tabela 1.3 – Classificação das maiores usinas FV em operação no mundo (Wolfe, 2019)

País	Nome	Capacidade AC (MW)
China	Yanchi Solar Park	820
China	Datong ‘Front Runner’	800
China	Longyangxia Solar-Hydro	697
India	Kamuthi Solar Power Project	648
México	Villanueva	640
USA	Solar Star	579
China	Hongshagang	574
USA	Topaz	550
China	Yinchuan Xingqing	500
India	NP Kunta Greenko	500

A maior usina solar FV é a Yanchi Solar Park, situada no distrito Yanchi, Ninxia na China com uma capacidade DC de 1 GWp. Iniciou sua operação em 2016 (Wolfe, 2019).

1.3.2 Aplicações de energia solar no Brasil

Bombeamento de água

Dentre as instalações de bombeamento de água destacam-se:

- Estação flutuante de bombeamento de água para irrigação instalada no Açude dos Peixes no município de Capim Grosso, Bahia, Figura 1.11. A instalação conta com 16 painéis M 55 da Siemens e uma bomba centrífuga de superfície com motor em corrente contínua de 1 HP. O sistema bombeia a água a uma distância de 300 m com vazão de 12 m³/dia. Foi desenvolvido em colaboração entre o Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos

Estados Unidos (NREL, por suas siglas em inglês), o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, CEPEL e o governo da Bahia (ANEEL, 2005). Este projeto trouxe grandes benefícios à comunidade onde os sistemas FV de irrigação foram instalados, pois permitiu incrementar a produção dos cultivos na época de seca. Porém, após o ano 2002 as motobombas apresentaram problemas que não conseguiram ser solucionados e o projeto acabou (Santos, 2006);

Figura 1.11 Sistema fotovoltaico de bombeamento de água para irrigação (CRESESB, 2000)



- Sistema de bombeamento fotovoltaico para Santa Cruz I, Mirante do Paranapanema – SP, Figura 1.12. O reservatório tem capacidade de armazenamento de 7.500 litros e altura manométrica de 86 metros, abastecendo cerca de 440 famílias na região, Tabela 1.4. O sistema fotovoltaico é constituído por 21 módulos com potência nominal de 1,47 kWp (ANEEL, 2005).

Figura 1.12 Sistema de bombeamento fotovoltaico de Santa Cruz I (IEE, 2000)



Tabela 1.4 – Sistema de bombeamento de água da região do Paranapanema – SP (IEE, 2000)

Comunidade	Município	Altura Man. (m)	Reservatório (l)	Potência (Wp)	Famílias
Santa Cruz I	Mte. do Paranapan.	86	7500	1470	43
Santa Cruz II	Mte. do Paranapan.	92	7500	1470	12
Santana I	Mte. do Paranapan.	-	7500	2241	22
Santana II	Mte. do Paranapan.	74	27500	2490	35
Santa Rosa II	Mte. do Paranapan.	92	7500	1890	30
Santa Isabel	Mte. do Paranapan.	92	7500	2988	67
Palu	Pres. Bernardes	67	7500	1280	14
Santa Maria	Pres. Venceslau	80	7500	-	75
Santa Rita	Tupi Paulista	50	7500	-	31
Yapinary	Ribeirão dos Índios	85	7500	1494	20
Yapinary	Ribeirão dos Índios	68	7500	1494	19
Maturi	Caiuá	74	27500	-	50
Primavera I	Pres. Venceslau	74	7500	1743	23

Aplicações de uso coletivo

No Vale do Ribeira, litoral Sul de São Paulo, foram instalados vários sistemas de eletrificação para escolas, postos de saúde, pequenas comunidades, e unidades de preservação ambiental (IEE, 2000). Na Figura 1.13 ilustra-se a instalação do Núcleo Perequê que conta com laboratório, tanques de cultivo para a fauna marinha, salas de conferências, alojamentos.

Figura 1.13 Sistema de eletrificação fotovoltaica do Núcleo de Perequê
(Vale do Ribeira - SP) (IEE, 2000)



Sistemas híbridos

Dentre os sistemas híbridos integrados por painéis fotovoltaicos e grupos diesel-elétricos destaca-se a instalação no município de Mamoré, Rondônia, que está em operação desde abril de 2001, Figura 1.14. Conta com três unidades diesel-elétrica totalizando 162 kW de potência instalada e 320 painéis dispostos em 20 colunas de 16 painéis perfazendo uma capacidade de 20,48 kW. A instalação foi realizada pelo Laboratório de Energia Solar, Labsolar, da Universidade Federal de Santa Catarina no âmbito do projeto BR 98/019 mediante contrato de serviço celebrado entre ANEEL/PNUD e a Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão a Pesquisa daquela universidade (ANEEL, 2005).

Figura 1.14 Sistema híbrido de Mamoré – Rondônia (ANEEL, 2005)



Programas de desenvolvimento

Uma parcela significativa dos sistemas fotovoltaicos existentes no Brasil foi implantada no âmbito do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios PRODEEM, gerenciado pela Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia – MME. Foram destinados US\$37.250.000 para 8.956 projetos com um total de 5,112 MWp. A Tabela 1.5 ilustra os projetos coordenados pelo PRODEEM/MME.

Os sistemas energéticos incluem módulos, baterias, controladores, inversores CC/CA e estrutura de fixação. Os sistemas de bombeamento incluem módulos, inversores CC/CA, controladores bombas de água e estrutura de fixação dos módulos. Dados das Fases I e II fornecidos pelo CEPEL.

Tabela 1.5 – Projetos fotovoltaicos coordenados pelo PRODEEM/MME (ANEEL, 2005)

Fases	Energéticos			Iluminação Pública			Bombeamento			Totalização		
	Qtd. (A)	Potência KWp (B)	Total US\$1mil (C)	Qtd. (D)	Potência KWp (E)	Total US\$1mil (F)	Qtd. (G)	Potência (KWp) (H)	Total US\$ 1mil (I)	Qtd. (J)=A+D+G	Potência KWp (L)=B+E+H	Total US\$ 1mil (M)=C+F+I
Fase I	190	87	526	137	7	76	54	78	480	381	172	1.081
Fase II	387	195	1.621	242	17	197	179	213	1.635	808	425	3.453
Fase III	843	526	3.495	0	0	0	224	165	1.173	1.067	691	4.668
Emerg.	0	0	0	0	0	0	800	235	2.221	800	235	2.221
Fase IV	1.660	972	5.456	0	0	0	1.240	457	4.569	2.900	1.429	10.026
Fase V	3.000	2160	15.801	0	0	0	0	0	0	3.000	2.160	15.801
Total	3.080	3.940	3.940	379	24	272	2.497	1.147	10.078	8.956	5.112	37.250

Empreendimentos fotovoltaicos

O Brasil possui no total 3764 empreendimentos fotovoltaicos em operação, incluindo sistemas de geração distribuída, totalizando 2.386.461 kW de potência instalada. Atualmente há 20 projetos em construção que somam uma potência de 699.876 kW e estão registrados 112 empreendimentos mais, que ainda não iniciaram sua construção com uma potência outorgada que totaliza 4.545.322 kW (ANEEL, 2019). Uma das primeiras usinas solares a se conectar ao Sistema Elétrico Nacional Brasileiro, em julho de 2011, é a Usina Solar de Tauá, do agente TAUÁ GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA., instalada na cidade de Tauá, no Sertão dos Inhamuns do Ceará. Ocupa uma área de 12 mil metros quadrados e é formada por 4.680 painéis que lhe garantem capacidade de 1MW (Veja, 2011).

Figura 1.15 Central Solar de Tauá – Ceará (Veja, 2011)



Atualmente, o complexo solar Pirapora é a maior usina de geração solar do Brasil, está localizado em Pirapora, Minas Gerais, está composto por 11 usinas (3 x 27 MW e 8 x 30 MW) e tem uma capacidade instalada de 321 MW. Entrou em operação comercial em outubro de 2017 (Omega Energia, 2019).

Figura 1.16 Maior usina de geração FV no Brasil. 321 MW (Solis Energia, 2017)



A Usina de Tanquinho, foi a primeira do estado de São Paulo e chegou a ser a maior do Brasil. Construída pela CPFL Energia em Campinas, SP, entrou em operação em 27/11/2012. Trata-se de projeto de pesquisa e desenvolvimento que utiliza diferentes tipos de painéis, considerando desde as tecnologias de silício policristalino, 1ª geração, e silício amorfo microcristalino, 2ª geração. Testa ainda “filmes finos”, com o telureto de cádmio e o Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS), além do silício amorfo microcristalino. As tecnologias de filme fino têm sido utilizadas em países com clima semelhante ao do Brasil, pois se adequam melhor a localidades onde a temperatura é mais elevada. A instalação de módulos com diferentes tecnologias e configurações (arranjos de painéis fixos e móveis que acompanham o sol) tinha como objetivo verificar qual se comporta melhor nas condições climáticas do Brasil (CPFL Energia, 2011; ANEEL, 2019).

Figura 1.17 Usina Solar de Tanquinho da CPFL Energia em Campinas, SP
(CPFL Energia, 2011)



Atualmente e graças ao impulso das energias renováveis com a publicação da Resolução Normativa nº 482 existem 112.023 empreendimentos fotovoltaicos de geração distribuída que representam 1.214 MW de capacidade instalada, estas instalações podem ser de tipo residencial ou comercial. Alguns exemplos deste tipo de instalações são a Megawatt solar da Eletrosul (Figura 1.18) e a usina solar do estádio Mineirão (Figura 1.19) em Belo Horizonte, Minas Gerais. A Megawatt solar foi construída sobre o prédio administrativo e as vagas de estacionamento da Eletrosul e possui 930 kW de potência enquanto o estádio Mineirão totaliza uma potência de 1.418,4 kW (CEMIG, 2014; Eletrobras/Eletrosul, 2014; ANEEL, 2019).

Figura 1.18 Usina Megawatt solar da Eletrosul em Florianópolis, SC (Eletrosul, 2014)



Figura 1.19 Usina solar do Mineirão em Belo Horizonte, MG (Mineirão, 2019)

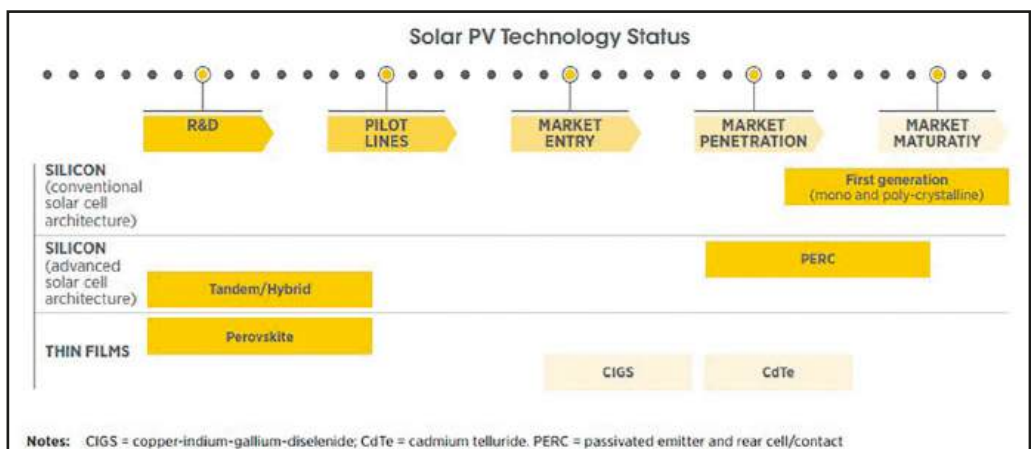


PRODUÇÃO DE ENERGIA

2.1 EVOLUÇÃO DOS MATERIAIS

A Figura 2.1 mostra o estado atual das diferentes tecnologias fotovoltaicas.

Figura 2.1 Estado atual das diferentes tecnologias fotovoltaicas (IRENA, 2019)



2.1.1 Silício - Primeira geração

Observa-se que o silício na sua arquitetura convencional é a tecnologia de maior maturidade e segundo pesquisas do instituto Fraunhofer em 2017 detinham 95 % da produção fotovoltaica mundial (ISE, 2019). Os módulos FV têm melhorado substancialmente sua eficiência e potência ao longo dos anos. A eficiência média de um painel fotovoltaico multicristalino era de 13,2 % e 14,7 % para painéis monocristalinos, desde então, aumentou constantemente, chegando a 17 % e 18 %, respectivamente (IRENA, 2019).

2.1.2 Arquitetura avançada do Silício

Dentro da arquitetura avançada do silício encontram-se os módulos de tecnologia PERC (*Passivated Emitter Rear Cell/Contact*) e os de células híbridas ou em tandem.

PERC

PERC em português significa “Emissor Passivado na Célula (ou contato) Traseira”, isto é, possui uma camada adicional de passivação na parte traseira da célula. Esta camada de passivação, além de gerar reflexão no fundo da célula fazendo com que o raio passe mais vezes pelo silício – e assim gere mais energia – também reduz a velocidade de recombinação dos elétrons, fazendo com que a célula se torne mais eficiente que uma célula padrão. Assim, os módulos PERC são mais eficientes e têm menos perdas a altas temperaturas (Greener, 2019).

A PERC começou recentemente a entrar na arena comercial, mas rapidamente se tornou o novo padrão da indústria para células monocristalinas. Vários fatores facilitaram esse progresso notável, incluindo a grande mudança do mercado para células monocristalinas, a melhoria da confiabilidade e a produtividade das ferramentas de produção, o que consequentemente melhorou a qualidade da passivação dos filmes e o momento real em P&D criado pelo grande número de fabricantes atualmente ativos na produção de PERC (IRENA, 2019).

Células tandem

As células tandem são um conjunto de células individuais, uma em cima da outra, onde cada uma converte seletivamente uma faixa específica de luz em energia elétrica, deixando a luz restante ser absorvida e convertida em

eletricidade na célula abaixo. Existem vários tipos de células em tandem que podem ser agrupadas, dependendo principalmente dos materiais utilizados (por exemplo, orgânicos, inorgânicos, híbridos), bem como do tipo de conexão usada. A abordagem de células tandem foi usada para fabricar as células solares mais eficientes do mundo, que podem converter 46 % da luz solar em eletricidade. Porém, esses dispositivos usam materiais e processos de fabricação muito caros, e ainda não conseguem entrar no mercado (Cherradi, 2019).

2.1.3 Filme Fino (*Thin film*)

A tecnologia de filme fino (do inglês *thin film*) é frequentemente chamada de tecnologia solar FV de segunda geração. Os materiais semicondutores usados para produzir células de filme fino têm apenas alguns micrômetros de espessura (IRENA, 2016). Essas tecnologias geralmente incluem duas famílias principais: 1) filme fino à base de silício (silício amorfo [a-Si] e micromorfo [a-Si / c-Si]) e 2) não baseado em silício (perovskitas, telureto de cádmio [CdTe] e cobre-índio-gálio-diselenida [CIGS]). Essas tecnologias podem ser mais baratas de produzir, pois estão sendo implementadas em escala comercial, mas historicamente apresentam níveis mais baixos de eficiência (IRENA, 2019). No final de 2017 esta tecnologia contava apenas com 5 % do mercado FV mundial (ISE, 2019).

Perovskita

O primeiro dispositivo de perovskita desenvolvido em 2009 tinha uma eficiência de 3,8 %; porém, graças à facilidade de fabricação dos cristais em 2018 atingiu 24,2 % de eficiência em laboratórios dos Estados Unidos e da Coreia do Sul, um resultado próximo do recorde em laboratório do silício (26,7 %). Apesar desse registro, isto foi alcançado apenas em pequenas amostras e a tecnologia ainda tem alguns desafios a frente antes de atingir a maturidade no mercado. Alguns destes desafios são a durabilidade e reprodução de células grandes com alta eficiência. Se essas barreiras puderem ser superadas, as células de perovskitas têm o potencial de alterar a dinâmica e a economia da energia solar, porque são mais baratas de produzir do que as células solares e podem ser produzidas a temperaturas relativamente baixas, diferentemente do silício (IRENA, 2019).

Células de seleneto de índio e gálio e cobre (*CIGS - Copper indium gallium selenide cells*)

As células CIGS alcançaram altos níveis de eficiência (23,4 %) comparáveis ao silício cristalino comercial (ISE, 2019). No entanto, a fabricação de células CIGS pode ser difícil devido à raridade do índio, bem como à estequiometria complexa e as várias fases para produzi-las, restringindo a produção em larga escala no curto prazo (Cherradi, 2019).

Telureto de cádmio (*CdTe*)

As células de telureto de cádmio atingiram uma eficiência de 21 %, muito semelhante ao CIGS, e são caracterizadas por boa absorção e baixas perdas de energia. As células solares CdTe são produzidas através de processos de baixa temperatura, o que torna sua produção muito flexível e acessível. No final de 2017, o CdTe possuía a maior participação de mercado de todas as tecnologias de filmes finos (ISE, 2019).

2.2 TECNOLOGIA AVANÇADA DE MÓDULOS

O surgimento de novas arquiteturas de células permitiu níveis mais altos de eficiência. Um dos principais fatores dessa mudança foi o surgimento das células PERC e sua compatibilidade com outras inovações, como as células cortadas pela metade (*half cut cells*). Olhando para o futuro, a mudança tecnológica mais importante do mercado está relacionada às células e módulos bifaciais, impulsionada pela crescente adoção de arquitetura avançada de células e pelo foco nos níveis de produção do sistema.

2.2.1 Células bifaciais

As células solares bifaciais estão em desenvolvimento há décadas e seu processo de fabricação pode ser considerado um dos mais avançados para módulos solares atualmente. As células bifaciais são capazes de gerar eletricidade não apenas da luz solar recebida em sua frente, mas também da luz solar refletida recebida no lado oposto da célula. Atualmente a China é o maior fabricante de, e o maior mercado final para módulos bifaciais. A demanda mundial também aumentou, com países como Estados Unidos, Brasil e Reino Unido aumentando o uso de módulos bifaciais para usinas fotovoltaicas em

escala de concessionária. Com base na atual tendência do mercado, os módulos bifaciais estão estendendo seu alcance geográfico da Europa e do Japão para os mercados emergentes e em todo o mundo (ISE, 2019). Apesar do crescimento e das vantagens das células bifaciais, a tecnologia ainda tem alguns obstáculos a serem superados, como a falta de um padrão internacional de teste, nenhum terreno comum para etiquetagem ou preço de energia e problemas de simulação e de rentabilidade.

Um tipo de módulo bifacial é o módulo vidro-vidro. Estes são painéis solares com células solares dispostas entre dois painéis de vidro. Eles geralmente são aplicados a sistemas de escala de utilidade e fornecem uma solução de trabalho pesado para ambientes agressivos (por exemplo, altas temperaturas, alta umidade) porque são menos sensíveis à penetração de umidade. A tecnologia já está em desenvolvimento há décadas, mas seu alto custo e peso têm sido uma barreira no seu desenvolvimento.

2.2.2 Meias células

As meias células envolvem o corte deliberado de uma célula totalmente processada pela metade com máquinas a laser muito avançadas. As meias células estão sendo adotadas rapidamente, graças ao fato de que, do ponto de vista da fabricação, são necessárias apenas pequenas alterações para incluir as máquinas a laser. As meias células melhoram o desempenho e a durabilidade do módulo e podem fornecer um aumento instantâneo de energia de 5 a 6 W. Graças à integração do PERC, a tecnologia de corte ao meio obteve eficiências de até 18 % e potências de até 300 W (ISE, 2019).

2.2.3 Barramentos múltiplos

As células solares de silício são metalizadas com tiras finas impressas na frente e na traseira de uma célula solar; estes são chamados barramentos e têm o objetivo de conduzir a corrente elétrica (DC) gerada pela célula. As células mais antigas geralmente tinham dois barramentos; no entanto, o setor avançou em direção a maior eficiência e os barramentos aumentaram para três (ou mais) na maioria das células solares. O aumento do número de barramentos tem várias vantagens: primeiro, o alto potencial de economia de custos devido à redução no consumo de metal na metalização de fachadas; segundo, as perdas de resistência em série são reduzidas empregando fios finos em vez de fita comum; e terceiro,

otimizar a largura dos barramentos leva a um aumento adicional na eficiência. Um número maior de barramentos leva a maior eficiência do módulo devido à redução das perdas de resistência interna; isso se deve à menor distância entre os barramentos (ISE, 2019).

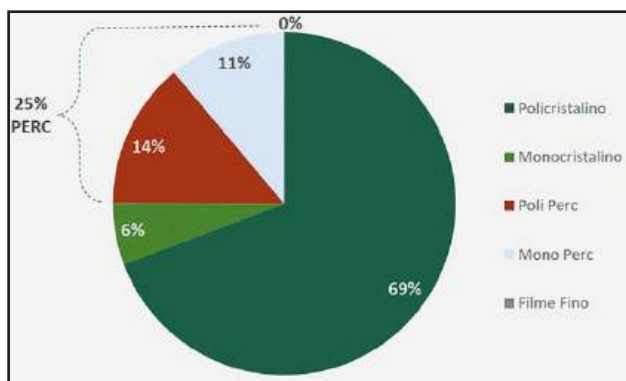
2.2.4 Telhas solares

As telhas solares são um tipo de solução de energia solar em que os painéis solares são projetados para se parecerem com materiais de cobertura convencionais, além de produzir eletricidade. As telhas solares têm várias vantagens. Primeiro, uma vantagem importante é que eles eliminam a necessidade de fita, conectando células como telhas. Segundo, e relacionado à remoção da fita, a estética do módulo é aprimorada, pois os painéis são coloridos de maneira homogênea. Terceiro, ao contrário de uma célula padrão, as células dos módulos de telha têm barramentos em extremidades opostas e as células são cortadas em várias tiras, o que reduz a corrente e, conseqüentemente, a carga nos dedos (dedos metálicos super finos, perpendiculares ao barramento, coletando a corrente contínua e entregando-a aos barramentos). Isso também permite uma redução no número de dedos, bem como em sua espessura, o que diminui o sombreamento e melhora a potência de saída da célula (ISE, 2019).

2.3 DISTRIBUIÇÃO DAS TECNOLOGIAS NO MERCADO BRASILEIRO

Segundo pesquisa de Greener, no segundo trimestre de 2019 os 25 % do total de potência importada de módulos fotovoltaicos foi da tecnologia PERC. No primeiro trimestre a potência importada desta tecnologia foi 13 % (Greener, 2019). Na Figura 2.2 observa-se a distribuição por tipo de tecnologia dos módulos fotovoltaicos que foram importados no segundo trimestre de 2019.

Figura 2.2 Distribuição por tipo de tecnologia de módulos fotovoltaicos importada no segundo trimestre de 2019 (Greener, 2019)



2.4 APLICAÇÕES E ARQUITETURAS

A natureza modular dos sistemas fotovoltaicos permite aplicações numa faixa muito ampla de potências. Assim, há aplicações desde poucos mW em calculadoras digitais científicas, de alguns kW, para o suprimento de energia em áreas urbanas ou isoladas, até dezenas de MW nas grandes centrais fotovoltaicas.

O custo dos sistemas fotovoltaicos tem diminuído nos últimos anos, isto tem influído no aumento de instalações ao redor do mundo. No caso específico dos módulos fotovoltaicos os custos diminuíram rapidamente entre 2010 e 2013 e a partir daí continuaram diminuindo em uma proporção mais baixa (IRENA, 2019). Na Figura 2.3 podem ser observados os preços médios de módulos fotovoltaicos na Europa por tecnologias desde janeiro de 2010 até julho de 2018. Cabe ressaltar que os preços de todos os módulos disponíveis em 2018 estão abaixo dos 0,5 USD/W. A Figura 2.4 mostra os preços médios anuais de módulos FV em diferentes países entre 2013 e 2018. Observa-se uma diminuição do preço em todos os mercados, sendo a França o país onde os preços dos módulos mais diminuíram (64 %) e a África do Sul é o país onde menos diminuiu o preço, apenas 16 % e o valor está acima dos 0,5 USD/W, ao igual que no Japão e no Canadá.

Na Figura 2.5 se mostram os custos totais de instalação de sistemas FV em escala de usinas junto com suas médias globais para o período 2010-2018. Os custos médios caíram 74 % entre 2010 e 2018 e de forma geral os custos tendem a convergir em torno à média como se observa na figura, a diferença entre o 5º e o 95º percentil tem diminuído com o passar dos anos.

A Figura 2.6 ilustra as tendências de custo total de instalação de sistemas fotovoltaicos, conforme a escala de usina, em diferentes países entre 2010 e 2018. O país no qual mais se diminuiu o custo de instalação foi a Índia, com uma redução de 84 %, além disso é o país com os menores custos de instalação (793 USD/kW), como é possível observar na Figura 2.7, onde apresentam-se de forma detalhada os custos totais de instalação, conforme a escala de usina dos países do G20.

A Figura 2.8 e a Figura 2.9 mostram respectivamente média ponderada global do custo nivelado de energia (LCOE do inglês *Levelized Cost of Energy*) para usinas fotovoltaicas desde 2010 até 2018 e a tendência da média ponderada do LCOE em vários países no mesmo período. A média ponderada global para 2018 foi de 0,09 USD/kWh, 77 % menos que os 0,37 USD/kWh de 2010.

Figura 2.3 Preços médios mensais dos módulos fotovoltaicos na Europa por tecnologia e fabricante do módulo de janeiro de 2010 a julho de 2018 (IRENA, 2019)

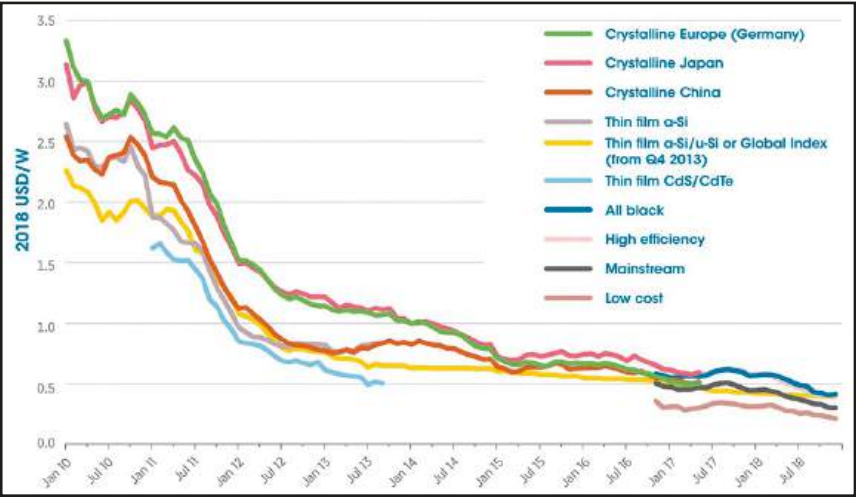


Figura 2.4 Preços médios anuais de módulos FV por mercado entre 2013 e 2018 (IRENA, 2019)

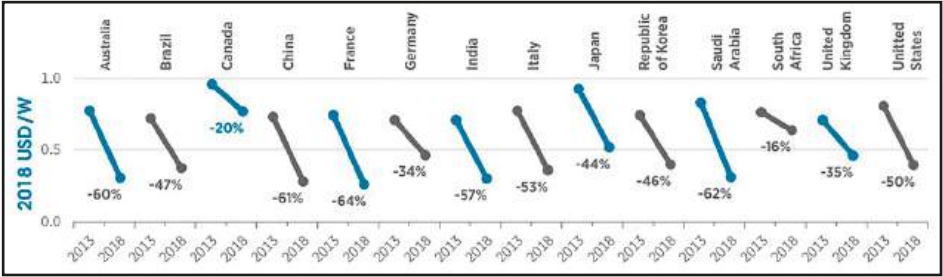


Figura 2.5 Custo total de instalação para projetos de energia solar fotovoltaica em escala de usina e média global, 2010–2018 (IRENA, 2019)

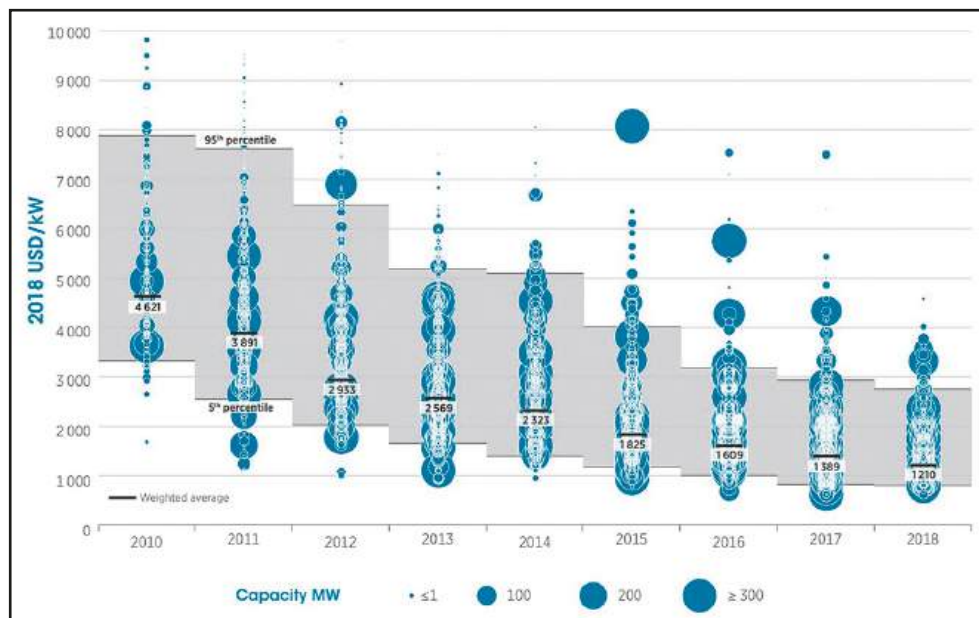


Figura 2.6 Tendências de custo total de instalação de energia solar fotovoltaica em escala em países selecionados, 2010–2018 (IRENA, 2019)

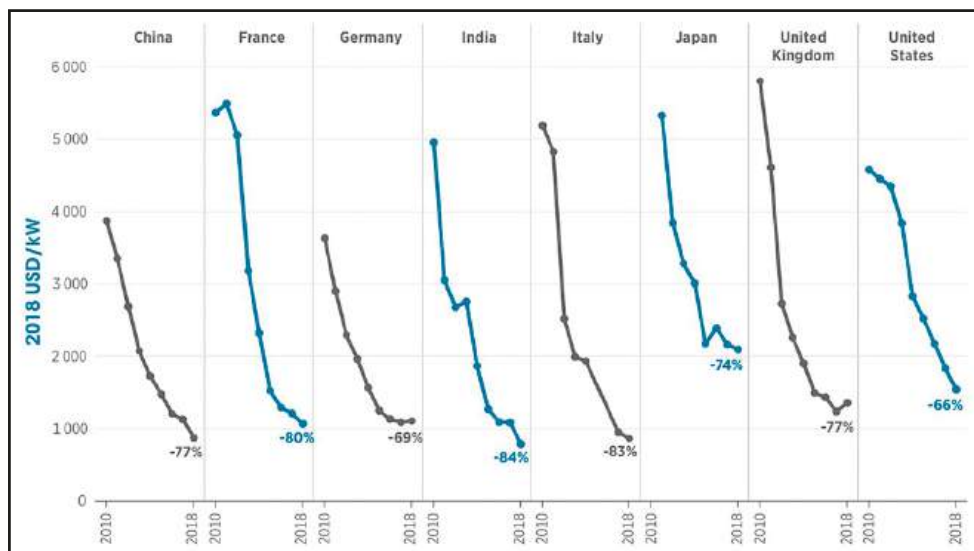


Figura 2.7 Repartição detalhada dos custos totais de energia solar fotovoltaica em escala de usina nos países do G20, 2018 (IRENA, 2019)

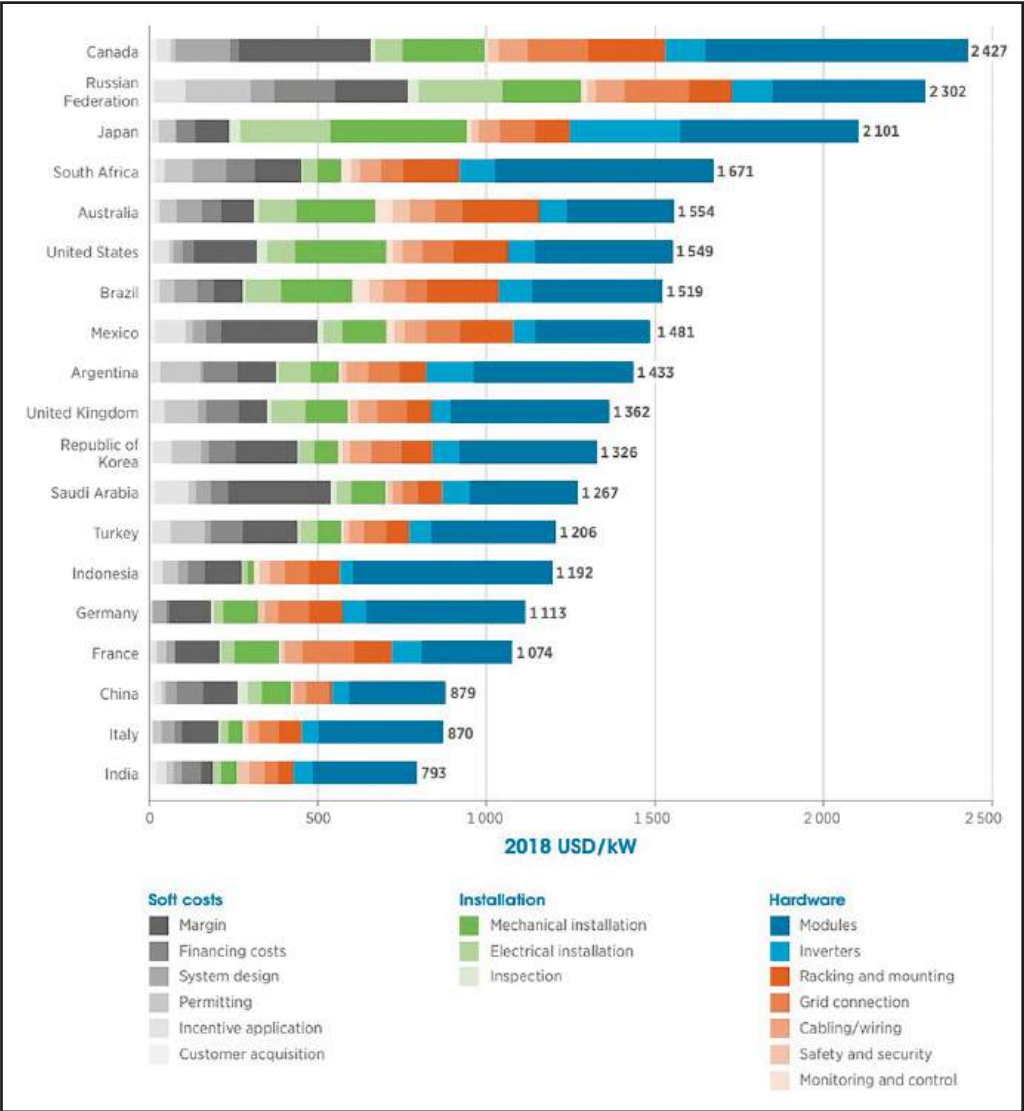


Figura 2.8 LCOE de projetos fotovoltaicos solares em escala de usina e média ponderada global, 2010–2018 (IRENA, 2019)

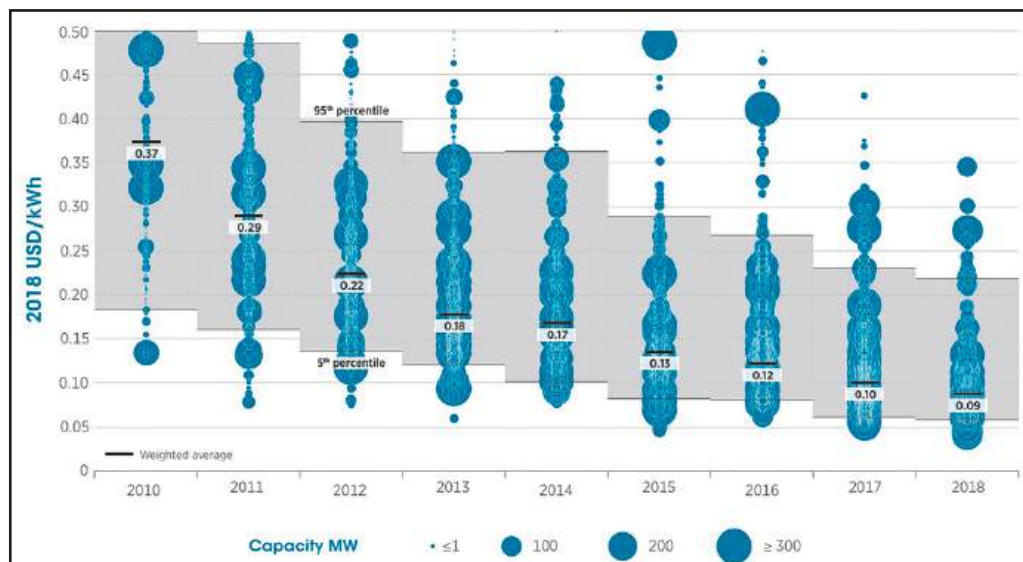
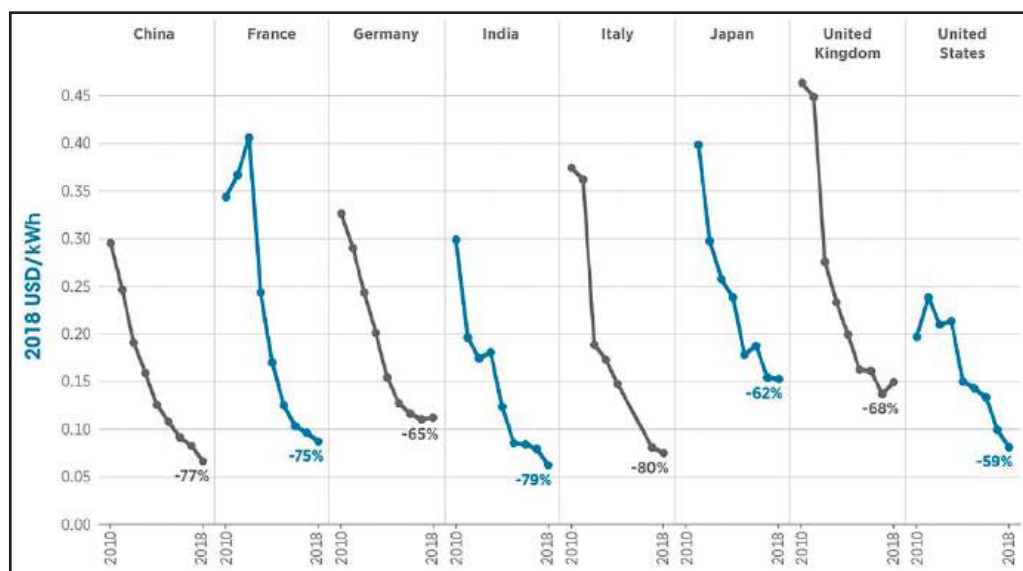


Figura 2.9 Tendências médias ponderadas de LCOE de energia solar fotovoltaica em escala de usina em países selecionados, 2010-2018 (IRENA, 2019)



No início do século XXI um quarto da população mundial não tinha acesso à energia elétrica e foi, nessa área, que a tecnologia fotovoltaica apresentou grande avanço tendo conseguido suprir milhões de pequenos consumidores residenciais situados em regiões afastadas da rede pública de energia elétrica. Ainda, nas grandes cargas de zonas industriais, essa modalidade de produção de energia atendeu demandas que não poderiam o ser pela rede pública, destacando-se aplicações no Japão, na Alemanha e na Califórnia.

É oportuno dividir as instalações fotovoltaicas em duas grandes famílias:

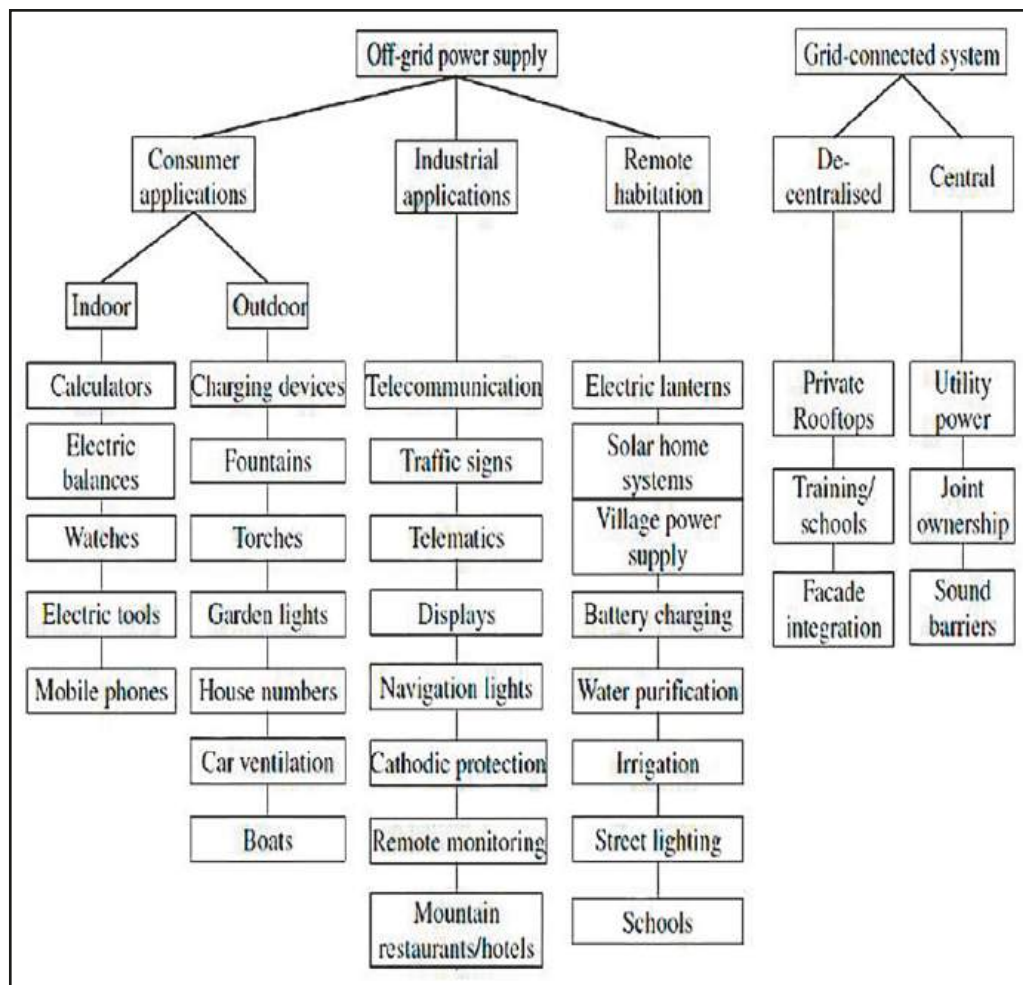
Instalações isoladas: trata-se de instalações que não se conectam a redes públicas de distribuição de energia. Neste caso a energia produzida é absorvida localmente (“*stand-alone*”);

Instalações conectadas à rede: trata-se de instalações que se conectam a uma rede de distribuição pública (“*grid-connect*”).

Enquanto os sistemas isolados são somente de pequeno porte, as instalações interligadas com a rede pública podem apresentar qualquer quantidade de potência, podendo ser uma micro usina de alguns poucos kW, instalada em uma unidade residencial, até uma grande usina, com dezenas ou mesmo centenas de MW, conectada ao sistema de distribuição ou mesmo ao de transmissão.

Na Figura 2.10 apresenta-se uma visão do conjunto de aplicações das instalações fotovoltaicas para as duas áreas definidas.

Figura 2.10 Áreas de aplicação para os sistemas fotovoltaicos.
 Fonte: (Institute for Energy and Transport (Joint Research Centre), 2009)



Sistemas fotovoltaicos isolados

Uma instalação fotovoltaica para produzir energia elétrica é constituída essencialmente do seguinte:

- Conjunto de painéis fotovoltaicos interligados, também definido por campo fotovoltaico, que absorve a luz solar e a converte em energia elétrica;
- Equipamentos eletrônicos destinados à estabilização, conversão e adequação da energia transferida à rede ou aos usuários;

- Suporte mecânico para a fixação dos painéis com orientação geograficamente adequada;
- Opcionalmente, sistema mecânico automático para permitir a orientação contínua dos painéis em relação ao sol para operar com a máxima incidência da luz solar direta;
- Sistema de acumulação da energia e gerenciador de carga.

Este tipo de sistema, por não estar conectado a uma rede de distribuição, não pode prescindir de um sistema de acumulação da energia elétrica de modo a garantir o suprimento durante a noite, em dias chuvosos e em dias de irradiação insuficiente.

Na Figura 2.11 apresenta-se uma instalação para o suprimento de um veleiro, que é um caso típico de sistema fotovoltaico isolado.

Figura 2.11 Exemplo de pequena instalação contando com dois painéis



O conjunto dos painéis solares utilizados na instalação é designado, usualmente, por campo fotovoltaico. Para as instalações isoladas, o campo fotovoltaico é otimizado para um valor específico da tensão em corrente contínua, por exemplo: de 12 ou 24 V. Conforme o inversor utilizado, os painéis solares devem ser associados em série ou paralelo para compatibilizar a tensão da associação com a do inversor.

O gerenciador de regulador de carga é um dispositivo eletrônico que tem, fundamentalmente, as funções de conectar e desconectar as baterias do acumulador para otimizar o armazenamento e o atendimento da demanda em períodos onde a produção de energia pelo campo solar é superior ou inferior à demandada pela carga, ou em situações de carga plena na bateria ou ainda se a bateria estiver fora de serviço por falha.

O acumulador é constituído de baterias ou elementos especificamente projetados para suportar ciclos repetitivos de carga – descarga. Nas instalações em que se exige continuidade de serviço mesmo em condições extremas, as baterias de uso automobilístico não são adequadas porque suportam um número pequeno de ciclos de carga – descarga, e exigem atenção para evitar que o eventual vazamento do eletrólito, que é uma solução alcalina altamente corrosiva, cause danos. Nas baterias projetadas para estas aplicações, em geral, o eletrólito líquido é substituído por um gel especial.

Sistemas solares habitacionais

Um sistema solar habitacional – Solar Home System, SHS – está composto por painéis solares e baterias com um regulador de carga e, na hipótese de se necessitar de corrente alternada, de um inversor. Atualmente, há centenas de milhares de sistemas solares habitacionais instalados ao redor do mundo, atendendo consumidores isolados.

Sistemas híbridos

Os sistemas isolados que suprem edifícios, usualmente, dispõem de um sistema de acumulação e de uma fonte alternativa de energia constituída por conjunto motor diesel-alternador. Estes sistemas são conhecidos como *sistemas híbridos*.

Devido às descontinuidades da irradiação solar ao longo do ano, os sistemas híbridos são vantajosos, pois garantem o fornecimento continuado de energia sem que haja necessidade de grandes instalações de armazenamento. É usual integrar painéis solares com motogeradores a diesel e, eventualmente, também com baterias. Durante a noite ou em dias sem intensidade solar suficiente, a demanda é suprida pela energia armazenada nas baterias e quando essa energia se esgota, o grupo diesel entra em operação. É comum haver um sistema de gestão do despacho das várias fontes geradoras que integram um sistema híbrido, que

por vezes apresentam diversos tipos de geradores como solar, eólico e diesel, para otimizar a oferta conforme os requisitos da carga.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Esta família de sistemas refere-se àqueles consumidores que já estando conectados à rede pública de energia elétrica se valem da instalação fotovoltaica para consumo próprio, injetando o excedente na rede. A instalação fotovoltaica deve ter sua tensão convertida em alternada, compatível e sincronizada com a da rede, de modo a injetar a energia excedente.

Os componentes principais de uma instalação fotovoltaica conectada a uma rede em corrente alternada são:

- Campo fotovoltaico constituído por painéis solares convenientemente orientados para otimizar o rendimento da captação da irradiação solar;
- Inversor, que é um equipamento eletrônico que converte a corrente contínua produzida pelos painéis solares em corrente alternada com tensão compatível com a da rede pública;
- Conjunto de proteção e controle a ser definido em consonância às exigências locais. Este componente pode estar integrado ao inversor;
- Cabos de conexão entre o inversor e a rede com isolamento adequada às radiações ultravioleta e à temperatura.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem, ainda, ser subclassificados em

- Micro ou Minissistemas fotovoltaicos conectados à rede;
- Grandes sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

que serão objeto de detalhamento nos itens subsequentes.

Micro ou Minissistemas fotovoltaicos conectados à rede

Estes sistemas cobrem uma faixa de potência reduzida sendo, usualmente, instalados no telhado de edificações, em pontos de ônibus, estacionamentos de edifícios comerciais, ou mesmo integrados à fachada da edificação.

No caso geral, face à pequena potência que dispõem e à capacidade de armazenamento ou absorção da rede pública, esses sistemas não contam com acumulação de energia. Assim, nos dias de sol a unidade habitacional tem sua demanda suprida pelos painéis solares e a energia excedente é injetada na rede, evidentemente, quando a demanda supera a produção dos painéis solares o suprimento é feito pela rede pública, como ocorre, durante a noite ou nos dias sem sol.

Grandes sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os sistemas desta classe alcançam potência instalada da ordem de 1 MW ou mais e são conectados diretamente à rede de média ou alta tensão. O esquema principal é constituído pelo campo fotovoltaico e pelo inversor.

Normalmente estas centrais elétricas fotovoltaicas são instaladas onde há disponibilidade de área, por exemplo em regiões rurais ou em grandes galpões.

Nesta classe destacam-se ainda, os sistemas fotovoltaicos arquitetonicamente integrados onde o campo fotovoltaico funciona como parte do próprio edifício. Dentre as principais técnicas de integração são:

- Substituição das telhas da cobertura por um revestimento apto a receber a sobreposição do campo fotovoltaico;
- Utilização de tecnologias adequadas à integração, como os filmes finos;
- Utilização de painéis solares estruturais que integram a função de fechamento de fachada.

Valores nominais dos sistemas fotovoltaicos

As principais características técnicas de uma instalação fotovoltaica são:

- **Potência nominal**, que é a soma das potências nominais de cada um dos painéis solares que compõe o campo fotovoltaico e é medida em Wp (watts pico) ou em algum dos seus múltiplos (kWp, MWp etc.);
- **Superfície ocupada**, que é a soma das áreas ocupadas pelo campo solar, e demais instalações associadas, como inversor, casa de comando, corredores para manutenção e montagem, além da área dedicada a evitar áreas de

sombra sobre os painéis etc. A área ocupada por uma instalação fotovoltaica é, via de regra, maior que aquela ocupada pelos painéis que a compõem, pois quando a montagem dos painéis é coplanar deve-se adicionar áreas para compensar a existência de cones de sombra produzidos por obstáculos nas cercanias ou no próprio campo, por exemplo: chaminés e antenas de televisão. Quando se trata de superfícies inclinadas, na qual os painéis são montados de modo não coplanar, deve-se levar em conta a sombra que pode ser produzida por aqueles em posição mais alta sobre os de posição mais baixa. Neste último caso a superfície necessária é cerca de 2,5 vezes maior que a do caso coplanar;

- **Área específica típica**, a cada tecnologia utilizada há uma área específica associada. Assim, para a tecnologia utilizando silício cristalino essa área é cerca de $8 \text{ m}^2/\text{kW}$, quando os painéis estão ortogonais aos raios solares, sendo maior esse valor à medida que os painéis se distanciam dessa direção. Para a tecnologia de silício amorfo a área específica é mais de $20 \text{ m}^2/\text{kW}$ e para a tecnologia de CIS a área é $9 \text{ m}^2/\text{kW}$. Nas instalações em terreno plano ou sobre um telhado plano é prática corrente distribuir, geometricamente, o campo em diversas filas que são oportunamente sobre-elevadas na direção do sol de modo a garantir a máxima irradiação incidente sobre os painéis;
- **Energia produzida** é função da exposição da instalação ao sol, sendo quanto maior quanto for a captação de irradiação. A irradiação solar é função da heliofania, parâmetro meteorológico que mede a duração média da incidência solar em uma localidade ou zona específica; é medida em horas ou em porcentagem. Assim, a heliofania é máxima com determinados ângulos, medidos em relação ao plano horizontal no solo. A captação pode ser maximizada se houver um sistema para acompanhamento do deslocamento do sol, isto é, com variação contínua da posição do painel de modo a receber os raios de luz solar sempre perpendicularmente ao plano do painel.

Em ambas as configurações, instalação isolada ou conectada, o único componente exposto ao sol é o campo fotovoltaico. Os demais componentes, regulador de carga, inversor, baterias de acumulação, são instalados em locais convenientes abrigados das intempéries.

2.5 TECNOLOGIA E EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS

2.5.1 Tecnologias de conversão

A utilização da energia solar se baseia em métodos de captação da energia térmica ou luminosa disponível no espectro solar e na sua transformação em outras formas de energia.

Atualmente conta-se com as seguintes tecnologias para conversão da energia solar em outra forma de energia:

Solar passivo

A tecnologia solar passivo é aplicada especificamente na construção civil, constituindo-se em métodos e soluções arquitetônicas que visam desfrutar da insolação recebida por uma edificação para reduzir suas necessidades energéticas, destacando-se a importância da inércia térmica dos materiais utilizados e o uso da energia luminosa para produzir o aclaramento adequado dos interiores durante o período do dia.

Solar térmico

Num sistema solar térmico, dispõe-se de coletores solares que usam a energia térmica do sol para produzir água quente que é armazenada para utilização em instalações hidráulicas em aplicações residenciais, comerciais ou industriais.

Estudos desenvolvidos demonstraram que o retorno do investimento energético para sistemas deste tipo se dá em alguns meses, período muito menor do que a vida útil dessas instalações.

Solar termodinâmica

A tecnologia solar termodinâmica, por sua vez, dispõe de coletores solares que se valem da energia térmica do sol para produzir fluido a alta temperatura, utilizado em processos termodinâmicos “clássicos”.

Os raios solares são concentrados através de um espelho parabólico sobre um fluido, no interior de um captor cilíndrico, que atinge temperatura muito alta. Esse fluido é conduzido a um trocador de calor que produz vapor, que por sua vez, aciona uma turbina acoplada a um alternador que produz energia elétrica.

Ao invés do sistema de espelho parabólico, os raios solares podem ser concentrados sobre um tubo receptor através de espelhos sincronizados com o movimento do sol buscando a irradiação máxima. Trata-se de uma tecnologia que não está

isenta de problemas de projeto tais como a movimentação dos espelhos em direção ao sol e de sua limpeza visto que se vale tão somente da radiação solar direta.

Atualmente o custo do kWh produzido com esta tecnologia é superior ao das fontes energéticas clássicas com combustível fóssil, entretanto espera-se que esse custo possa se tornar competitivo se esses dispositivos forem produzidos em larga escala.

Em todos os outros casos a energia solar é convertida em energia térmica com a produção de calor a baixa temperatura, menor que 100 °C, a média temperatura, na faixa entre 100 e 250 °C ou, finalmente, a alta temperatura, na faixa de 250 a 1000 °C.

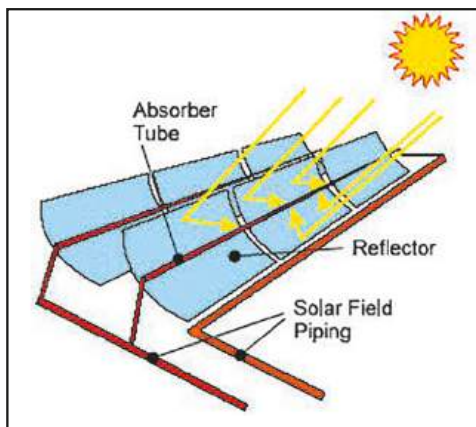
A produção de calor a baixa temperatura destina-se a instalações de uso doméstico e ocorre, principalmente, através de coletores que podem ser revestidos de vidros ou através de coletores constituídos por tubulação a vácuo, para minimizar as perdas, quando a temperatura supera 60 °C.

Grande potencial ainda pouco explorado é representado pela produção de vapor à média temperatura, de até 250 °C. Tal energia calorífica poderia ser utilizada em instalações industriais, inclusive para alimentar máquinas de absorção para o resfriamento.

Por fim a energia térmica a alta temperatura é a utilizada para a produção de energia elétrica por meio de quatro tecnologias desenvolvidas:

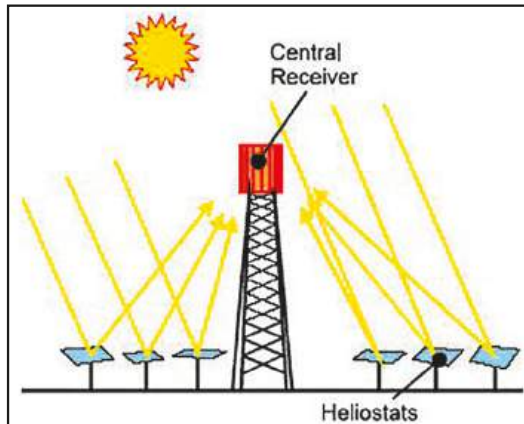
- Sistemas a espelhos parabólicos lineares – “*Parabolic trough*” – que se caracterizam por concentrar a energia solar através de sistema de espelhos parabólicos sobre tubos que correm pelo seu interior, ilustrado na Figura 2.12;

Figura 2.12 Espelhos parabólicos lineares. Fonte: (Consoli, 2012)



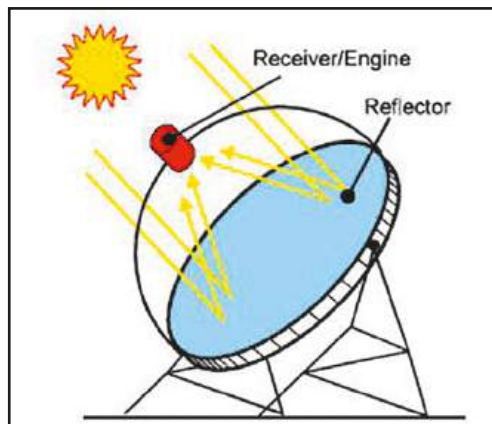
- Sistemas a torre central – “*Tower Power*” – que utiliza um conjunto de espelhos que se orientam em relação ao sol – heliostatos – de modo a captarem a máxima radiação solar. A energia captada é refletida para um receptor no topo de uma torre. Um fluido para a transferência de calor, que é aquecido no receptor, permite, por meio de um trocador de calor, gerar vapor de água para o acionamento da turbina, conforme mostrado na Figura 2.13;

Figura 2.13 Sistemas a torre central. Fonte: (Consoli, 2012)



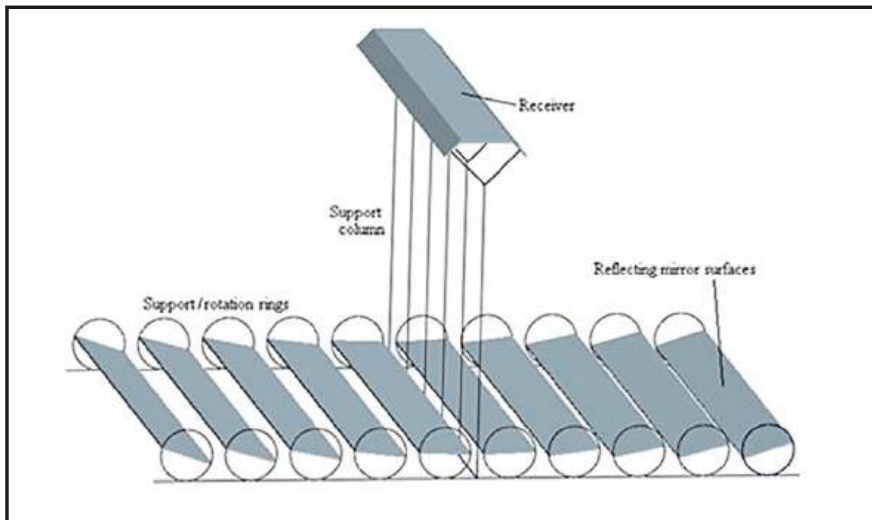
- Sistemas a espelhos parabólicos – “*Parabolics Dish System*” – Esta tecnologia conta com espelhos parabólicos na forma de pratos que concentram a energia no ponto focal onde está localizado o receptor que, usualmente, utiliza o gás Hélio como fluido vetor. Uma estrutura de suporte permite a rotação dos espelhos de modo a mantê-los orientados para o sol, Figura 2.14;

Figura 2.14 Sistema a espelho parabólico. Fonte: (Consoli, 2012)



- Sistemas a espelhos de Fresnel – consiste na substituição dos espelhos convexos do sistema a espelhos parabólicos lineares, por espelhos planos segmentados, conforme ilustra a Figura 2.15.

Figura 2.15 Sistema a espelhos de Fresnel. Fonte: (W, 1961)



Essas tecnologias designadas, genericamente, por usinas a concentração solar, Concentrated Solar Plant – CSP, diferenciam-se pelo grau de desenvolvimento alcançado, pelo rendimento, pelos custos e perspectivas futuras.

Existe ainda outra aplicação da concentração solar, a concentração fotovoltaica (CPV por suas siglas em inglês) que combina o uso de lentes para concentrar a radiação com o princípio fotovoltaico (explicado a seguir). Esta tecnologia já vem se desenvolvendo há alguns anos, porém, não tem sido implementada amplamente como a fotovoltaica. Na Figura 2.16 se mostra um sistema de concentração fotovoltaico.

Figura 2.16 Exemplo de sistemas de concentração fotovoltaica usando lentes Fresnel para concentrar a luz solar (Philipps, Bett, Horowitz, & Kurtz, 2015)



Solar fotovoltaica

A tecnologia solar fotovoltaica permite a conversão direta da radiação solar em eletricidade, se valendo do efeito fotovoltaico.

Essa tecnologia vem tendo grande aumento em aplicações, desde calculadoras digitais e relógios até produção de energia elétrica em residências e em centrais de médio e grande porte. Tem-se observado que o custo de produção de células fotovoltaicas tem diminuído e o rendimento energético aumentado. Por outro lado, a aplicação de fontes fotovoltaicas tem tido significativos aportes de subsídios públicos para a produção de energia elétrica em vários países do mundo, o que tem incentivado a utilização de fontes renováveis.

A tecnologia mais comum na confecção de células utiliza “wafer” (chapas justapostas) de pequena espessura, constituídas de materiais semicondutores, tal como o silício. Essas células funcionam como se fossem baterias de corrente contínua e são interligadas em combinações série/paralelo formando um módulo. Os módulos são interligados, constituindo os painéis, que produzem energia em corrente contínua que, em geral, é transformada em corrente alternada, pela utilização de um inversor.

O desenvolvimento da tecnologia, o crescimento do mercado e os mecanismos de incentivo governamental têm permitido que a produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos tenha se tornado uma alternativa viável para aplicações residenciais e comerciais e surge, ainda, como alternativa para geração de energia em larga escala.

2.5.2 Comparação entre as tecnologias termodinâmica e fotovoltaica

Para a comparação entre as tecnologias termodinâmica e fotovoltaica utilizam-se os parâmetros a seguir:

Natureza e rendimento do processo de conversão

Nas células fotovoltaicas há a conversão direta da energia solar em elétrica, ao passo que nas usinas a concentração solar, a energia solar é convertida em térmica, que por sua vez é convertida em energia elétrica. Assim, o rendimento da conversão da energia solar em elétrica, nestas usinas, tende a ser menor do que das de conversão direta, nas fotovoltaicas.

Nas usinas, a concentração solar o rendimento está vinculada ao limite imposto pelas leis da termodinâmica e, portanto, ao ciclo de Carnot. Considerando uma instalação termodinâmica com espelhos parabólicos lineares, que é a mais difundida atualmente, e fluido vetor com sais fundidos aquecem o vapor até uma temperatura próxima a 550 °C (823 K) e ainda, assumindo-se uma temperatura de 30 °C (300 K) no condensador, resulta rendimento de aproximadamente 66 % para uma máquina teórica de Carnot. Por outro lado, lembrando que um sistema real, operando nessas condições de temperatura, apresenta rendimento da ordem de 70 % da máquina de Carnot, o rendimento resultante é de aproximadamente 46 %. Tal valor está muito próximo do alcançado da turbina a vapor da instalação [2.1], de 40 a 41 %. O rendimento global do sistema é ainda menor, pois que, é o resultado dos produtos dos rendimentos parciais das diversas fases do processo, partindo da captação da energia solar até sua transformação em energia térmica. Esse resultado alcançado acima deriva diretamente das etapas subsequentes de conversão, das quais a menos eficiente é o da turbina a vapor.

Assim, a tecnologia a espelhos parabólicos lineares alcança um rendimento global de cerca de 16 a 17 %. Rendimento um pouco maior é obtido com a tecnologia que utiliza torre central que, tem perspectiva de melhora de rendimento, visto que campos solares permitem relações de concentração maiores, de cerca de 1.000 Sol, onde 1 Sol é definido como uma irradiação de 1.000 W/m².

Estão sendo estudadas alternativas de emprego de fluido vetor a ar comprimido que permite a realização de ciclos supercríticos em que o rendimento aumenta até valores próximos a 22 a 23 %.

Atualmente os maiores rendimentos são alcançados com o sistema a discos parabólicos que alcançam valores próximos a 25 %. Entretanto esse sistema

conta apenas com unidades piloto, prevendo-se que a fase industrial se desenvolva em seguida.

Enquanto o limite teórico do rendimento com a tecnologia CSP é determinado pelas leis da termodinâmica e pelo ciclo de Carnot, o da tecnologia fotovoltaica é estabelecido pela natureza eletromagnética da radiação incidente e dos fenômenos de interação da luz – fótons – com o material semicondutor utilizado, como por exemplo, o silício.

Foi demonstrado por Shockley e Queisser, que no caso de uma fonte a junção simples, o rendimento da conversão de uma célula fotovoltaica é de 40,7 % [2.2]. Esse limite é superável utilizando-se células a multijunções, as quais apresentam custos e dificuldades tecnológicas que ainda não foram superadas. Os valores de rendimentos alcançados nos sistemas reais, mesmo os de melhor desempenho, estão ainda bastante afastados dos limites teóricos, encontrando-se rendimentos de cerca de 16 % nas instalações que utilizam células de silício policristalino e de 20 % para as de silício monocristalino. As tecnologias a filme fino caracterizam-se por rendimentos ainda menores, de cerca de 7 %. Finalmente, os sistemas com células CIS – abreviação de semicondutor construído com cobre índio e selênio – apresentam rendimentos da ordem de 16 %.

O rendimento das células no campo é ainda menor em função das diferenças nas condições de ensaio na linha de produção e nas condições operativas. Enfim, o rendimento do módulo, constituído pelas células e do sistema completo, é sempre menor que o individual das células, uma vez que há perdas desde a célula até o ponto de entrega da energia no sistema elétrico.

Faixas de potências utilizáveis

A estrutura modular da tecnologia fotovoltaica permite aplicações com potências desde poucos mW em calculadoras digitais e relógios, até valores de várias dezenas ou mesmo centenas de MW em grandes instalações.

Para as instalações que utilizam a tecnologia CSP são raras aquelas com potência elétrica inferior alguns MW. São exceções as instalações com espelhos parabólicos, que apresentam potência elétrica da ordem de dezenas de kW.

A Tabela 2.1 apresenta os rendimentos mínimos, máximos e médios de alguns módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado.

Tabela 2.1 – Rendimentos de módulos solares comerciais (Energysage, 2020)

Fabricante	Eficiência mín.	Eficiência máx.	Eficiência média
Peimar Group	16.60%	19.36%	17.84%
Canadian Solar	15.88%	19.91%	17.88%
REC Group	15.20%	21.70%	18.11%
Risen	16.30%	19.60%	18.12%
LONGi Solar	17.40%	19.30%	18.33%
Hanwha Q CELLS	17.10%	19.60%	18.44%
CertainTeed Solar	15.40%	19.90%	18.46%
Hyundai	16.20%	19.40%	18.46%
Mission Solar Energy	18.05%	18.95%	18.55%
Silfab	17.80%	20.00%	18.93%
Solartech Universal	19.00%	19.90%	19.45%
Panasonic	19.10%	20.30%	19.65%
Solaria	19.40%	20.50%	19.76%
LG	18.40%	21.70%	19.80%
SunPower	16.50%	22.80%	20.70%

Na Figura 2.17 apresenta-se os rendimentos teóricos máximos dos tipos mais importantes de células e na Figura 2.18 os rendimentos atuais de alguns dos módulos comerciais de diferentes tecnologias até o ano de 2020, na Figura 2.19 mostram-se também eficiências e potências de alguns módulos comerciais.

Figura 2.17 Evolução do rendimento de conversão para vários tipos de células solares (NREL, 2019)

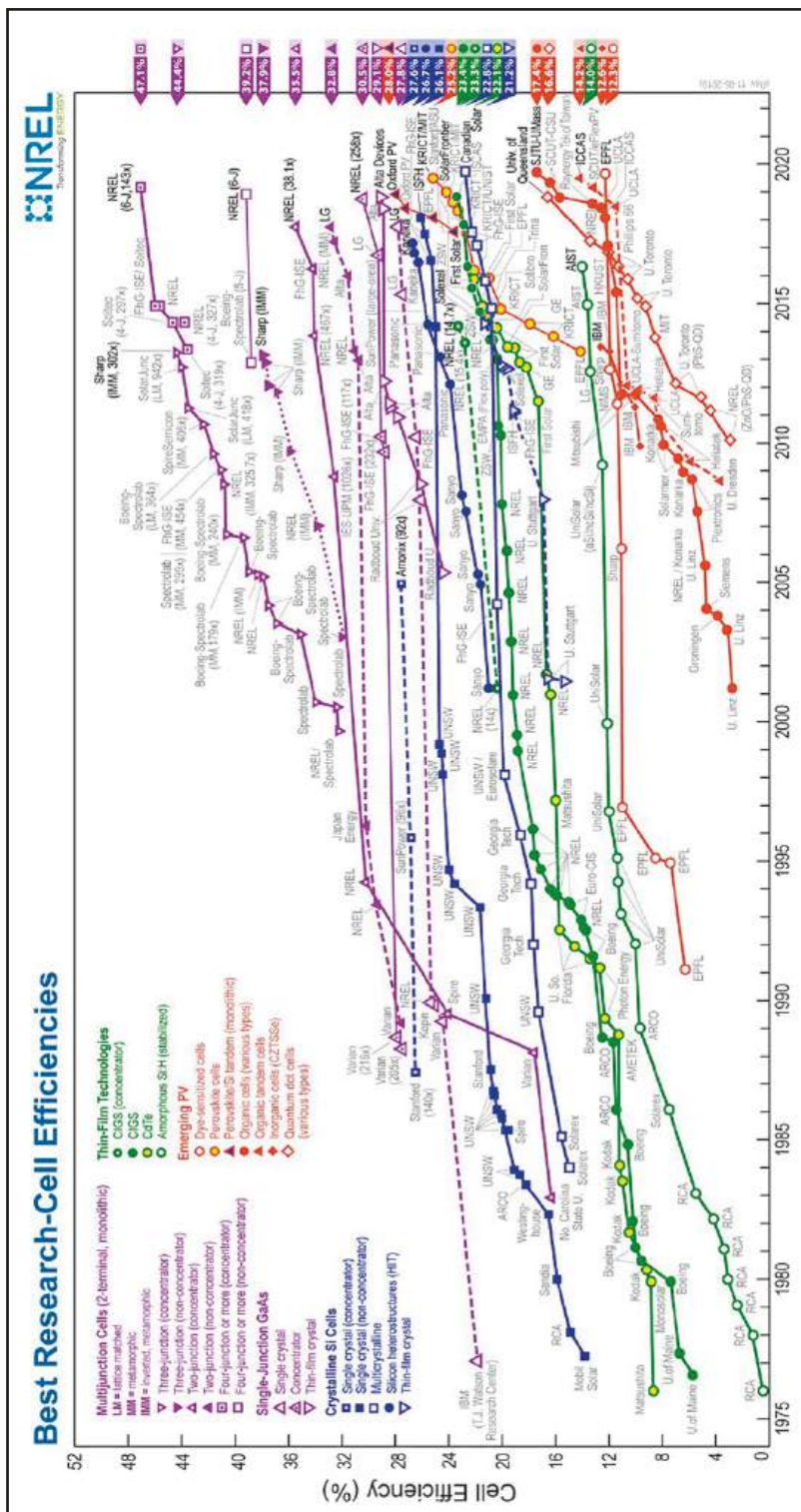


Figura 2.18 Evolução do rendimento de diferentes tecnologias de módulos solares (NREL, 2019)

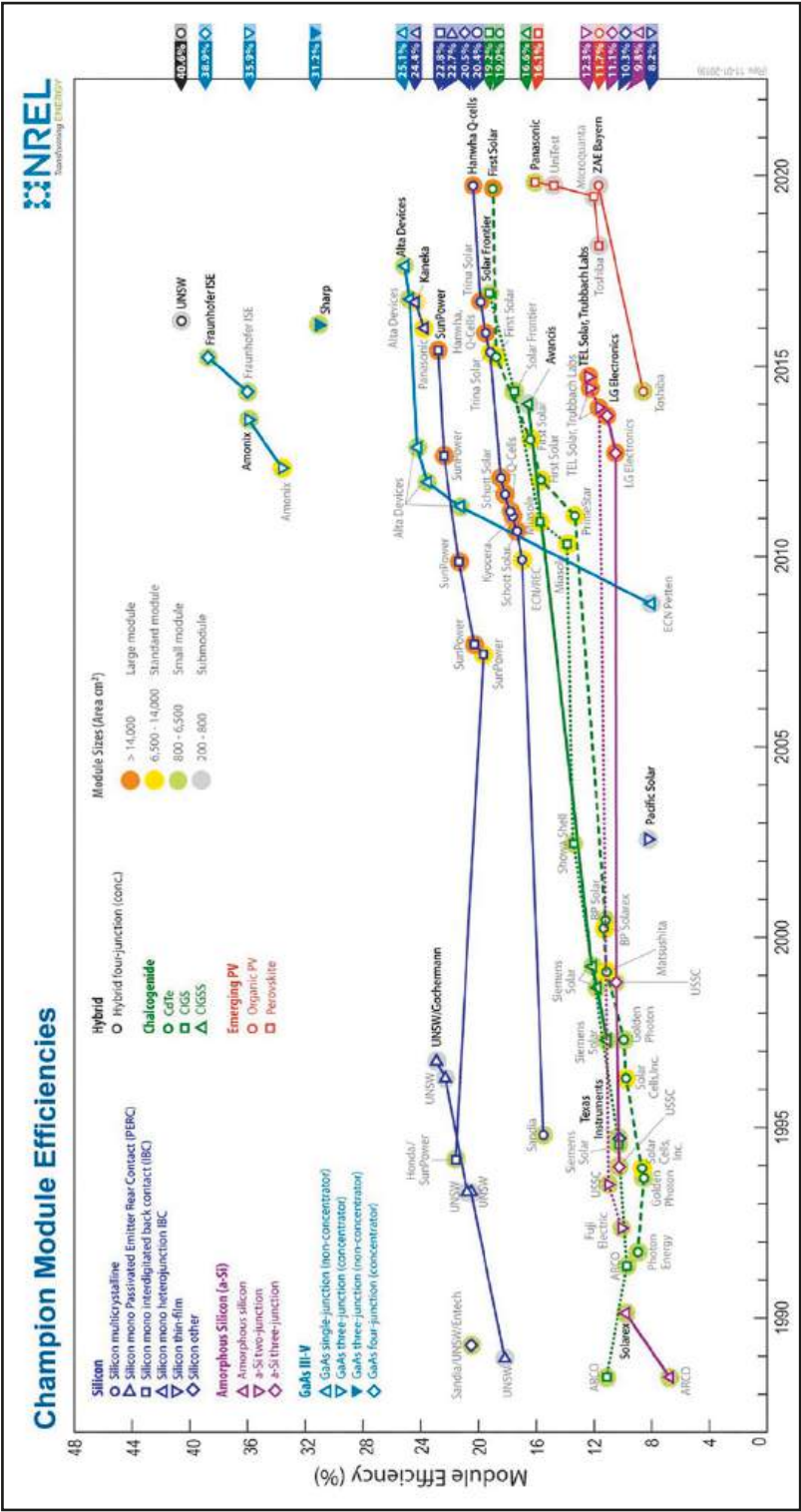
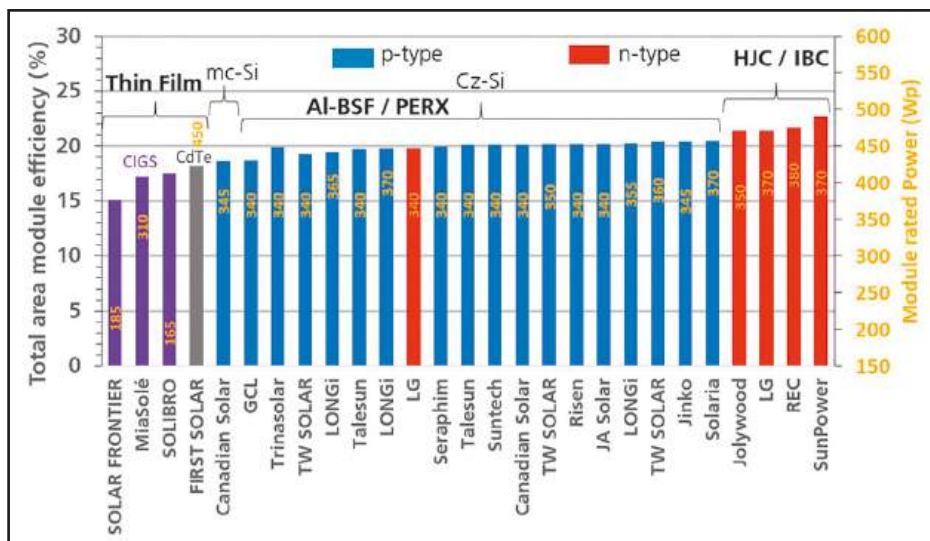


Figura 2.19 Eficiências e potências atuais de alguns módulos comerciais (ISE, 2019)



A Figura 2.20 mostra a distribuição da produção fotovoltaica anual por tecnologia desde o ano 2000 até o 2018. E a Figura 2.21 apresenta a porcentagem de produção por tecnologia até 2017.

Figura 2.20 Produção anual fotovoltaica por tecnologia no mundo (ISE, 2019)

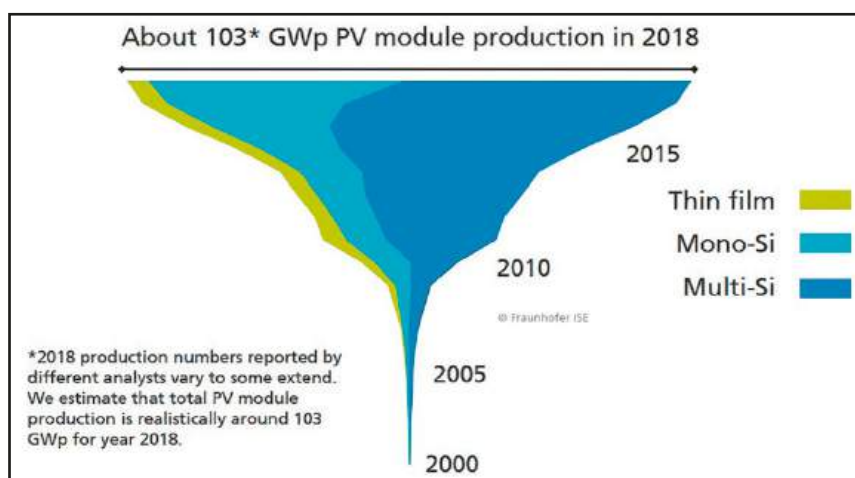
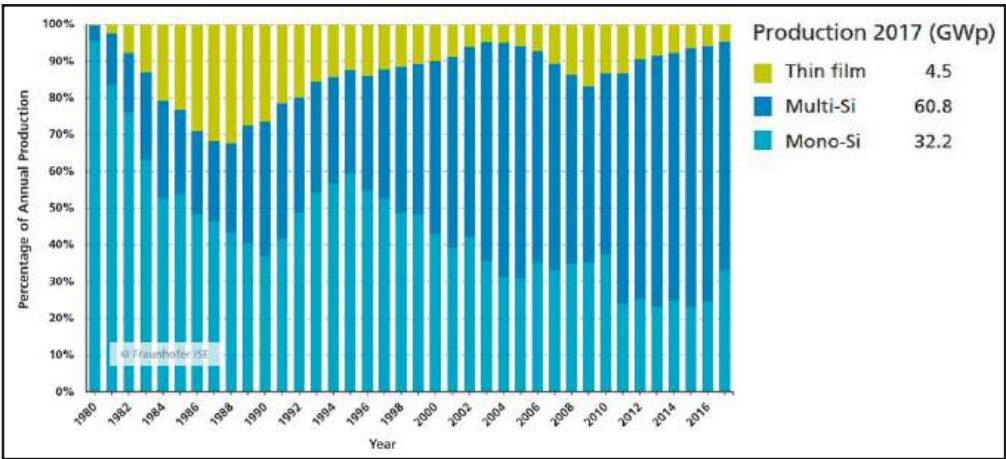


Figura 2.21 Percentagem de produção anual mundial fotovoltaica por tecnologia (ISE, 2019)

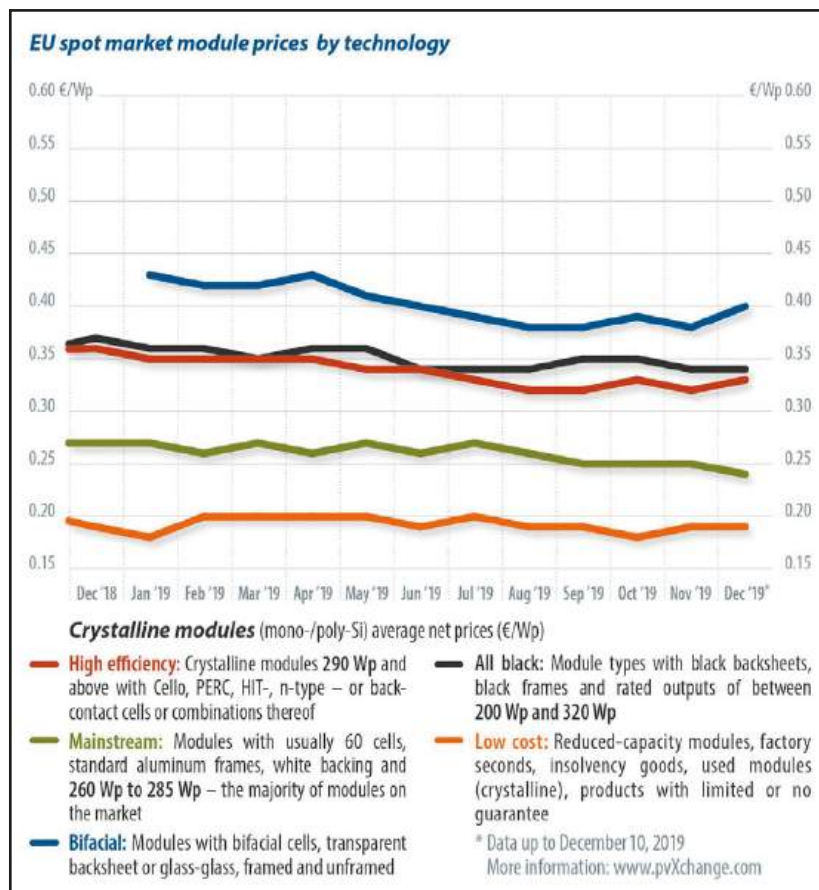


Relação rendimento – custo

A Figura 2.22 apresenta o seguimento de preço dos módulos para diferentes tecnologias ao longo de 2019. O módulo de maior preço é o bifacial, no entanto, de alta eficiência (30 % aproximadamente (Banerjee, 2019)).

Deve-se notar que, no caso geral, aos módulos de custo menor está associado a um rendimento menor, logo devem ser realizados ulteriores estudos econômicos levando em conta que a área necessária para o painel de baixo rendimento é maior do que a para um painel de maior rendimento e, além disso, a mão de obra de montagem e o sistema de cabeamento também são maiores. Esses aumentos de custo podem compensar o custo dos painéis de maior rendimento.

Figura 2.22 Seguimento do preço de módulos FV por tecnologia na Europa para o ano de 2019 (PV magazine, 2020)



Coeficiente de temperatura

Um elemento de suma importância em relação ao desempenho é a relação entre o coeficiente de temperatura e a potência. Com o aumento da temperatura da célula, o rendimento cai e a potência gerada diminui. O coeficiente de temperatura é definido como a diminuição percentual de potência gerada para cada grau de aumento da temperatura em relação à temperatura nominal, de placa. Por exemplo, em Singapura com o sol a pico, a temperatura das células pode superar 70 °C, entretanto, os valores nominais do módulo são definidos a 25 °C. Assim, a perda de potência a 70 °C é dada pelo produto do aumento da temperatura, (70 – 25), pelo coeficiente de temperatura.

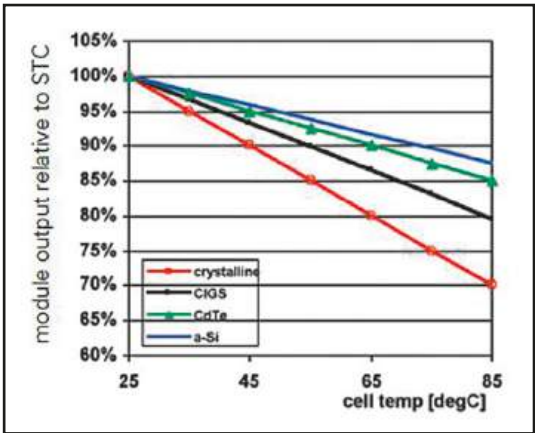
A maior parte das tecnologias a filme fino apresenta valor absoluto do coeficiente de temperatura mais baixo que o das tecnologias cristalinas, ou seja, com o aumento da temperatura a redução de potência daquelas células é muito menor que a destas. Assim, em geral, as tecnologias a filme fino geram, por ano, de 5 a 10 % de energia elétrica a mais, em igualdade de condições. Em geral, os dados de placa de um módulo fotovoltaico fornecido pelo fabricante incluem o coeficiente de temperatura.

Na Tabela 2.2 e na Figura 2.23 estão apresentados alguns coeficientes de temperatura e o efeito produzido sobre a potência gerada pelo módulo.

Tabela 2.2 – Coeficientes de temperatura (Energy Market Authority)

Tecnologia	Coeficiente de temperatura (% / °C)
Silício cristalino	- 0,4 a - 0,5
CIGS	- 0,32 a - 0,36
CdTe	- 0,25
a-Si	- 0,21

Figura 2.23 Efeito do coeficiente de temperatura negativo na potência fornecida pelo módulo (Energy Market Authority)



2.5.3 Distribuição das tecnologias no mercado

Atualmente a tecnologia que domina o mercado é a do silício com cerca de 95 % da potência total instalada, com participação de 62,36 % do silício policristalino, e do silício monocristalino ocupando 33,03 %. A porcentagem restante do mercado se distribui pelas células a filme fino, sendo que o CdTe ocupa cerca de 2,36 %, o a-Si 0,3 % e o CI(G)S 1,95 %.

2.5.4 Comparação entre tecnologias

A Tabela 2.3, a Tabela 2.4 e a Tabela 2.5 apresentam uma comparação das diferentes tecnologias quanto às suas vantagens, desvantagens, barreiras existentes para a entrada no mercado, previsões futuras, construção entre outras.

Tabela 2.3 – Comparação entre as tecnologias

Tecnologia	SILÍCIO CRISTALINO (créditos: Sharp)		FILME FINO (créditos: sikkod.com)					CONCENTRAÇÃO (créditos: SolFocus)			
	Monocristalino <i>c-Si</i> o <i>sc-Si</i>	Policristalino <i>mc-Si</i> o <i>pc-Si</i>	Silício amorfo <i>a-Si</i>	Cádmio Telluride <i>CdTe</i>	Cobre e Índio Selênio <i>CIS</i> e <i>CIGS</i>	Multi junção <i>GaAs</i> / <i>CIS</i> <i>a-Si</i> / $\mu c-Si$	Orgânicas <i>OPV</i>	<i>Dye-sensitized</i> <i>DSSC</i>	Baixa	Alta	
Descrição geral	Utiliza-se unicamente o silício em forma cristalina. Eficiências mais altas. Fornecimento Si sujeito a ciclos de boom e quedas; historicamente altos, os preços do Si caíram recentemente por causa da baixa demanda e sobreprodução. Pureza: 99,99999% mono e 99,9999% poli.		Os materiais semicondutores usados são vários, também acopladores junção ou em estados de agregação. De qualquer forma são dispostos na formação de um filme fino. Baixa eficiência, mas painéis mais leves e mais fortes, permitem aplicações mais versáteis. Os custos são inicialmente elevados mas continuam descendo. Precisam apenas do 1% do material necessário para as células cristalinas.							Os sistemas a concentração integram a tecnologia multi junção com técnicas de focalização da luz solar no painel. Estão sempre associados com um sistema de seguimento para melhorar as prestações.	
Vantagens	Rendimento elevado. Estável. Tecnologia confiável.	Rendimento alto. Confiância.	Baixo custo de fabricação.	Rendimento bom. Baixo custo de fabricação. Boas perspectivas.	Alta eficiência. Baixo custo de fabricação. Captação um espectro mais amplo.	Altíssimas eficiências [Galio Arsênio]	Processos de construção usuais e com baixo custo. Leves e flexíveis.	Processos de construção usuais e com baixo custo. Fáceis a ser realizados.	Com semicondutores cristalinos Com multi junção GaInP/GaAs ou GaInP/GaAs/Ge com eficiência >30%		
Desvantagens	Custo de fabricação. Elevado consumo de material e energia	Sensibilidade às impurezas	Baixo rendimento. Degrau das prestações.	Toxicidade Cd. Custo dos materiais	Disponibilidade do Índio	Custos elevados [Galio Arsênio]	Instabilidade. Baixa eficiência.	Deteriorar-se das prestações. Risco congelamento.	Seguidores. Complexidade. Custos ainda elevados. Necessidade de resfriamento.		
Barreiras ao ingresso no mercado	Fortes obstáculos ao ingresso. Elevados capitais iniciais das plantas de produção. A produção usa muita energia; muitas plantas são acionadas por hidroelétricas.		Produção e desenvolvimento em pequena escala precisam de capitais menos importantes. Os capitais tornam mais importantes com o crescer do fornecimento. Obstáculos ao ingresso devidos à não padronização dos processos de produção (excluindo OPV).							Custos não competitivos. Poucos produtores.	
Fornecedores	Multiplicidade de produtores, muitos em comum com a indústria dos semicondutores. Multiplicidade dos produtores também em cada no da cadeia de produção. Nós da cadeia padronizada.		Os fornecedores são empresas químicas que produzem materiais FV de filme fino, como a-Si e CdTe. O fornecimento dos materiais para estes componentes encontra-se menos volátil daquele do Si policristalino. As cadeias de produção não são padronizadas e os produtores são relativamente poucos.							Poucos	
Competição	Dez empresas têm acerto do 90% do mercado. Os construtores de wafer e células estão também se expandindo na fabricação do Si. Competição altíssima em cada no da cadeia.		Existem muitas startup que produzem filme fino, e estão competindo principalmente sobre a eficiência de conversão e sobre o custo. A competitividade com os produtos Silício permanece baixa.								
Outlook	A tecnologia continuara dominando os mercados pelo menos até outros 5-10 anos.		As tecnologias de filme fino constituem ainda um desafio para uma célula solar com alta eficiência e baixo custo. A indústria está evoluindo rapidamente, com operadores que variam a partir de grandes agregados como Sharp até startup e laboratórios universitários.							Interessante para sistemas especiais.	
Construção	Células obtidas por wafer cortados por um bloco da Si crescido como único cristal.	Células obtidas por wafer cortados por um cristal de silício com mais faixas.	O filme fino é obtido diretamente depositando uma ou mais camadas finas (filmes finos) de material FV (semicondutor) em cima de um substrato (normalmente vidro).							Por meio de espelhos parabólicos, a luz é focalizada em uma pequena área, assim precisando de menos material semicondutor. Estes aparelhos podem então suportar semicondutores com altas prestações.	

Tabela 2.4 – Comparação entre as tecnologias

Tecnologia	SILÍCIO CRISTALINO		(créditos: siked.com)				FILME FINO				CONCENTRAÇÃO		
	(créditos: Sharp)	Monocristalino c-Si o sc-Si	Policristalino mc-Si o pc-Si	Silício amorfo a-Si	Cádmio Telluride CdTe	Cobre e Índio Selênio CIS e CIGS	Multijunção GaAs/ CIS a-Si/ μ c-Si	Orgânicas OPV	Dye-sensitized DSSC	Baixa	Alta		
Aspecto	Tendente ao uniforme, azul.	Tendente ao não-uniforme, variações do azul, aparência granulosa.		Filme fino, cor uniforme e varia.								Painéis com células multi-junção com espelho concentrador.	
Formabilidade	Não, apenas plano		Sim (usando telas de plástico), podem ser dobrados.									Não	
Escolha painéis	Apenas dois tipos		Muitos tipos diferentes.									Para colocações livres, necessidade de seguimento.	
Impacto ambiental da produção	Baixo	Baixo	Lixo industrial na mineração do Cd. Altamente tóxico. Reciclagem necessária.		Baixo	Baixo				Baixo			
Peso	Médio	Alto				0,22 g/W				Elevado			
Material FV necessário			8 g/W							Com fatores de concentração de 500, é necessário aproximadamente 900 vezes menos material			
CUSTO MÓDULOS													
Ryno (Jan11)	2,07 \$/W		1,95 \$/W		1,37 \$/W								
IRENA (Dez11)	<1,4 \$/W				~0,8 \$/W		0,9 \$/W		0,9 \$/W				
IANUS (Jun12)	0,8 – 0,6 \$/W				0,8 – 0,6 \$/W		0,6 \$/W						
QUOTAS MERCADO %													
2009	83	3	1	13									
2010	87	2	2	9									
Comercialização	Madura. Produção larga escala.		Inicial. Produção pequena escala.		Inicial. Produção média escala.		Inicial. Produção pequena escala.		Pesquisa e desenvolvimento		Produção pequena escala		
Potência máx módulo Wp	320	320	300	120	120	120	120	135 (a-Si / μ c-Si)	120 – 432				
Área mín. modulo m²	2	1,4 – 2,5	1,4	0,72	0,6 - 1	1,4 (a-Si / μ c-Si)	1,4						
Relação média m²/kW	7	8	15	11	10	10	3,24						
Potência (máx para 1 ha)	1,4 MW	1,25 MW	0,7 MW	0,9 MW	1 MW	3,09 MW							
Prestações	Altas	Medias	Medias	Medias	Altas	Elevadas							

Tabela 2.5 – Comparação entre as tecnologias

Tecnologia	SILÍCIO CRISTALINO		FILME FINO						CONCENTRAÇÃO			
	(créditos: Sharp)		(créditos: sikod.com)						(créditos: SolFocus)			
	Monocristalino c-Si o sc-Si	Policristalino mc-Si o pc-Si	Silício amorfo a-Si	Cádmio Telluride CdTe	Cobre e Índio Selênio CIS e CIGS	Multi junção GaAs / CIS a-Si / μ c-Si	Orgânicas OPV	Dye-sensitized DSSC	Baixa	Alta		
RENDIMENTO DA CÉLULA %												
Máximo teórico	30		27	30	29 (CIGS)	68			88			
Em pesquisa (std condition)	24,7-27,6	21	12,2	16 – 17,3	20 (20,3 CIGS)	13,2 (a-Si) – 40 (GaAs)	8,3 – 11,1	11,1 – 12,5	43,5 (grupo III-V multi junção)			
Em produção (std condition)	15-21	11-18	7 – 10	10 – 13	12 – 15	38 – 39 (GaAs)	8,3	8,8	36 – 41			
RENDIMENTO DO MÓDULO %												
Médio (std condition)	12,5 – 15 15 – 19 (mundial em 2012)	11 – 14 13 – 15 (mundial em 2012)	5 – 8	8 – 12	10 – 13 (CIGS) 7 – 11 (CIS/CIGS)	9,6 (a-Si / μ c-Si)	4 – 5	1 – 5	25 – 35			
Em produção	23	16	7 – 10	11,2	12,1		6 – 8		25			
Sensibilidade para T altas	Sim, com diminuição de eficiência		Amplamente imune. Coef. T mais baixos dos cristalinos (boa escolha em climas quentes)								Depende pelo material usado.	
Coeficiente T	de -0,4 a -0,5		-0,21	-0,25	de -0,32 a -0,36 [CIGS]							
Luz direta / difusa	A luz direta é preferida, mas também pode ser usada aquela difusa.		Luz direita bem como difusa.								A luz difusa não pode ser concentrada.	
Estabilidade	Muito boa	Boa	Menos estável								Boa	
Degradação effie.	1% por ano		Irá depender pelo aquecimento e pelo material. a-Si pode perder até 30% nos primeiros 3-6 meses; depois fica estável.									
Construtores	Hemlock Semiconductor, Wacker Chemie, Renewable Energy Corporation, MEMC, Tokuyama, Mitsubishi, Osaka Titanium		First Solar, Sharp, Solar Frontier, Miasole, Solyndra, Q-Cells, Abound Solar, GE54, SUN-GEN					G24i, Konarka technologies, Dyesol Ltd, Solaronix SA, MeGe, Japan solar		SolFocus		
	Sunpower, Solarworld, Isofoton	Sharp, Kyocera, Q-Cells, Suntech, Yingli, Evergreen	Unisolar, Sontar	FirstSolar, AvaSolar, Calyxo	Nanosolar, GlobalSol Solibro	Spectrolab, EMCORE						

POTENCIAL ENERGÉTICO

3.1 INSUMO SOLAR

A energia solar é, literalmente, toda a energia irradiada pelo sol, seja em sua forma de luz visível ou não. Essa energia pode ser aproveitada de diversas formas, sendo principalmente utilizada para fins de iluminação na arquitetura, fotossíntese, aquecimento de água e produção de energia elétrica.

A potência específica que atinge a superfície da Terra pode ser avaliada utilizando-se a lei da radiação esférica, que é expressa por:

$$I_{Terra} = I_{sol} \times \left[\frac{R_{Solar}}{D_{Sol-Terra}} \right]^2 \quad (2)$$

Onde:

R_{Solar} é o raio solar médio, da ordem de $6,95 \times 10^5$ km;

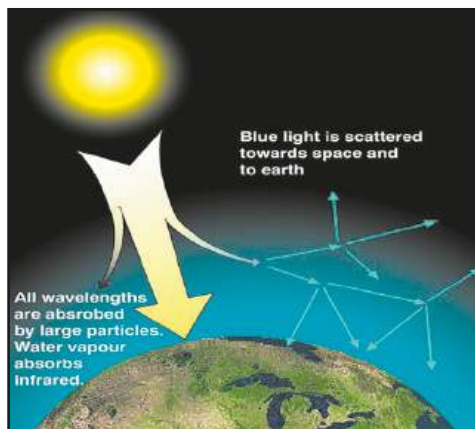
$D_{Sol-Terra}$ é a distância do sol à Terra, da ordem de $1,49 \times 10^6$ km.

De (2) depreende que uma superfície imediatamente fora da atmosfera terrestre e exposta perpendicularmente ao sol é atingida por uma potência específica

de 1.353 W/m^2 – constante solar, que corresponde à integração do espectro de emissão em todo o domínio.

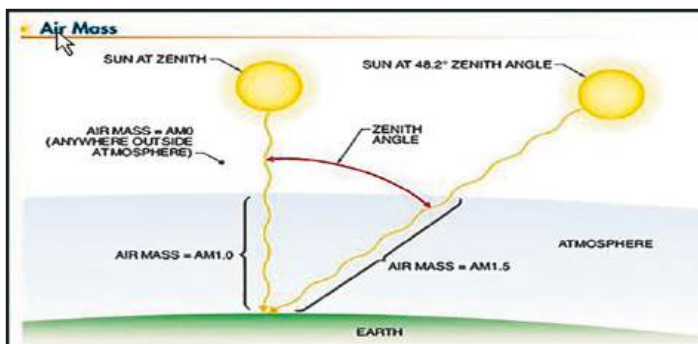
A energia que atinge a Terra, Figura 3.1, é menor do que a emanada pelo sol em sua superfície, pois durante a travessia da atmosfera terrestre ocorrem fenômenos de absorção, reflexão e difusão, com intensidades diferentes para cada radiação do espectro solar.

Figura 3.1 Fenômenos que ocorrem com a radiação solar ao atravessar a atmosfera terrestre. Fonte: (Honsberg, 2008)



Para a caracterização sintética do fenômeno define-se uma grandeza que é denominada de Air Mass Ratio - AM que é a relação entre a distância percorrida na atmosfera em determinadas condições de dia, hora e lugar e aquela que seria percorrida quando o sol estivesse a pino no local da medição, isto é, quando o sol estiver perpendicular à superfície terrestre no ponto de medição. A Figura 3.2 ilustra graficamente o significado do Air Mass.

Figura 3.2 Interpretação do Air Mass. Fonte: (Arizona Solar Power Society, 2010)

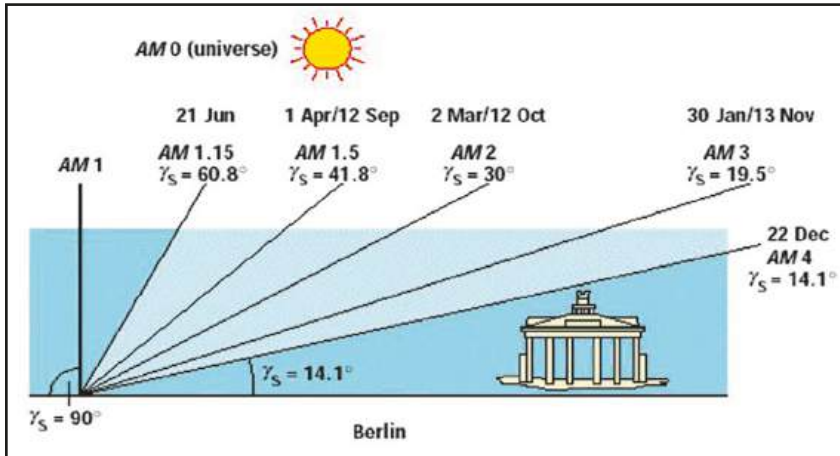


Destaca-se que o AM correspondente ao sol a pino é definido como AM 1.0 e aquele que corresponde a um ângulo zenital de 48,20 corresponde a um AM 1.5, isto é: $1,0/\cos 48,2 = 1,5003 \cong 1.5$. Além disso, na entrada da atmosfera terrestre o AM assume o valor AM 0 e a irradiação correspondente será igual à constante solar, $1,353 \text{ W/m}^2$.

Na Figura 3.3 apresentam-se valores da AM para diversas posições do sol em Berlin. O ângulo γ_s representa o complemento do azimute para 90° . Isto é:

$$\frac{1}{\cos(90 - 60,8)} = 1,5003 \cong 1,5 \quad (3)$$

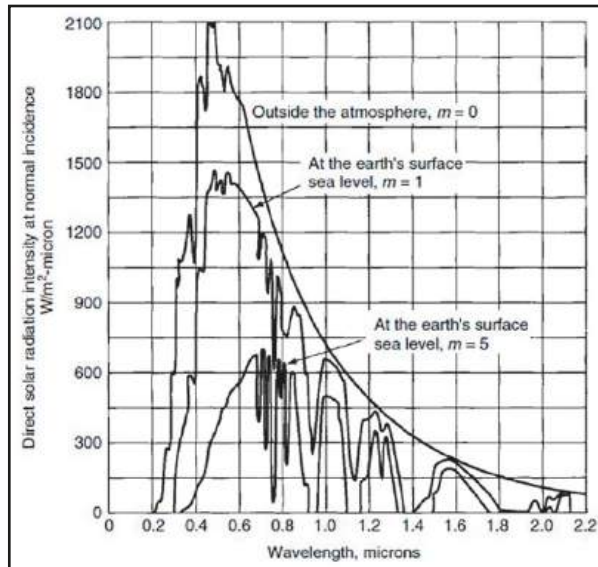
Figura 3.3 Valores do Air Mass para várias posições do sol em Berlin (Planetary Science, s.f.)



O valor Air Mass Ratio de 1,5 – AM 1,5 – é utilizado como valor de referência para as condições de ensaio padronizadas, “*Standard Test Conditions*”, e o espectro solar correspondente é considerado como um espectro solar médio sobre a Terra, cujo espectro de energia é de 2 % para as radiações ultravioleta, 54 % na faixa visível e o restante, 44 % de infravermelha.

Para cada valor de AM corresponde um valor de radiação solar incidente sobre a Terra que diminui com o aumento de AM. Assim, por exemplo, se para AM 1,0 tem-se 925 W/m^2 , para AM 1,5 ter-se-ia 827 W/m^2 e para AM 2,0 valor de 691 W/m^2 . A Figura 3.4 apresenta o impacto da atmosfera na radiação solar incidente sobre a Terra em função do valor de AM. Destaca-se que o valor AM 5 corresponde ao sol poente.

Figura 3.4 Variação do espectro solar – radiação direta – com o valor de AM (Hristov)

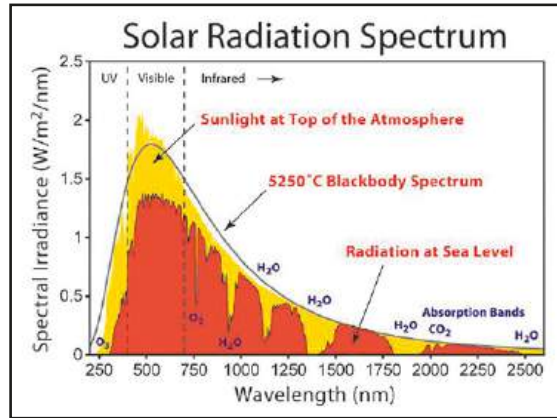


Devido aos fenômenos descritos, a quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra, geralmente, está limitada a 1.000 W/m^2 . Entretanto em dias de céu claro com nuvens, sem poluição atmosférica e com o sol a pino, motivados pelas reflexões nas nuvens, valores superiores podem ser alcançados.

O valor médio diário para o fluxo solar por unidade de superfície terrestre é usualmente da ordem de três vezes menor que o valor “instantâneo” de 1000 W/m^2 citado acima. A razão dessa redução é devida aos períodos de noite que se seguem aos de dia e à variação da inclinação do sol em relação ao horizonte, isto é, à variação do ângulo de incidência dos raios solares.

A Figura 3.5 apresenta o espectro do corpo negro, que simula o sol e o espectro solar de radiação na entrada da atmosfera e ao nível do mar.

Figura 3.5 Influência da atmosfera no espectro solar (Jayakumar, 2009)



O fluxo radiante que atinge a superfície da Terra e que pode ser capturado por um receptor adequado, Figura 3.6, é formado por três componentes:

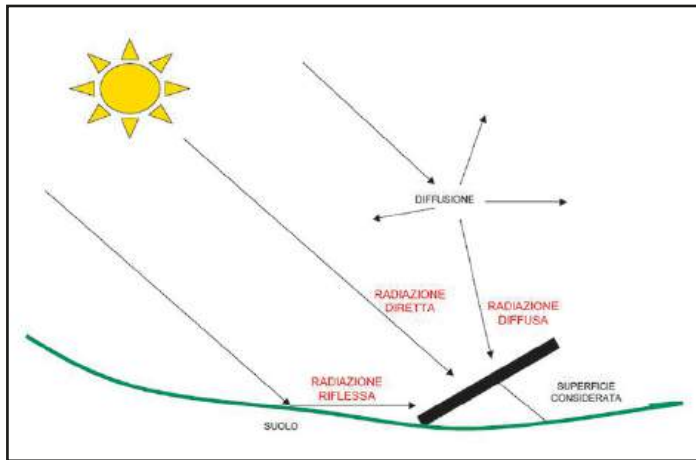
- Radiação direta que após atravessar a atmosfera alcança o receptor;
- Radiação difusa que é gerada pela interação com moléculas na atmosfera;
- Radiação refletida que tendo atingido o solo ou outros objetos é refletida para o receptor.

A seguir é procedida a análise desses três componentes da radiação solar que incide no receptor e que é denominada Radiação Global, “*Global Radiation – GI*”.

3.1.1 Radiação direta

Uma boa parte da radiação direta que atravessa a atmosfera é absorvida pelos vários gases que a compõem ou sofre difusão nas moléculas de ar em suspensão. Na média, a cada ano, menos da metade da radiação que alcança a parte superior da atmosfera alcança a superfície da Terra. Entretanto, em dias de céu claro, com sol a pino, a porcentagem dessa radiação pode ser de até 70 %. A atenuação da energia incidente é função da distância percorrida ao longo da atmosfera, conforme apresentado anteriormente, e de outros fatores, tais como, poeira em suspensão no ar, vapor de água, nuvens e poluição da atmosfera. A avaliação dessa atenuação é bastante complexa sendo feita por funções exponenciais empíricas baseadas em modelos simplificados.

Figura 3.6 Componentes da radiação global



3.1.2 A radiação difusa

A radiação difusa que alcança um coletor é produzida por partículas em suspensão na atmosfera, pela umidade e pelas nuvens. A determinação de seu montante, pela multiplicidade de elementos envolvidos, é muito mais complexa que a da radiação direta. A quantificação da radiação difusa é feita, em primeira aproximação, através de modelos muito simplificados que assumem que a radiação se propague em todas as direções com a mesma intensidade. Da aplicação desses modelos, para dias de céu muito claro, a radiação difusa é cerca de 15 % do total da radiação que incide sobre uma superfície horizontal.

3.1.3 A radiação refletida – o albedo

Da física nuclear e da astronomia define-se albedo, como sendo a fração, expressa em centésimos, da energia incidente que é refletida por um corpo ou superfície. Esta última parcela de energia, que é captada por um coletor, advém da reflexão da energia que é recebida por superfícies de corpos existentes ao seu redor. Essa energia proveniente dessa reflexão pode ter valor elevado ou desprezível conforme o meio em que o coletor se encontra. Exemplificando, a neve recém caída apresenta refletância da ordem de grandeza de 0,8 ao passo que em um telhado, tal refletância é de 0,10. Na Tabela 3.1 apresentam-se valores típicos de albedo de acordo com a superfície do solo.

Tabela 3.1 – Valores típicos de albedo (VDMA, 2018)

Superfície	Albedo
Água	5-15 %
Gramma	15-25 %
Terra seca	20-30 %
Concreto	25-30 %
Areia	30-35 %
Neve nova	80-85 %

3.1.4 Medição da energia incidente na Terra

Há dois tipos básicos de medições que são efetuadas para a radiação solar que alcança a Terra: a potência e o fluxo que incide sobre um receptor:

Designa-se por irradiação a potência instantânea específica captada por unidade de superfície, perpendicular aos raios solares. A irradiação é definida como a potência, que num determinado instante t , atinge uma superfície plana horizontal. É medida em kW/m^2 . A irradiação de 1000 W/m^2 é definida como a irradiação a pino e corresponde ao valor máximo que usualmente se encontra nas diferentes localidades da Terra quando o sol está a pino num dia de céu claro, sem nuvens. Este valor é utilizado como referência para a definição das condições de ensaio padronizadas (*Standard Test Conditions*) que se presta para comparar as diferentes situações e componentes das tecnologias de aproveitamento da energia solar, bem como referência para dados de placa de equipamentos.

Designa-se por insolação, a energia absorvida por uma unidade de superfície, durante um determinado período, usualmente um dia, um mês ou um ano. É definida como a energia média, num período, que é recebida por uma superfície plana horizontal e expressa em $\text{kWh/m}^2/\text{período}$ de observação, por exemplo, quando o período de observação é o dia tem-se $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$.

3.1.5 Variação da disponibilidade de energia solar

A energia solar como fonte primária de energia apresenta disponibilidade variável ao longo do dia, do ano e do lugar considerado. Como se sabe, além da Terra realizar movimentos de rotação em relação ao seu eixo, inclinado de $23^\circ 27'$, percorre uma órbita elíptica ao redor do sol em movimento de translação, que dá lugar aos equinócios e aos solstícios. Os equinócios de outono e primavera correspondem a durações iguais para o dia e para a noite. Evidentemente,

quando no hemisfério norte tem-se o equinócio da primavera, no Sul tem-se o de outono. Já os solstícios de inverno e verão correspondem ao afastamento máximo da Terra ao sol. No inverno os dias são mais curtos e as noites mais longas e no verão ocorre o inverso.

Figura 3.7 A translação da Terra (Astrologie, s.f.)



Um receptor situado numa localidade da Terra recebe irradiação do sol, que varia em função da:

- Posição geográfica: latitude, que representa a distância da localidade ao equador ao longo de um meridiano, expressa pelo ângulo cujo vértice está no centro geométrico da Terra e os lados são os segmentos definidos pela intersecção do equador com o meridiano e o ponto onde a localidade se situa. Nota-se que, nas regiões polares, os raios de sol nunca estarão perpendiculares e não receberão energia solar alguma durante um grande período do ano;
- Estação do ano e dia: define a proximidade do sol à Terra sendo que a irradiação é máxima quando essa distância for mínima;
- Hora do dia: a exposição da Terra ao sol varia devido à sua rotação e a sua inclinação;
- Posição do coletor: a orientação da superfície coletora deve estar, tanto quanto possível, perpendicular em relação aos raios solares para se obter incidência máxima;

- Condições locais: as condições do meio em que o receptor está localizado têm influência sobre a irradiação, sobretudo na produção de sombreamento;
- Condições climáticas: as condições climáticas e meteorológicas têm grande influência sobre a irradiação. Assim, a presença de nuvens, a umidade e a densidade do ar no local têm grande influência no nível de irradiação recebida, por exemplo, numa área desértica a irradiação é muito maior do que em uma área de floresta tropical.

3.1.6 Diagrama de percursos solares

A duração do período de luz durante o dia sofre variação com as estações do ano. Assim, no hemisfério norte, o período de permanência de luz solar é máximo no solstício de verão quando o sol alcança a posição mais alta, enquanto no solstício de inverno, verifica-se a permanência e altura mínimas. Por outro lado, nos dois equinócios, de primavera e de outono, a altura do sol está entre a máxima e a mínima e a duração do dia e da noite é igual.

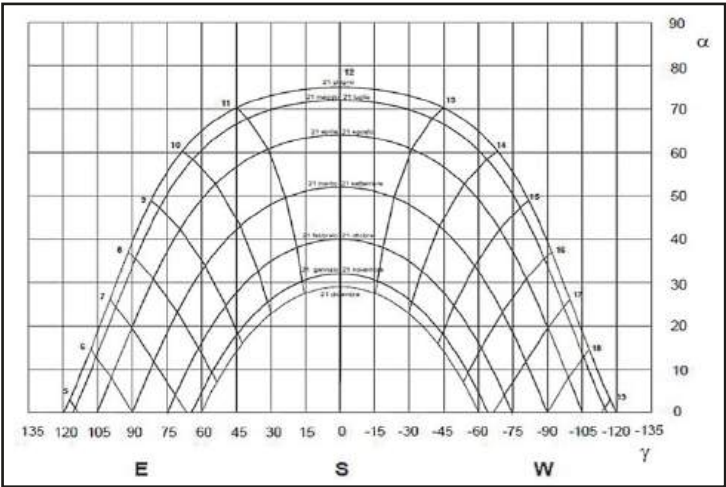
A posição do sol em relação a um ponto na Terra é definida pelo ângulo da altura solar (α) e do ângulo azimutal ou azimute (γ), isto é:

- Ângulo da altura solar: é o ângulo vertical entre a direção do sol e o plano horizontal;
- Azimute: é o ângulo horizontal formado entre o plano vertical que passa pelo sol e a direção do sul, sendo positivo para leste e negativo para oeste;
- Estes dois ângulos dependem da declinação (δ) da latitude e do ângulo de declinação horária. A declinação é o ângulo formado pela direção do sol com o plano do equador, seu valor, no hemisfério norte, varia durante o ano de $-23^\circ 27'$ no inverno para $23^\circ 27'$ no verão.

Os valores da altura solar e do azimute em qualquer período do ano podem ser conhecidos através dos diagramas de percursos solares. Esses diagramas são traçados para cada latitude e apresentam a altura solar e o zênite para os vários períodos do ano. Por outro lado, os diagramas em coordenadas cartesianas apresentam a projeção vertical do percurso solar tal como seria visto por um observador situado na Terra. No eixo horizontal apresenta-se o azimute e no vertical as alturas solares. As trajetórias solares estão traçadas para o dia 21 de cada mês

do ano. O gráfico da Figura 3.8 ilustra o diagrama de percursos solares para uma latitude de 38°, no hemisfério norte.

Figura 3.8 Diagrama dos percursos solares em coordenadas cartesianas (ACCA, s.f.)



3.1.7 Diagramas típicos da radiação solar

A Figura 3.9 apresenta o aspecto típico da radiação solar diária e a Figura 3.10 ilustra a curva típica de irradiação, ao longo das semanas do ano para o hemisfério norte, enquanto que a Figura 3.11 e a Figura 3.12 ilustram a influência de um dia com céu nublado na irradiação.

Figura 3.9 Curva de variação da energia solar durante um dia (Arizona Solar Power Society, 2010)

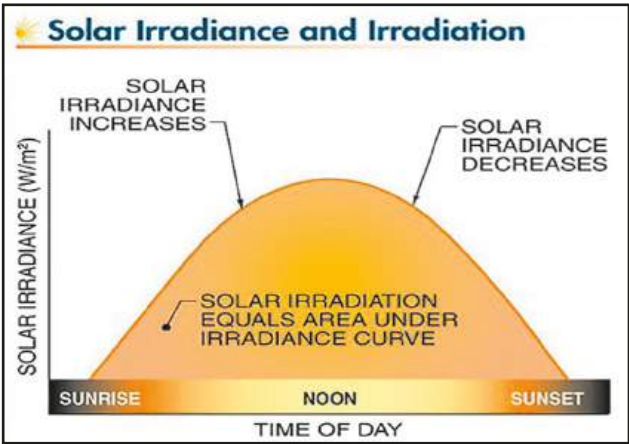


Figura 3.10 Variação da irradiação com as semanas do ano para o Hemisfério Norte (Newport)

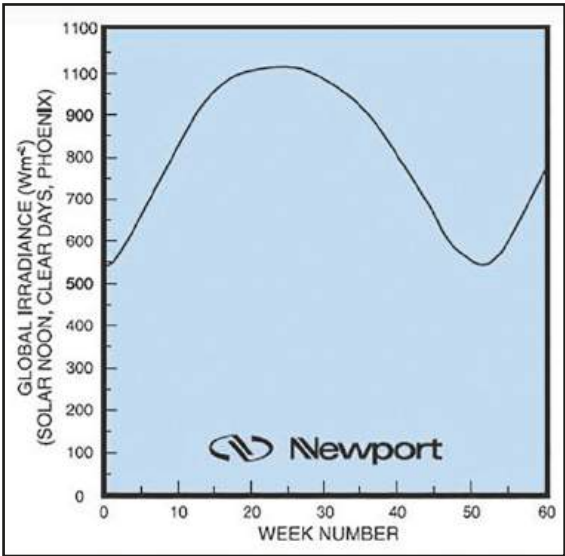


Figura 3.11 Irradiação num dia de céu claro (Newport)

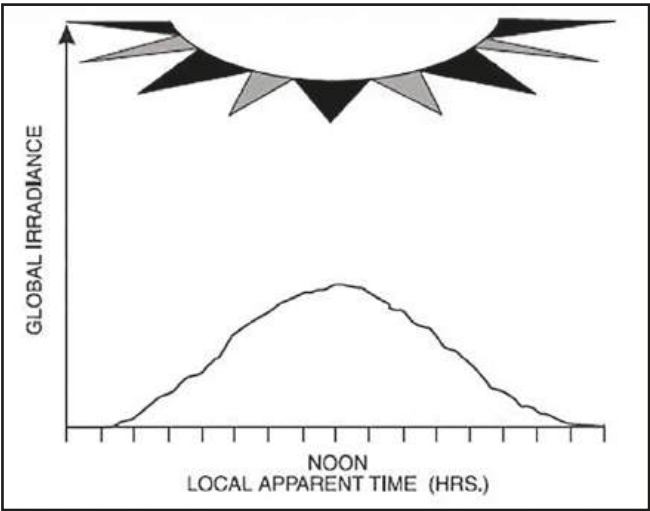
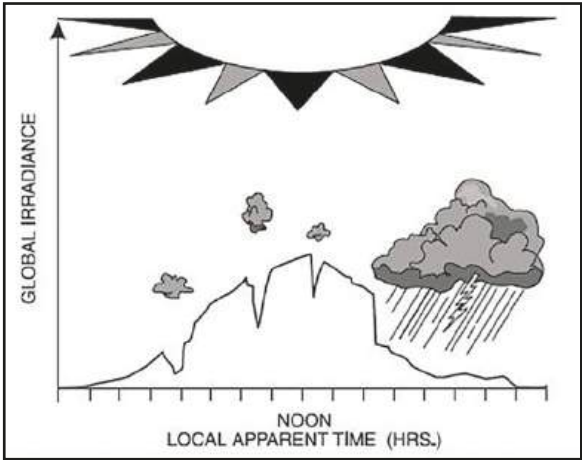


Figura 3.12 Irradiação num dia nublado com chuva (Newport)



A Tabela 3.2 ilustra a intensidade aproximada da radiação solar global e de suas componentes direta e difusa sob diferentes condições meteorológicas.

Tabela 3.2 – Intensidade aproximada típica da radiação solar em função das condições meteorológicas (Newport)

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m ²	600 W/m ²	500 W/m ²	400 W/m ²	300 W/m ²	200 W/m ²	100 W/m ²	50 W/m ²
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

3.1.8 Horas de sol a pino

As Horas de Sol a Pino representam uma medida equivalente da insolação total em um dia. Este parâmetro é definido para uma localidade especificada e representa a quantidade equivalente de horas em condições de sol a pino, isto é 1000 W/m², que produzem a mesma insolação que a da condição real.

A Figura 3.13 e a Figura 3.14 mostram como a quantidade de Horas de Sol a Pino é obtida graficamente impondo-se a igualdade entre as áreas de um

retângulo de altura igual à irradiação em hora de sol a pino, cuja área é equivalente à da área definida pela curva real de irradiação.

Figura 3.13 Número de horas equivalentes de sol a pino (Arizona Solar Power Society, 2010)

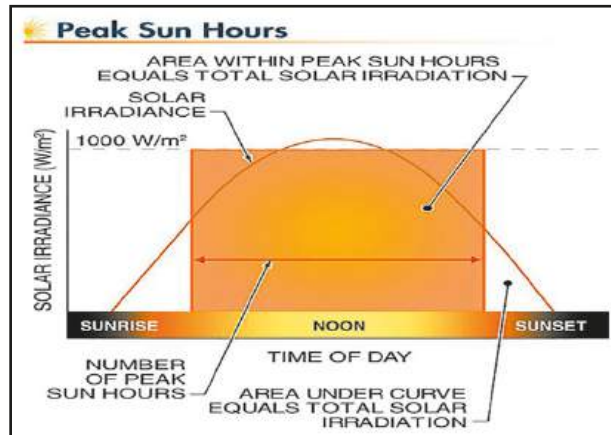
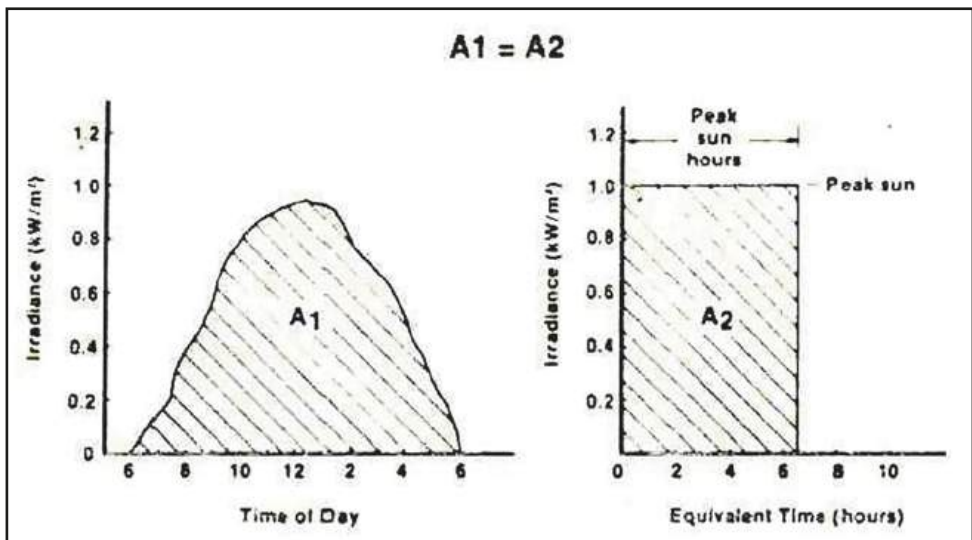


Figura 3.14 Número equivalente de horas de sol a pino (Stine & Geyer, 2001)



3.2 AFERIÇÃO DO POTENCIAL

Os dados do potencial solar citados no item anterior podem ser obtidos de distintas fontes e por equipamentos específicos. A seguir são destacadas as principais formas de medição com fins de produção de energia elétrica, assim como uma comparação do potencial mundial.

3.2.1 Medições de irradiação solar

Devido à grande variação das condições climáticas ao longo do ano, em uma localidade, as medições relativas à energia solar são realizadas em longos períodos para ter validade estatística, utilizando-se dois parâmetros:

Radiação diária média

É obtida pela média mensal dos valores da radiação diária, mês a mês, num período de 30 anos. Nota-se que pode haver valores mensais que se afastem significativamente em relação à média histórica do mês.

A insolação horária mensal média para o Ano Meteorológico Típico

Os dados característicos do Ano Meteorológico Típico (TMY – *Typical Meteorological Year*) são obtidos procedendo-se a análise estatística dos dados meteorológicos - solar e meteorológico – dos anos passados e extraíndo-se dessa série os dados históricos para cada um dos meses, utilizando-se aqueles de maior representatividade.

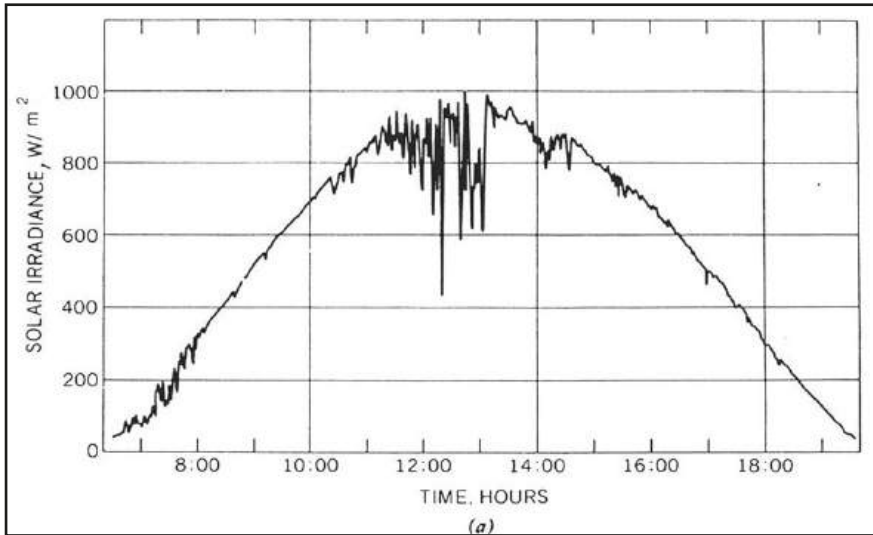
As medidas dos dados de irradiação e insolação provêm usualmente de duas fontes:

Medições diretas efetuadas em estações na Terra

Essas medidas são realizadas utilizando-se o piranômetro e o pireliômetro. O piranômetro, instrumento principal, mede a radiação solar global, proveniente de todas as direções incidente sobre o instrumento. A Figura 3.15 e a Figura 3.16 representam os dados globais típicos de irradiação solar registrados em um piranômetro disposto horizontalmente para um dia de céu claro e um dia com

nuvens. Usualmente, as leituras do piranômetro são armazenadas para obter-se a insolação diária expressa em kWh/m²/dia.

Figura 3.15 Exemplo de irradiação global sobre uma superfície horizontal em dia de céu claro (Stine & Geyer, 2001)



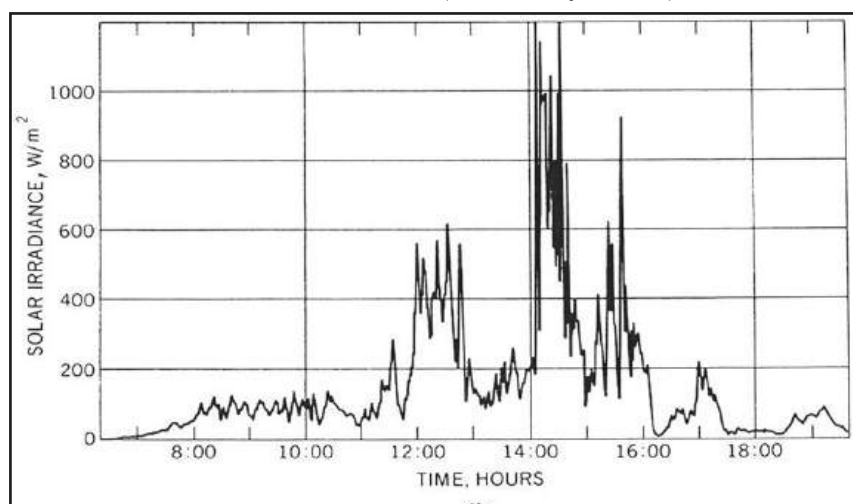
O pireliômetro, por sua vez, mede a irradiação direta normal sendo constituído de um termopar que conta com dispositivos que o orientam em direção ao sol. A componente difusa da radiação é medida através de piranômetros que contam com dispositivos específicos destinados a neutralizar a ação da componente direta.

Medidas por satélites

Uma fonte complementar de dados é usualmente obtida por transmissão à distância de medições proveniente de satélites geoestacionários. Os dados dos satélites são intrinsecamente menos precisos do que os obtidos por estações na Terra. As imagens dos satélites fornecem uma estimativa global da radiação solar sobre um plano horizontal com resolução espacial de até 10 km por 10 km. Os satélites medem tão somente a radiação solar refletida para o alto e a difusa. Esses valores são convertidos em medidas de irradiação global ou direta por meio de algoritmos que se utilizam de hipóteses empíricas e balizamento com dados de estações terrestres.

A disponibilidade de irradiação solar é medida por várias instituições como *World Radiation Data Center* (WRDC, Rússia), *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE-Brasil), Centro Aeroespacial Alemão (DLR), *Bureau of Meteorology Research Center* (Austrália), CIEMAT (Espanha), ENEA (Itália).

Figura 3.16 Exemplo de irradiação global sobre uma superfície horizontal em dia de céu nublado (Stine & Geyer, 2001)



3.2.2 Potencial da disponibilidade de energia solar

A energia solar recebida pela Terra é cerca de $1,53 \times 10^9$ TWh/ano, superando o consumo de energia elétrica em cerca de 10.000 vezes, que é aproximadamente $1,5 \times 10^5$ TWh/ano. Assim, observa-se que a energia do sol incidente na Terra por apenas uma hora é da ordem de grandeza do consumo de energia elétrica de um ano (IPCC, 2011).

Por outro lado, a potência que a Terra recebe do sol, corresponde a cerca de 40.000 vezes a potência elétrica instalada no mundo e a demanda de energia elétrica da Terra poderia ser atendida utilizando-se apenas 4 % da superfície do deserto do Saara.

Quanto à questão ambiental, a energia solar tem significativo potencial para reduzir o efeito estufa. De fato, a emissão de CO_2 produzida na fabricação dos dispositivos de conversão fotovoltaicos é ínfima, tendo sido estimada de 18

a 76 g/kWh para essas células e de 14 g/kWh para as usinas que utilizam a tecnologia de concentração solar. Por outro lado, a operação de usinas solares não produz gases de efeito estufa, podendo evitar a utilização de combustíveis fósseis (IPCC, 2011).

O potencial técnico de energia solar é uma estimativa prática, que representa a quantidade de radiação que poderia ser efetivamente utilizada considerando-se o rendimento de conversão das tecnologias disponíveis, como centrais fotovoltaicas e centrais de conversão da energia solar em energia térmica, bem como os fatores locais tais como disponibilidade de terrenos e condições meteorológicas.

O potencial técnico é função de vários parâmetros e hipóteses, alguns de difícil avaliação, como por exemplo: a composição de fontes térmicas adotada, o desenvolvimento de novas tecnologias e as possíveis melhorias de desempenho. Assim, há diversas metodologias para sua determinação, que entretanto podem levar a diferentes resultados.

A Tabela 3.3 apresenta os valores de potencial técnico por regiões do mundo, mostrando que a energia elétrica que poderia ser obtida da energia solar é muito maior do que o consumo de fontes convencionais.

As aplicações efetivas da energia solar e o seu potencial econômico dependem, além de seu potencial técnico, também de ampla variedade de fatores como por exemplo: vínculos ambientais, topografia, condições climáticas, eficiência da tecnologia utilizada na conversão, política nacional de incentivos para a produção de energia por fontes renováveis, e características técnicas e operativas do sistema elétrico.

Tabela 3.3 – Potencial técnico anual de energia solar (IPCC, 2011)

Regiões	Faixa das estimativas	
	Mínimo EJ	Máximo EJ
América do Norte	181	7.410
América Latina e Caribe	113	3.385
Europa Ocidental	25	914
Europa Central e Oriental	4	154
União Soviética - URSS	199	8.655
Meio Oeste e Norte da África	412	11.060
África Sub Saariana	372	9.528
Ásia Pacífica	41	994
Ásia do Sul	39	1.339
Ásia Central	116	4.135
Pacífico OECD	73	2.263
Total	1.575	49.837
Relação entre potencial técnico e demanda de energia em 2008 (492 EJ)	32	101

Obs. 1 EJ = 278 TWh

No que tange às políticas nacionais e locais, das quais a demanda de instalações de centrais fotovoltaicas depende, é importante salientar que no ano de 2009 pelo menos 60 países – 37 desenvolvidos ou em transição e 23 em desenvolvimento – promoveram políticas para incentivar a geração com fontes renováveis, nas quais a energia solar está inserida.

Atualmente, a energia solar é amplamente utilizada em regiões onde existem limitações físicas ou ambientais para as outras fontes, em aplicações com a central solar desconexa da rede (“off-grid”) e, de modo geral, naquelas situações em que o uso da energia solar é justificado economicamente face às alternativas.

A gama de tecnologias que utiliza energia solar é bastante diferenciada e apresenta mercados com taxas de crescimento muito diferentes, variando na faixa de 10 % a 50 % ao ano, fazendo com que o potencial econômico de cada tecnologia seja sensível à evolução do seu custo diante de alternativas, surgindo oportunos nichos de mercado.

3.3 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR

A utilização da energia solar, com as tecnologias atualmente disponíveis, apresenta vantagens e limitações, destacando-se:

3.3.1 Vantagens

- É renovável e inesgotável;
- Está disponível em praticamente todos os países do mundo, não sendo localizada como ocorre, por exemplo, com a hidroeletricidade;
- Não produz emissões nocivas de gás estufa na atmosfera;
- Pode ser utilizada modularmente, em pequena ou grande escala, inclusive em utilização doméstica;
- É de fácil instalação e manutenção;
- Representa uma alternativa viável técnica e economicamente para o suprimento de energia elétrica a zonas isoladas;
- É adequada para aplicações em Geração Distribuída utilizadas em Redes Inteligentes.

3.3.2 Limitações

- Tecnologias utilizadas em energia solar ainda se encontram em fase de desenvolvimento, com baixos níveis de rendimento;
- Alto custo de investimento;
- Disponibilidade durante período diurno quando há irradiação suficiente, necessitando de armazenagem, em alguns casos, de alto custo ou de fonte alternativa, para uso em outros períodos;

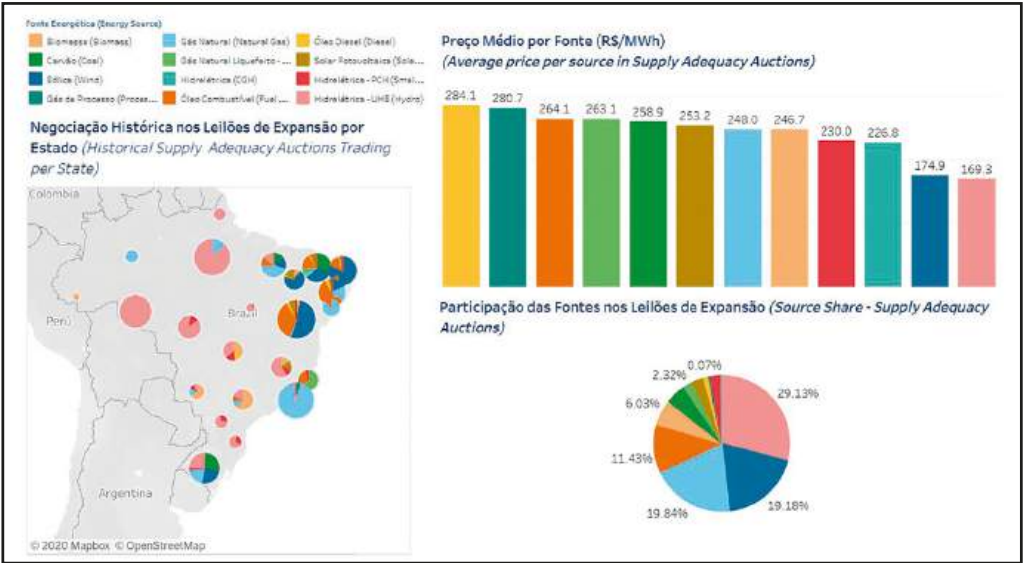
- Necessidade de área de grande dimensão a para a instalação, por exemplo, é necessário cerca de 1 hectare para uma instalação solar fotovoltaica de 1 MW;
- A produção de energia solar depende significativamente das condições climáticas, que são incertas;
- A irradiação solar é função da localidade podendo ocorrer limitações geográficas para a produção de energia elétrica.

CUSTOS DOS SISTEMAS – GD E CENTRALIZADA

A análise dos custos presentes neste capítulo foi realizada considerando os cenários brasileiro e internacional. Não obstante, o ambiente internacional sedia os principais atores desse setor, quer sejam fabricantes, quer sejam consumidores, e determina na economia globalizada, as bases de mercado válidas, excluindo-se as questões fiscais e tributárias.

O custo da energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos tem se reduzido nos últimos anos. O preço médio de energia consolidado dos leilões mostra que o preço da energia solar fotovoltaica é mais abaixo que o preço de algumas fontes convencionais de energia, tais como, óleo diesel, óleo combustível, carvão e gás natural liquefeito (CCEE, 2020). Na Figura 4.1 observa-se o gráfico dos preços médios de energia consolidados divididos por fonte e sua distribuição geográfica.

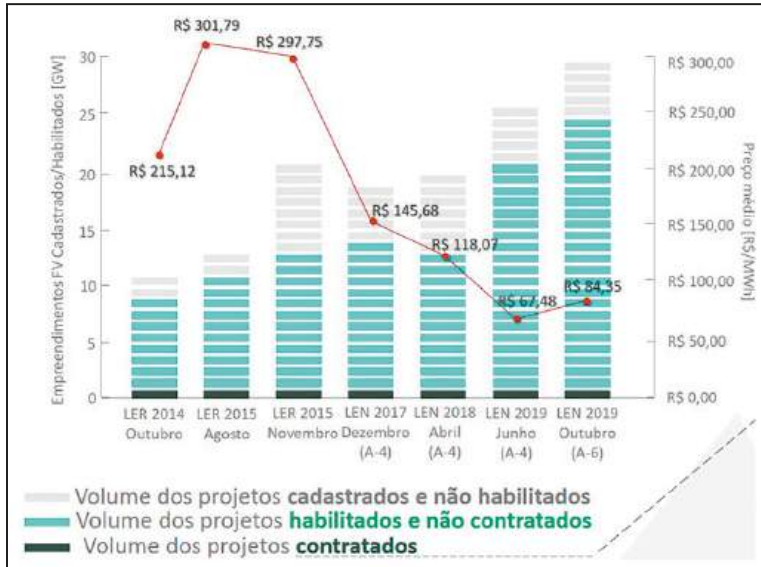
Figura 4.1 Preço médio da energia por fonte (CCEE, 2020)



Apesar de que o preço da energia proveniente de outras fontes é mais baixo no consolidado, o qual se deve ao fato de contabilizar o preço da energia a partir dos valores dos leilões anteriores, o preço médio da energia dos dois últimos leilões é muito mais baixo que o consolidado, como é possível observar na Figura 4.2. O preço médio consolidado é 253 R\$/MWh, enquanto o preço médio do último leilão foi 84,35 R\$/MWh. Além do anterior, segundo informações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), nos dois últimos leilões (A-4 e A-6 de 2019) o preço médio de energia solar foi mais baixo que o preço da energia eólica, como indicado na Figura 4.3.

Cabe ressaltar, no entanto, que é possível que haja alguma distorção no preço em situações específicas, onde, por exemplo, empreendimentos podem estar associados a uma planta produtora de módulos, fazendo com que o preço de venda no leilão seja uma componente de um empreendimento que transcende a construção da usina solar em si. Outras condições comerciais, envolvendo incentivos e mercado de painéis, a nível mundial, também podem levar a distorções nos preços de leilões de energia solar.

Figura 4.2 Preço médio da energia fotovoltaica contratada nos leilões (Greener, 2020)



A Tabela 4.1 apresenta as potências dos projetos eólicos contratados nos leilões desde o ano 2014. Observando os valores da tabela e a Figura 4.2 percebe-se que a quantidade de projetos contratados em cada leilão é muito inferior comparado com os projetos cadastrados e habilitados; na melhor situação os projetos contratados representam apenas um 10 % dos projetos cadastrados.

Tabela 4.1 Potência dos projetos contratados por leilão desde 2014 (Greener, 2020)

Leilão	Potência dos projetos contratados (MW)
A-3 2014	744,9
A-2 2015	833,8
A-3 2015	929,3
A-4 2017	574,0
A-4 2018	806,4
A-4 2019	203,7
A-6 2019	530,0

Figura 4.3 Resultados leilões A-4 e A-6 de 2019 (EPE, 2019)

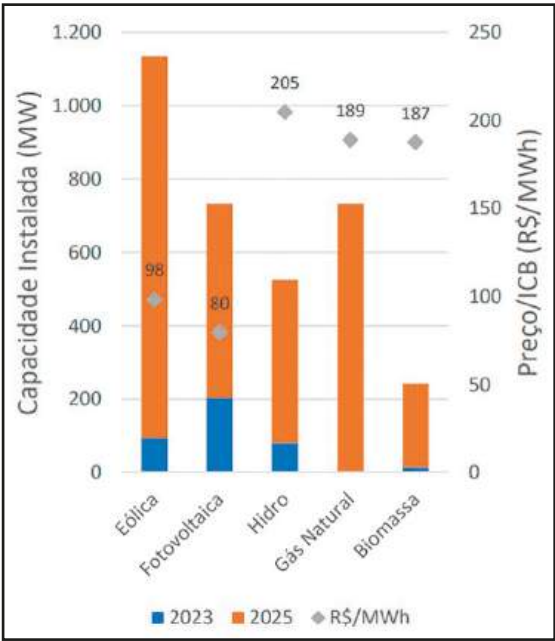


Figura 4.4 Peso relativo dos custos no orçamento total dos projetos (valores médios) (EPE, 2020)

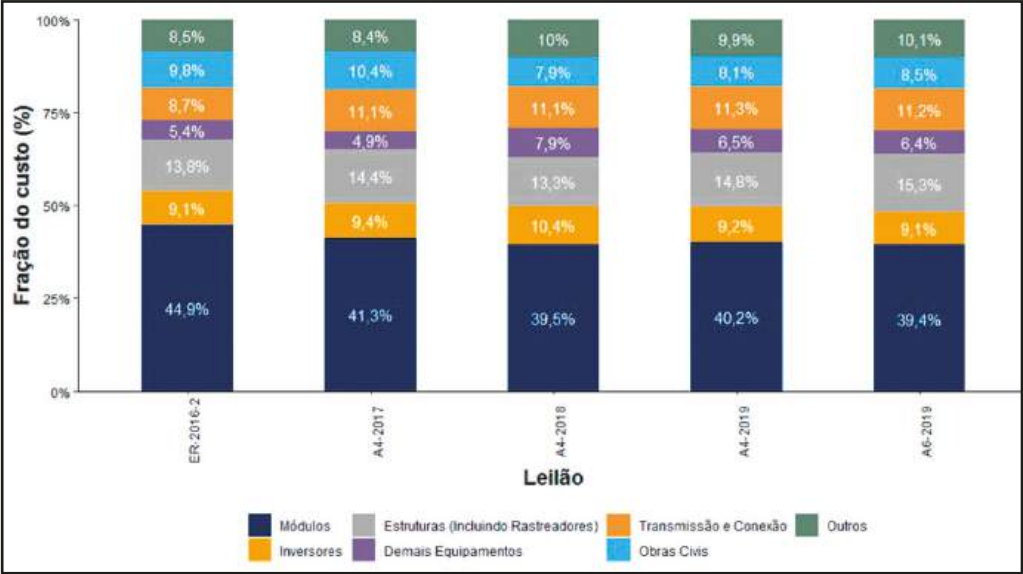
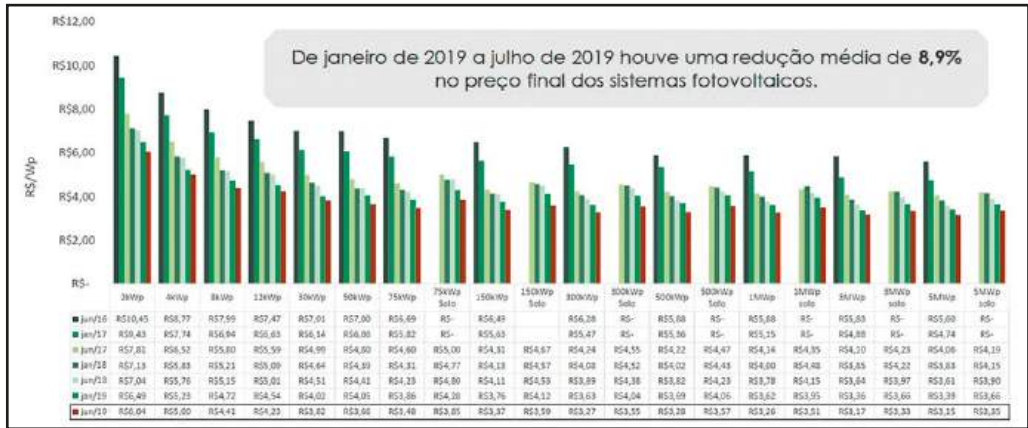


Figura 4.5 Preços de sistemas fotovoltaicos para o cliente final (Greener, 2019)



O interesse das fontes renováveis como alternativa às convencionais a combustível fóssil, motivou governos introduzirem incentivos nesse sentido, em particular, para as fotovoltaicas.

Recentemente, a pressão de fatores políticos, ambientais, de mercado, de escala e de tecnologia, imprimiu diminuição no custo da energia fotovoltaica, que iniciou sua participação na produção de energia elétrica, com significativo crescimento da capacidade instalada e a consequente redução dos custos.

A análise econômica conduzida neste capítulo é realizada da perspectiva do investidor, seja uma companhia de geração de energia elétrica, um produtor independente, ou um indivíduo ou uma comunidade que deseje investir em fontes fotovoltaicas de pequeno porte, não obstante as centrais de médio e grande porte também sejam abordadas. Por outro lado, essa análise exclui o impacto de incentivos ou subsídios governamentais, bem como as vantagens da emissão evitada de CO₂ e demais mitigações de impactos ambientais propiciados por fontes renováveis. Também não foi considerado o esgotamento das fontes de extração dos combustíveis fósseis.

Um sistema fotovoltaico é visto neste texto como sendo composto pelo custo de implantação, individualizando seus principais componentes, e de operação/manutenção.

Sistemas com conexão à rede pública e sistemas isolados, bem como a questão da armazenagem de energia também são tratados na análise de custos dos sistemas fotovoltaicos.

Vale ressaltar que o mercado de sistemas fotovoltaicos tem atravessado situações turbulentas nos últimos anos, com desequilíbrios na oferta e na

demanda, motivados tanto por fatores exógenos como subsídios de governo para incentivar o uso, como avanços tecnológicos e variações significativas na escala de produção. Esse quadro impõe um grande desafio na análise de custos desses sistemas, que tem apresentado inflexões e descontinuidades motivadas por esses fatores.

É importante notar ainda, que os preços dos sistemas variam significativamente com a região e o país onde é instalado, tanto pela possibilidade local de produção de parte da instalação como incentivos ou impostos em vigência. Por exemplo, a Alemanha, que apresenta um dos mercados fotovoltaicos mais competitivos, baseou-se em um grande mercado doméstico e de um longo histórico de incentivos estáveis e de longo prazo. A Figura 4.6 apresenta as fronteiras da análise e uma visão da formação do preço final da energia produzida por um sistema fotovoltaico a serem considerados. Note que, atendendo a nomenclatura usual na literatura internacional, o custo da energia produzida por um determinado sistema fotovoltaico é designado por “LCOE”, em inglês, *Levelized Cost of Energy* – que leva em conta o valor presente do custo do investimento e dos custos operacionais e de manutenção. É definido por:

$$LCOE = \frac{C_{Inv} + C_{Oper} + C_{Man}}{E_{Prod}} \quad (4)$$

Onde:

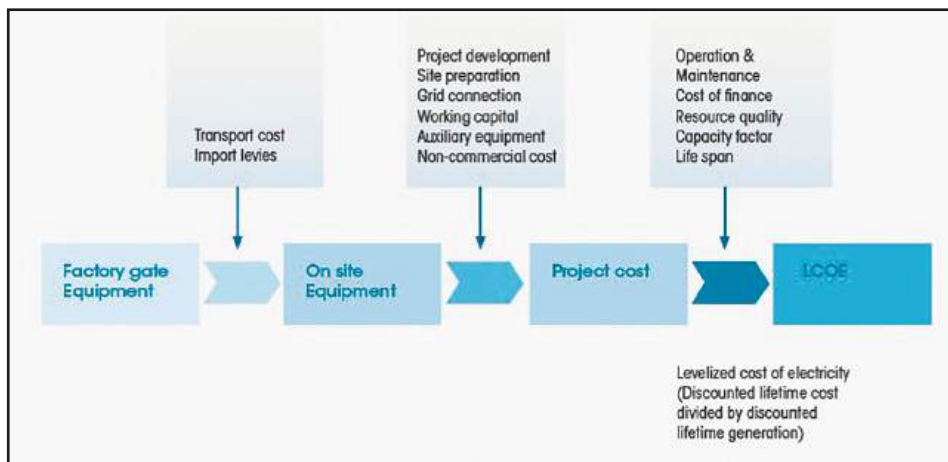
C_{Inv} : Custo presente total do investimento;

C_{Oper} : Soma dos custos operacionais, em valor presente;

C_{Man} : Soma dos dispêndios com manutenção, em valor presente;

E_{Prod} : Energia total produzida em kWh.

Figura 4.6 Indicadores do custo da geração de energia elétrica através de centrais fotovoltaicas (IRENA)



O LCOE das fontes renováveis, solares e eólicas, varia em função da tecnologia utilizada que determina o desempenho/rendimento, do país, do projeto e nos custos de capital, embora, por simplicidade de análise, se desconsidere neste texto, as diferenças regionais. Vale ressaltar que o baixo custo de operação e manutenção realça a importância do custo de investimento e do de capital (WACC).

Em tudo quanto se segue a análise baseia-se em dados obtidos junto a organizações consolidadas tais como a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, por sua sigla em inglês), o Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL), *SolarPower Europe* e o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DoE). Os dados obtidos destas instituições provêm de uma variedade de fontes, tais como, revistas técnicas e associações industriais.

4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – SISTEMAS E COMPONENTES

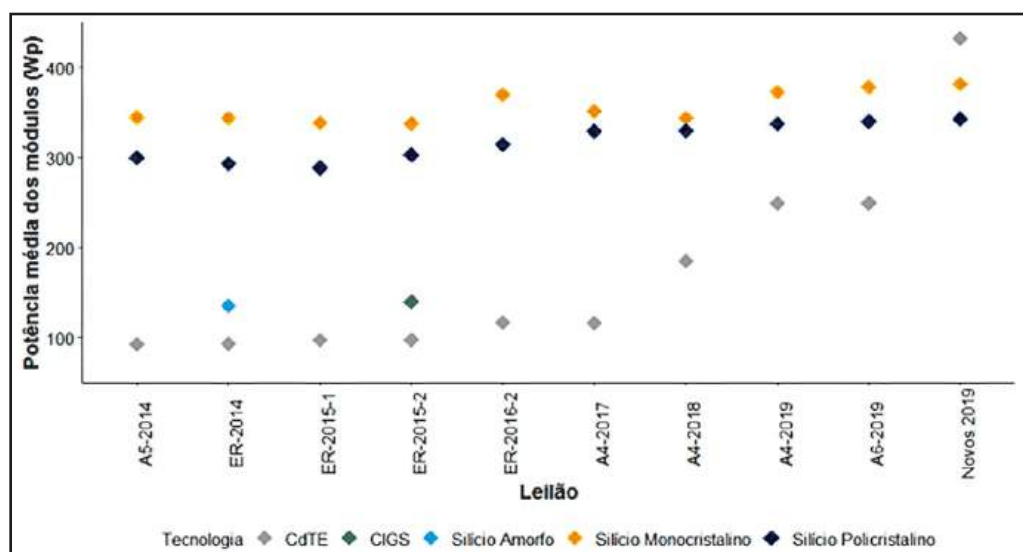
Atualmente a tecnologia que domina o mercado é a do silício com cerca de 95 % da potência total instalada, com participação de 62,36 % do silício policristalino, e do silício monocristalino ocupando 33,03 %. A porcentagem restante do mercado se distribui pelas células a filme fino, sendo que o CdTe ocupa cerca de 2,36 %, o a-Si 0,3 % e o CI(G)S 1,95 % (ISE, 2019).

Independentemente das dimensões da instalação e do escopo ao qual se destinam, os sistemas de geração fotovoltaica se comportam como uma “ilha de potência”, composta de painéis, que são conjuntos de células de silício cristalino ou de filme fino, na qual ocorre a transformação da energia radiante em

energia elétrica e de um sistema complementar que permite sua transferência ao usuário final.

A conversão da energia solar em elétrica ocorre nos painéis solares, em corrente contínua, cuja potência fornecida varia, usualmente, de 100 a 400 W em cada painel, atualmente com aplicações mais frequentes de painéis de 300 a 400 W, basta ver a potência média dos módulos nos últimos leilões (Figura 4.7). Os painéis são compostos da associação em paralelo de tiras de células ligadas em série.

Figura 4.7 Potência média dos módulos por tecnologia para cada leilão desde 2014 (EPE, 2020)



Um painel ou um conjunto de painéis é associado a um inversor, que converte a corrente contínua em alternada e em geral também otimiza a operação, buscando o ponto de maior transferência de potência conforme seja a temperatura e o nível de irradiação recebida. Em raros casos que o inversor não apresenta essa funcionalidade, é necessário que se inclua no circuito um dispositivo “otimizador” que busque esse ponto de trabalho.

Cabos, disjuntores e quadros de distribuição são utilizados para conectar os painéis constituindo a parte elétrica do sistema fotovoltaico de produção de energia. Em alguns casos, geralmente de instalações de médio ou grande porte, é necessária a aplicação de transformador para compatibilizar a tensão de saída dos inversores com a tensão da rede pública.

O suporte mecânico dos painéis é composto de estruturas, em geral de alumínio, nas quais os painéis são fixados com inclinação e orientação adequada para receber a irradiação solar. Há sistemas de suporte que acompanham automaticamente o movimento do sol durante o dia (“tracking”), maximizando a captação de irradiação.

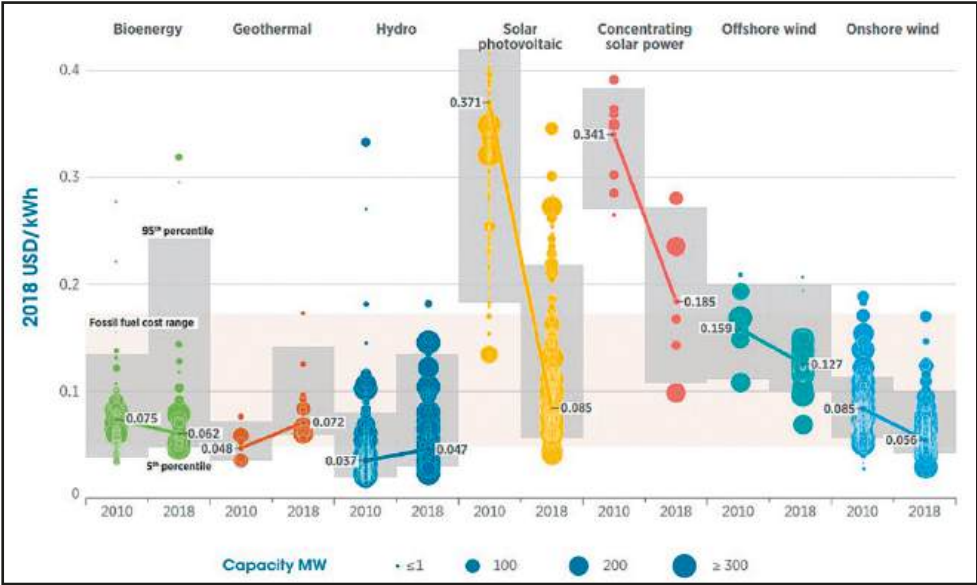
Uma vantagem relevante dos sistemas fotovoltaicos em relação a outras modalidades de geração é a composição em módulos e a simplicidade da instalação, que não tem máquinas rotativas e equipamentos complexos, frequentemente presentes em centrais geradoras. Em sistemas deste tipo a economia de escala é significativa, seja em função da demanda total de potência, seja do porte da instalação fotovoltaica. De fato, sendo os painéis componentes modulares que independem do porte da instalação resulta que o aumento da potência instalada da unidade geradora leva a um aumento da produção industrial de painéis e de consequência à redução de seu custo unitário. Por outro lado, o aumento do porte da instalação leva a uma diminuição do custo unitário de produção pela menor incidência das partes comuns.

4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – CUSTOS E DESEMPENHO

Nas últimas décadas a tecnologia fotovoltaica teve desenvolvimento notável, impulsionada pela valorização da energia de fontes renováveis e limpas, pela volatilidade dos preços dos combustíveis, pela pressão do aumento da oferta de energia, bem como pelo aumento do preço da energia e pela confiabilidade que oferece, dentre outros fatores.

Acompanhando essa evolução, o custo da energia produzida por fonte fotovoltaica apresentou forte redução de custo. Há poucos anos o seu valor, era cerca de 4 a 5 vezes o das usinas termoeletricas a combustíveis fósseis. Com o aumento do preço dos combustíveis fósseis e com a redução contínua dos preços dos módulos fotovoltaicos, o custo de fornecimento de energia pela rede convencional a unidades residenciais possivelmente se igualará aos custos de produção de energia por painéis fotovoltaicos. Segundo dados da IRENA em 2018 o custo da energia de usinas solares fotovoltaicas já estava na mesma faixa de custo da energia produzida por combustíveis fósseis, como pode se observar na Figura 4.8 (IRENA, 2019).

Figura 4.8 LCOE global de tecnologias de geração renováveis a nível de usina, 2010-2018 (IRENA, 2019)



A Figura 4.9 e a Figura 4.10 ilustram a evolução da potência instalada de fotovoltaicas e eólicas no mundo desde 2008 até 2018. Observa-se que apesar de que em 2010 a diferença entre a capacidade instalada das duas fontes era grande, com a capacidade eólica tendo 198 GW e a fotovoltaica 40 GW, no final de 2018 essa diferença se reduziu significativamente sendo de 86 GW apenas.

Figura 4.9 Evolução da capacidade solar fotovoltaica no mundo, 2008-2018 (REN21, 2019)

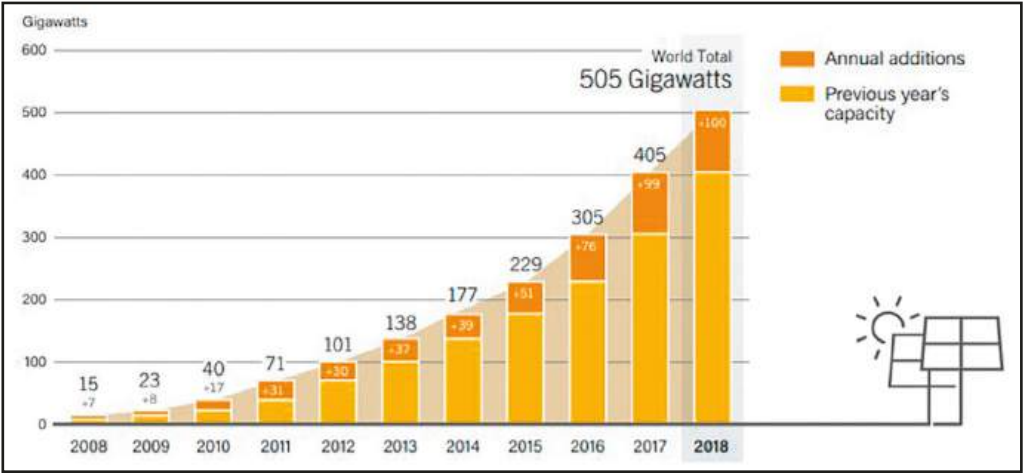
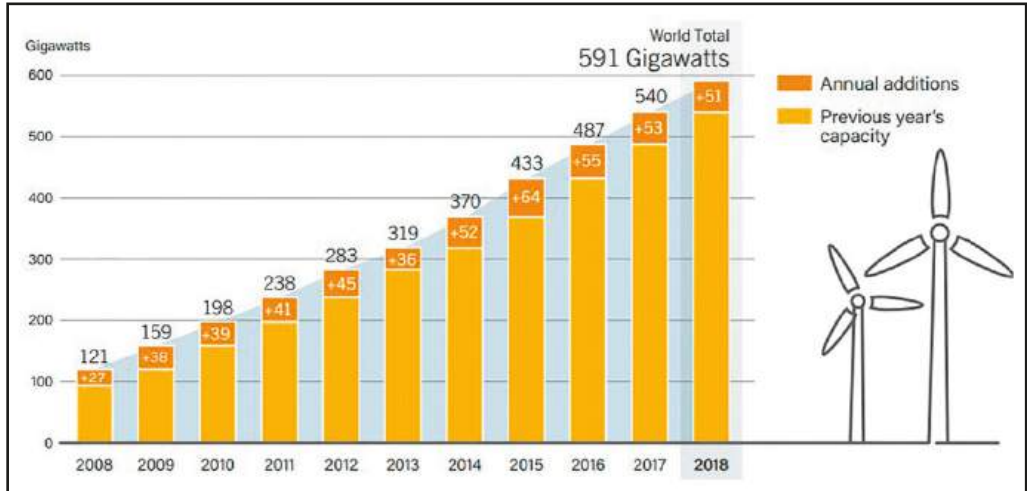
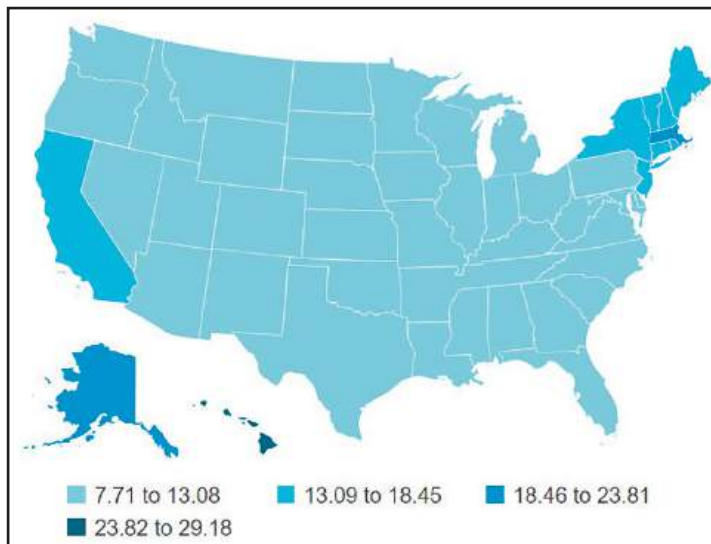


Figura 4.10 Evolução da capacidade eólica no mundo, 2008-2018 (REN21, 2019)



A Figura 4.11 apresenta os custos médios de eletricidade por estado nos Estados Unidos; Louisiana apresenta o menor preço (7,71 centavos de USD/kWh) e Havaí o maior (29,18 centavos de USD/kWh). O LCOE de uma usina fotovoltaica (Figura 4.8) se encaixa entre os valores mais baixos de eletricidade dos Estados Unidos, podendo ser interpretado que atualmente esta fonte de energia é uma das mais econômicas.

Figura 4.11 Custos médios da energia elétrica nos EUA para pequenos consumidores em centavos de USD/kWh, dados de 2018 (EIA, 2019)



4.2.1 Estrutura do custo da instalação de sistemas fotovoltaicos

Os parâmetros fundamentais para o estabelecimento do custo da energia elétrica produzida por um sistema fotovoltaico são:

- Investimento para instalação;
- Taxa de desconto (custo de capital);
- Custos de operação e manutenção;
- Nível de irradiação solar;
- Rendimento das células solares.

O custo do investimento é composto por duas parcelas: a primeira, referente aos painéis fotovoltaicos e a segunda ao custo complementar, que se refere ao restante dos componentes e serviços, incluindo a preparação da área que irá receber os painéis solares. Essa parcela de custo complementar é usualmente denominada, internacionalmente, *Balance of System* – BoS.

O custo dos painéis compõe-se, fundamentalmente, do custo da matéria-prima e de fabricação das células e do custo da matéria-prima e de montagem dos painéis.

O custo complementar, BoS, engloba o custo de preparação do sítio, o custo das estruturas de suporte; o custo da instalação elétrica compreendendo os cabos, transformador (se for o caso) e mão de obra para a execução da instalação; o custo das baterias ou outro dispositivo quando se tratar de instalação com acumulação e finalmente do processo administrativo referente à habilitação da instalação, financiamento, alvarás, e autorização da conexão com a rede de transmissão.

A título de ilustração, a Figura 4.12 e a Figura 4.13 apresentam as parcelas dos custos para quatro sistemas fotovoltaicos: um residencial, um comercial, e duas usinas de 100 MW, uma com módulos fixos e a outra com seguidor solar de um eixo. Os gráficos baseiam-se em pesquisas realizadas pelo NREL e mostram a evolução dos custos desde o ano 2008 até o 2018.

Figura 4.12 Custos de investimentos para sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais, 2010-2018 (NREL, 2020)

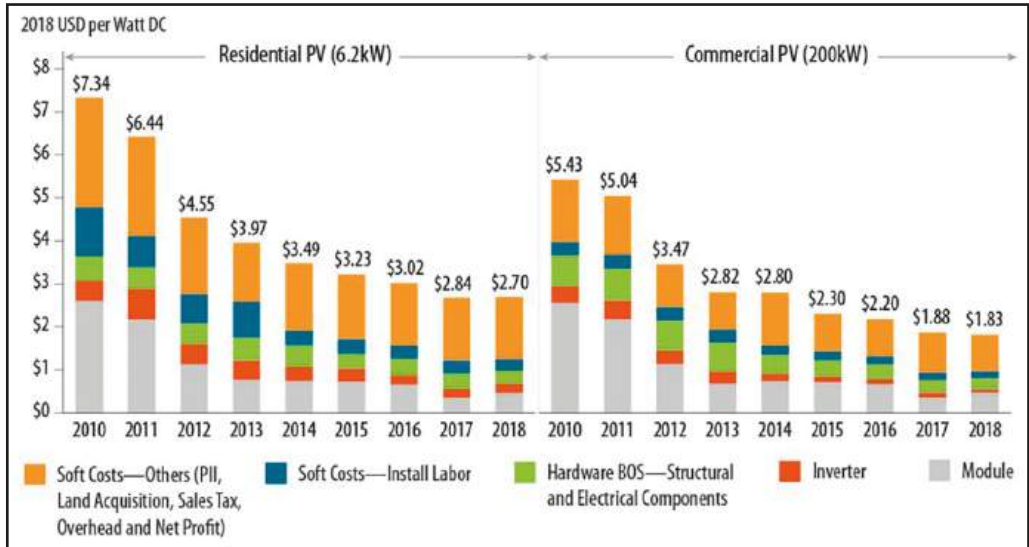
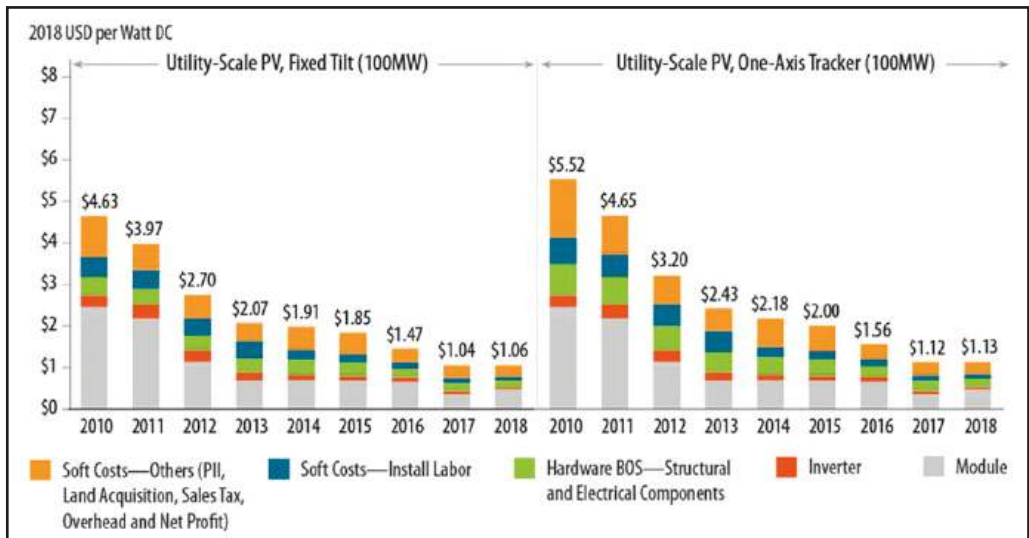


Figura 4.13 Custos de investimentos para usinas fotovoltaicas de 100 MW com módulos fixos e com seguidor solar de um eixo, 2010-2018 (NREL, 2020)



Na Figura 4.14, na Figura 4.15 e na Figura 4.16 observam-se os preços de um sistema fotovoltaico residencial, comercial e industrial respectivamente no Brasil. O preço está dividido entre o preço do kit (módulos, inversores, estrutura e acessórios) e o custo de integração. Assumindo que um dólar de 2018 equivale

a 3,8 reais, nos três casos brasileiros apresentados o custo do investimento é menor que o custo dos Estados Unidos.

Figura 4.14 Preços de um sistema fotovoltaico residencial de 4 kWp (Greener, 2019)

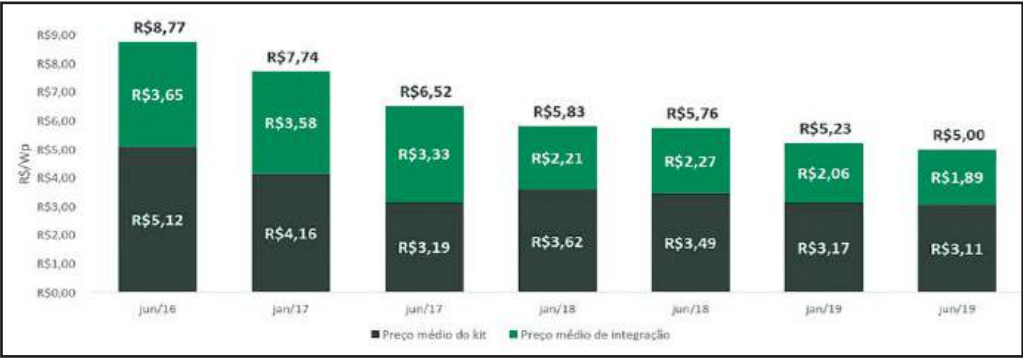
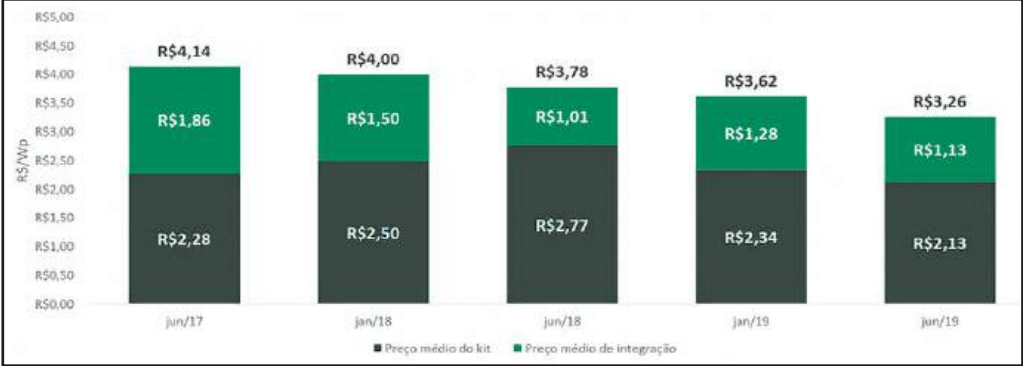


Figura 4.15 Preços de um sistema fotovoltaico comercial de 50 kWp (Greener, 2019)



Figura 4.16 Preços de um sistema fotovoltaico industrial de 1 MWp (Greener, 2019)



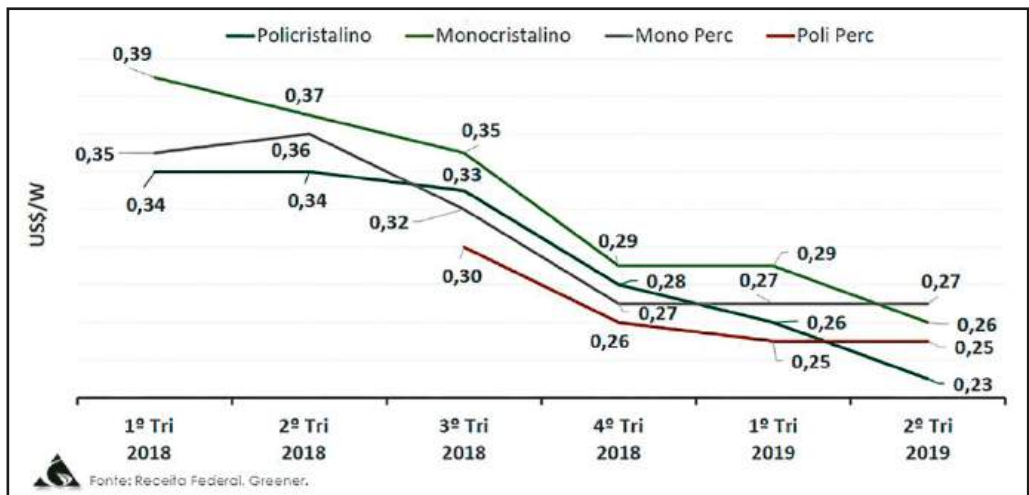
O desenvolvimento tecnológico e a economia de escala permitiram aos fabricantes de células de silício cristalino e de filme fino obter reduções sensíveis no custo e a tendência é que essas reduções se acentuem por processos de automação de processos, redução das perdas de matéria-prima, redução do custo da mão de obra e à economia de escala.

Por outro lado, a possibilidade de redução do custo do BoS é associada a condições locais de disponibilidade de mão de obra, e menor do que a dos painéis, por envolver serviços e materiais consolidados.

Custo dos módulos

Uma evolução do preço dos painéis por tecnologia está apresentada na Figura 4.17 em USD/W que é o custo por potência que o painel produz. Nota-se uma tendência constante de diminuição do preço, exceto nos módulos de tecnologia PERC.

Figura 4.17 Preço de módulos fotovoltaicos por tecnologia nos últimos anos¹ (Greener, 2019)



É importante ressaltar que o mercado fotovoltaico tem apresentado crescimento muito rápido e elevada especialização que induz significativas incertezas na estimativa de projeções de custos.

¹ Preço dos módulos no país de origem. Valores informados na data de chegada ao Brasil (Greener, 2019).

No capítulo 2, a Figura 2.19 ilustra as eficiências e potências de alguns módulos comercializados atualmente, classificados segundo o tipo de tecnologia.

É interessante observar que, segundo (REN21, 2019), o preço dos módulos FV foi reduzido 29 % aproximadamente em 2018, tendo um preço médio global de 22,4 ¢/W.

A Figura 4.18 contém os preços médios mensais de diferentes tecnologias de módulos FV desde o início de 2010 até o final de 2018. Observa-se uma importante redução nos preços de módulos cristalinos, em 2010 com preços acima de 2,5 USD/W a 0,5 USD/W aproximadamente em 2017. A Figura 4.19 ilustra a produção mundial de células/módulos fotovoltaicos desde 2005 até 2019, mostrando a China na liderança e uma produção mundial de mais de 120 GW em 2019.

Figura 4.18 Média mensal de preços para módulos fotovoltaicos por tecnologia e fabricante, 2010-2018 (IRENA, 2019)

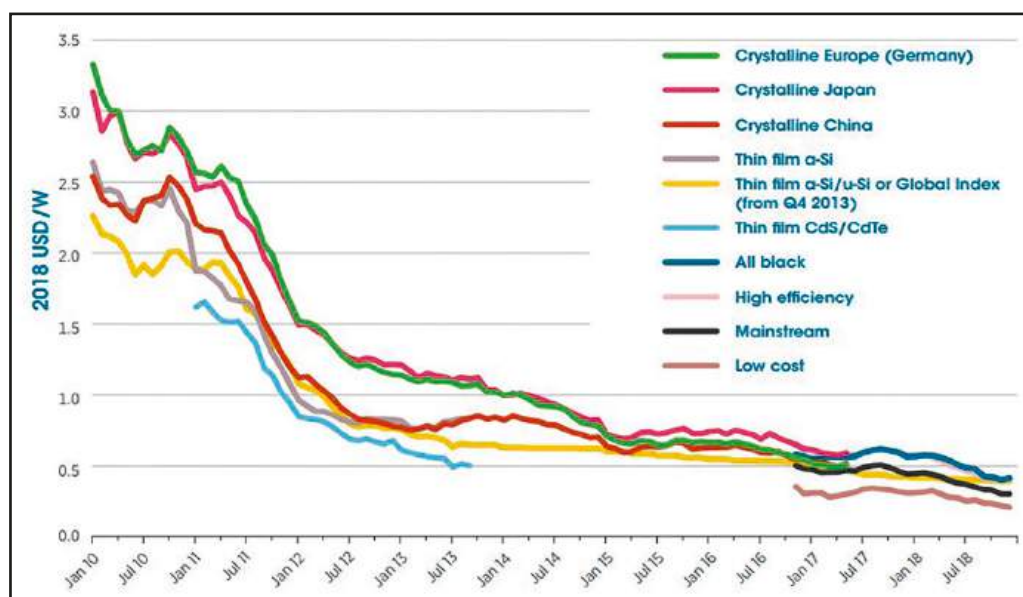
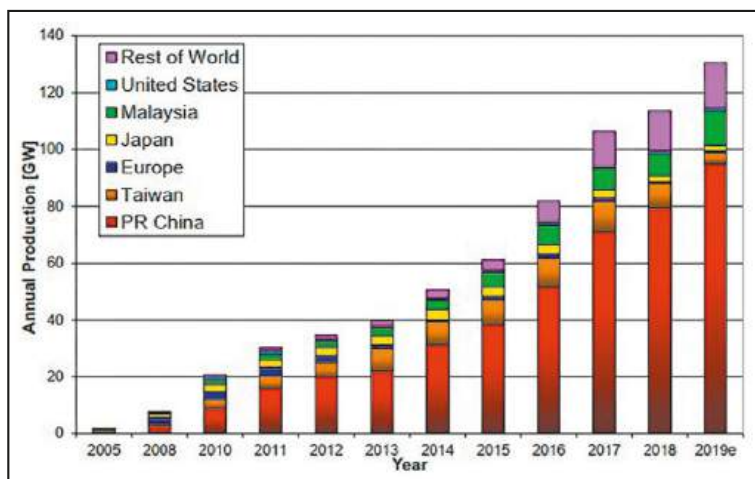


Figura 4.19 Produção mundial de células/módulos fotovoltaicos de 2005 a 2019 (estimativa)



Custo do inversor

O inversor é um componente eletrônico fundamental no sistema fotovoltaico. Ao início de 2018 seu custo era da ordem de 0,06 a 0,45 USD/Wac dependendo do tipo de sistema a ser instalado (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018). Na Tabela 4.2 são mostrados os preços de vários tipos de inversores para aplicações residenciais, comerciais e industriais, assim como a conversão de preço de USD/Wac a USD/Wdc. Os preços e a conversão foram obtidos do *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018* do NREL.

Tabela 4.2 Preços de inversores (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018)

Tipo de inversor	Setor	USD/Wac	DC-AC	USD/Wdc
String inverter monofásico	Residencial	0,14	1,15	0,12
Microinversor	Residencial	0,45	1,15	0,39
Otimizador de potência DC – String inverter	Residencial	0,20	1,15	0,18
String inverter Trifásico	Comercial	0,09	1,15	0,08
Inversor central	Industrial (módulos fixos)	0,06	1,36 (sobredimensionado)	0,04
Inversor central	Industrial (seguidor de 1 eixo)	0,06	1,30 (sobredimensionado)	0,05

Custo complementar – *Balance of System (BoS)* e Custos “*soft*”

O custo do BoS, compreende os custos dos componentes estruturais e elétricos da instalação, enquanto os custos *soft* referem-se aos custos dos serviços de instalação, impostos, licenças, aquisição de terras (quando necessário) e lucro dos instaladores. A seguir são relacionados de forma mais específica estes custos:

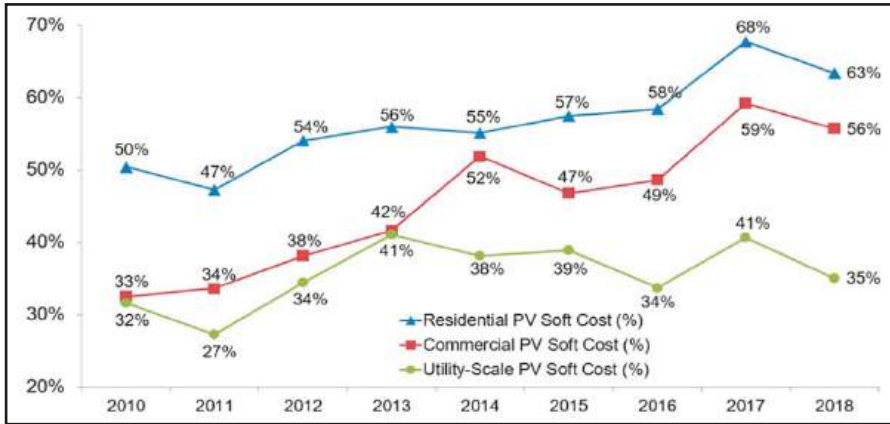
- Estrutura de sustentação mecânica dos módulos, opcionalmente com sistema de acompanhamento do movimento do sol (“tracking”);
- Componentes elétricos para conexão e operação;
- Serviços de preparação da área;
- Serviços de instalação e montagem;
- Equipamentos e instalações para armazenamento de energia, se for o caso;
- Projeto e gerenciamento da obra inclusive despesas para a obtenção de licenças e comissionamento.

A fixação das estruturas varia conforme o local onde o sistema será instalado, havendo soluções específicas para instalações de sistemas residenciais e comerciais.

A preparação da área para a instalação representa uma parcela importante do custo dos sistemas fotovoltaicos, porém é variável conforme a região e o país de instalação.

Os custos *soft* que envolvem o projeto e o gerenciamento da obra de instalação e licenças são usualmente incluídos nos preços de instalação nos sistemas de pequeno porte, residenciais ou comerciais. Como pode ser observado na Figura 4.20, esse valor, no início de 2018, representava 35 % para sistemas industriais, 56 % para sistemas comerciais e 63 % do custo total do sistema fotovoltaico nos Estados Unidos, segundo (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018).

Figura 4.20 Variação dos custos *soft* de sistemas FV no período 2010-2018 (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018)



Armazenamento de energia associado

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser encontrados com diferentes tecnologias, todas com alto custo, e que ainda estão em desenvolvimento. Dentre essas, destacam-se a utilização de capacitores, vantajosa para armazenamento de curto prazo, as baterias chumbo ácido, mais econômicas, porém, com restrições nos ciclos de operação e exigência de cuidados no descarte, as baterias de íons de lítio e sulfeto de sódio, que alcançam alta capacidade, da ordem de milhares de kW.

Atualmente a tecnologia com maior uso é a de íons de lítio. A Figura 4.21 ilustra os custos de um sistema de armazenamento composto por baterias de íons de lítio, os custos são expressos em dólares de 2018 e mostra-se os custos para durações desde 0,5 h até 4 h para a mesma capacidade do sistema ($60 \text{ MW}_{\text{DC}}$). Na Figura 4.22 observa-se o comparativo de custos de um sistema fotovoltaico de 100 MW com seguidor de um eixo acoplado com um sistema de armazenamento com baterias de íons de lítio de 60 MW e duração de 4 h. A figura mostra três casos. O primeiro ilustra os custos do sistema FV e do sistema de armazenamento por separado, o segundo o custo dos sistemas acoplados e instalados no mesmo local com conexão DC e AC e o terceiro caso mostra o custo dos sistemas acoplados, porém, instalados em locais diferentes. Observa-se que o sistema com o custo mais baixo é aquele que acopla os sistemas com conexão DC e apresenta uma redução no custo de aproximadamente 1 % com respeito ao sistema com conexão AC. Ao instalar os sistemas em locais separados o custo incrementa-se em 8,6 % (com respeito ao sistema com o custo mais baixo).

Figura 4.21 Custos de um sistema de armazenamento com baterias de íons de lítio com aplicação industrial para duração de 0,5 a 4 h (60 MW_{DC}) (Fu, Remo, & Margolis, 2018 U.S. Utility-Scale PhotovoltaicsPlus-Energy Storage System Costs Benchmark, 2018)

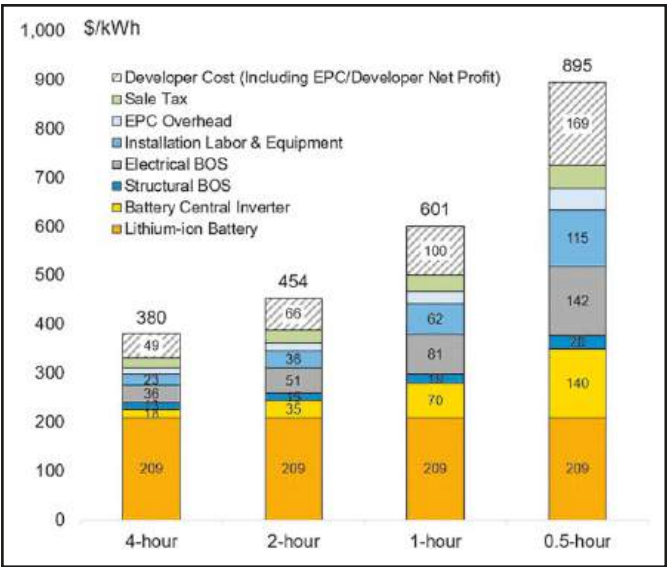
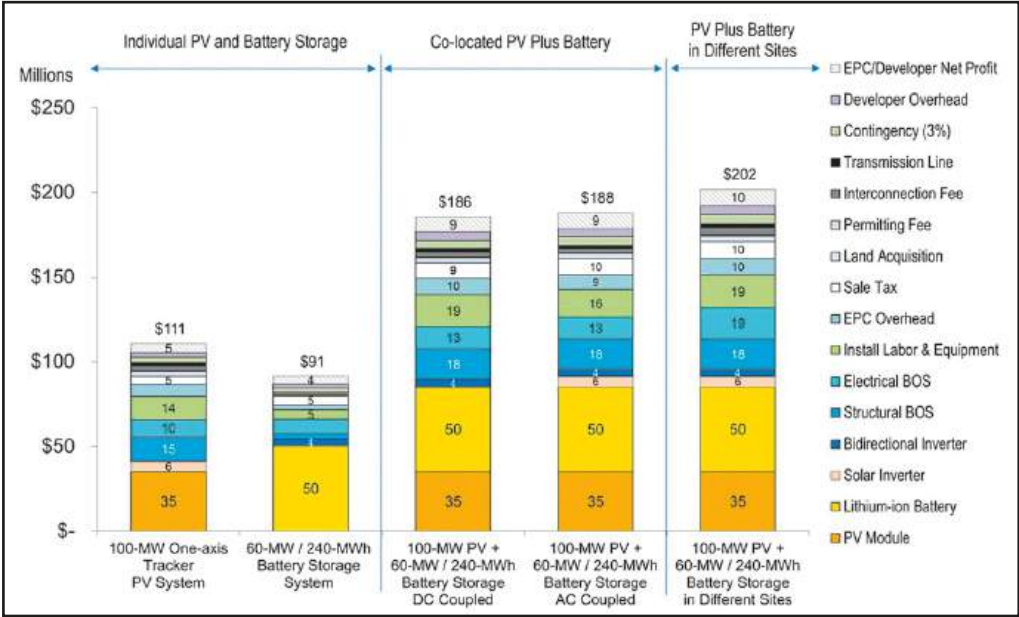


Figura 4.22 Comparativos de custo para sistemas fotovoltaicos com armazenamento (duração de 4 horas) em diferentes locais e no mesmo local (caso acoplado a DC e acoplado a AC) (Fu, Remo, & Margolis, 2018 U.S. Utility-Scale PhotovoltaicsPlus-Energy Storage System Costs Benchmark, 2018)

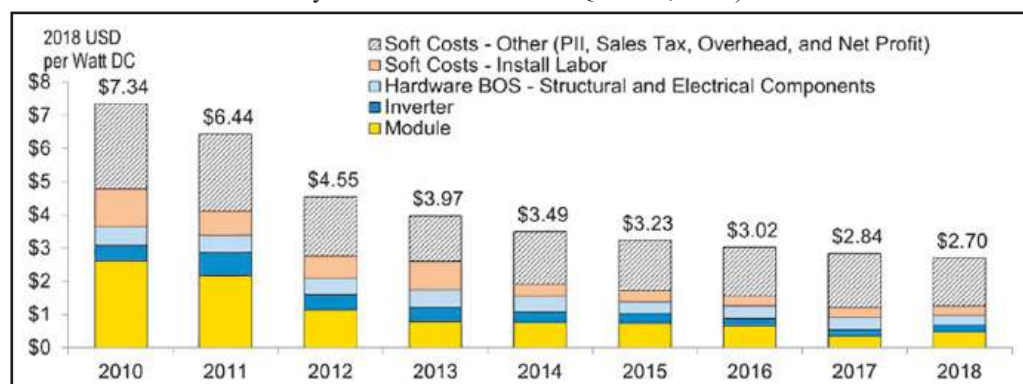


Para exemplificar a restrição econômica da utilização de armazenamento, observa-se que um sistema fotovoltaico de 1 kW_p, em ambiente com boas condições de insolação, pode fornecer cerca de 1500 kWh/ano, ou cerca de 4 kWh/dia. Supondo que metade dessa energia seja necessária no período noturno, o sistema de armazenamento deverá ter capacidade para armazenar 2 kWh de energia útil, que correspondem a baterias com capacidade de armazenamento de 10 kWh para que sua vida útil seja otimizada, o que corresponde a um custo de armazenamento de aproximadamente de US\$1.500,00 (150 US\$/kWh). Considerando que o custo do sistema de geração seja US\$3.000,00 o armazenamento, que é equivalente aos 50 % do custo total do sistema, eleva o custo total a US\$ 4.500,00. O anterior foi apenas um exemplo, pois como mostrado na Figura 4.21 o custo da bateria ao início de 2018 era de 209 USD/kWh para um sistema de 60 MW_{DC} (Fu, Remo, & Margolis, 2018 U.S. Utility-Scale PhotovoltaicsPlus-Energy Storage System Costs Benchmark, 2018).

Os sistemas híbridos geração-armazenamento representam uma solução interessante para instalações fotovoltaicas desconectadas da rede pública, podendo ainda haver um sistema de alimentação de retaguarda por meio de gerador diesel elétrico.

A Figura 4.23 ilustra a estrutura de custos para sistemas residenciais nos Estados Unidos, no período 2010-2018. Estes custos foram determinados em um estudo do NREL e têm como premissas o uso de sistemas instalados no teto das residências e capacidade instalada de 6,2 kW. Segundo o estudo alguns dos fatores que produziram a redução de custos foram a maior eficiência dos módulos, a redução nos preços do BoS, os custos mais baixos da cadeia de suprimento, a diminuição no inventário de módulos de custo mais alto e o menor custo de licenciamento, entre outros (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018).

Figura 4.23 Estrutura de custos para sistemas fotovoltaicos residenciais nos Estados Unidos, 2010-2018. Inflação ajustada (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018)

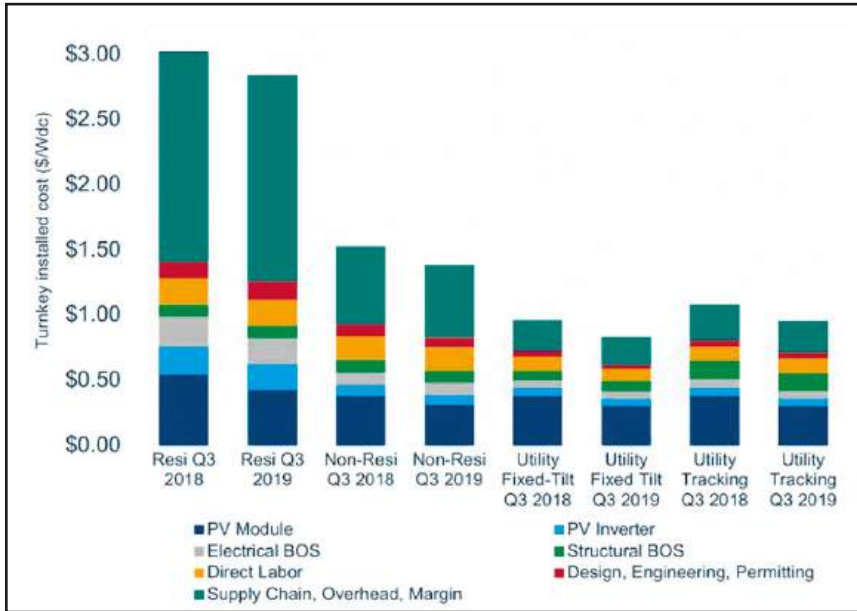


O custo dos sistemas fotovoltaicos

O custo total de um sistema fotovoltaico é composto pelas parcelas referentes ao custo dos módulos, do inversor, do BoS e dos custos *soft*, sendo função da tecnologia utilizada, do local (solo ou telhado), especificações técnicas e evidentemente, do porte.

Nos terceiro trimestre de 2019 o custo médio de um sistema FV, no mercado estadunidense, esteve entre 0,83 a 2,84 US\$/W_{DC} para instalações de sistemas conectados à rede dependendo da aplicação, como mostrado na Figura 4.24. Segundo o relatório da Associação de Indústrias de Energia Solar dos Estados Unidos (SEIA, por sua sigla em inglês) os custos dos segmentos de mercado residencial, não residencial, industrial com módulos fixos e industrial com seguidor de um eixo reduziram-se 6,0 %, 9,4 %, 13,1 % e 11,6 % respectivamente de 2018 para 2019 (SEIA, 2019).

Figura 4.24 Custo médio de um sistema fotovoltaico por segmento de mercado nos Estados Unidos (SEIA, 2019)



Para a análise dos custos, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em quatro grupos conforme a destinação da energia produzida:

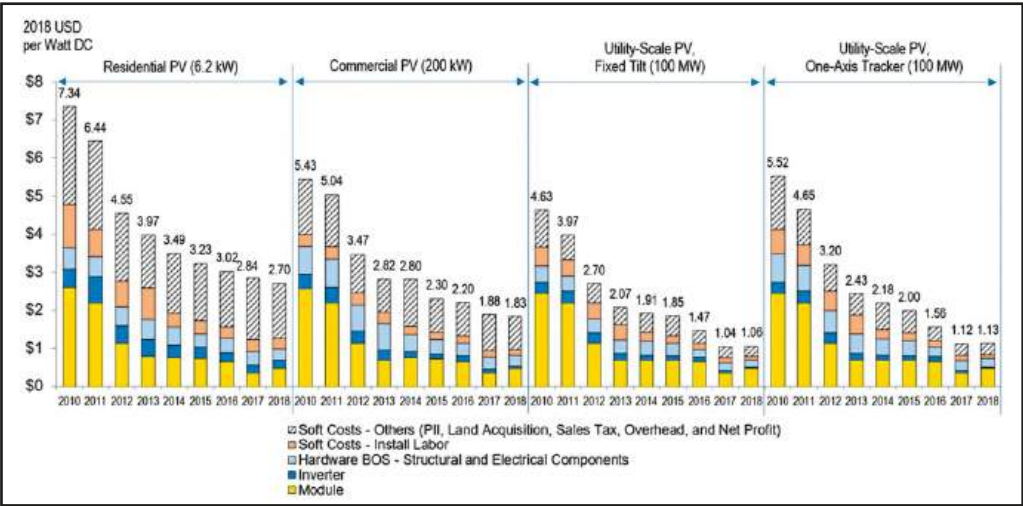
- Pequenos sistemas fotovoltaicos residenciais ou comerciais (menores que 20 kW);
- Sistemas residenciais ou comerciais de porte médio (de 20 kW a 1 MW);
- Sistemas fotovoltaicos de porte maior de 1 MW;
- Sistemas isolados da rede pública.

Os sistemas isolados são aplicados para o suprimento que iluminarão unidades consumidoras em locais remotos não servidos pela rede pública. As aplicações com sistemas desconexos da rede dominaram o mercado na década de 1990, quando políticas de incentivos ao uso da energia fotovoltaica foram lançadas por vários países, motivando o grande crescimento de instalações conectadas à rede pública.

Nos últimos anos as instalações de grande porte, fixadas ao solo, têm tido grande desenvolvimento, quer pelas mudanças ocorridas nos sistemas de incentivo ao seu uso, quer pela redução de seus custos.

O custo total de um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto por painéis fotovoltaicos, inversor, estrutura de suporte/montagem, cabeamento e projeto e instalação, cujas participações, estão apresentadas na Figura 4.25.

Figura 4.25 Comparativa de custos de sistemas fotovoltaicos nos Estados Unidos, 2010-2018 (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018)

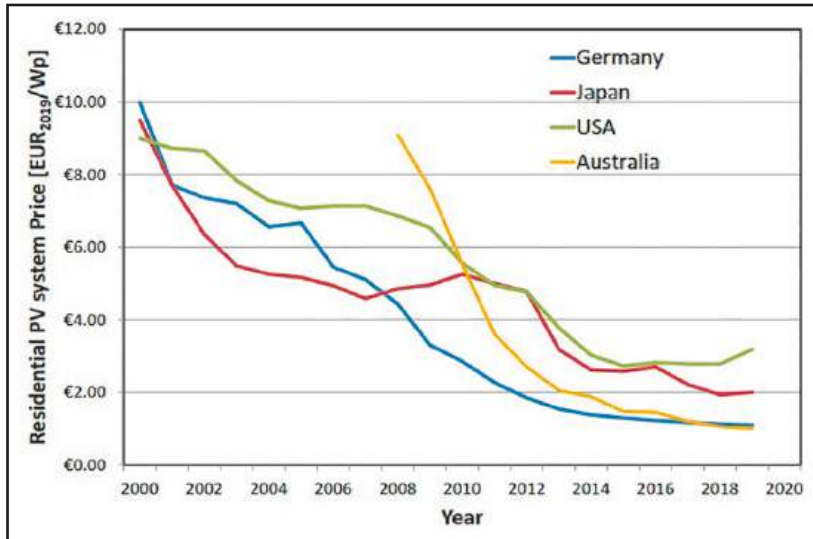


Custo dos sistemas fotovoltaicos residenciais

Os custos de sistemas fotovoltaicos residenciais apresentam significativas diferenças conforme o país em que é aplicado, sobretudo pelas políticas de incentivos vigentes.

A Figura 4.26 ilustra a variação do custo de sistemas fotovoltaicos, em função do país onde foi instalado, no período 2000-2019, observando-se que um sistema residencial na Alemanha e na Austrália custa aproximadamente 1,0 €/Wp, enquanto no Japão alcança 2,0 €/Wp e nos Estados Unidos acima de 3 €/Wp.

Figura 4.26 Evolução dos preços de sistemas fotovoltaicos residenciais em vários países (Jäger-Waldau, 2019)



Custo dos sistemas fotovoltaicos de grande porte

Os sistemas fotovoltaicos de grande porte, cuja potência instalada é maior do que 1 MW, geralmente operam conectados à rede e seu custo depende, além da tecnologia fotovoltaica, do local de instalação e da presença de sistema de acompanhamento do movimento do sol (*“tracking”*).

A Figura 4.27 ilustra o custo de sistemas fotovoltaicos de grande porte em vários países do mundo em 2018 e a Figura 4.28 mostra o custo médio destes sistemas em mercados competitivos.

Figura 4.27 Custos de sistemas fotovoltaicos para centrais elétricas em vários países do mundo (Wang, Global utility-scale solar PV systems cost by key country 2018, 2019)

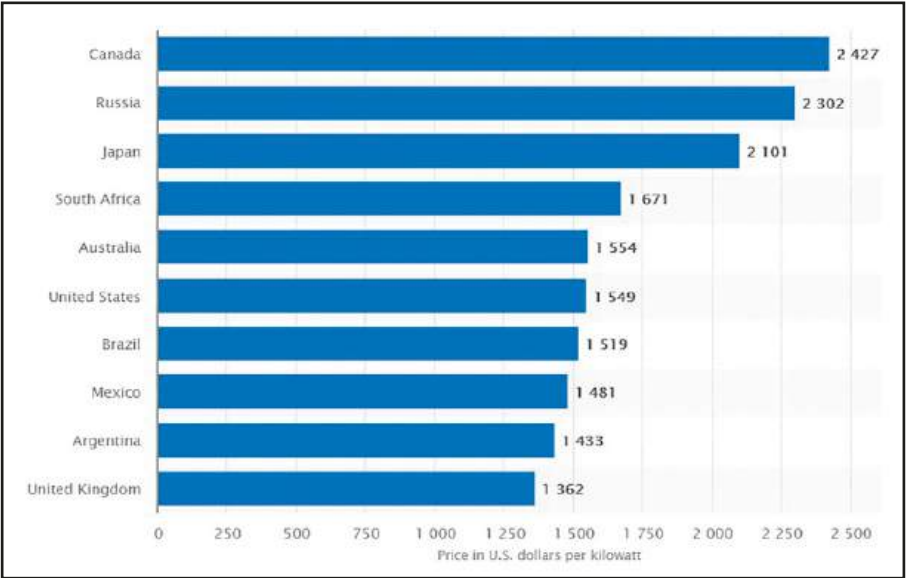
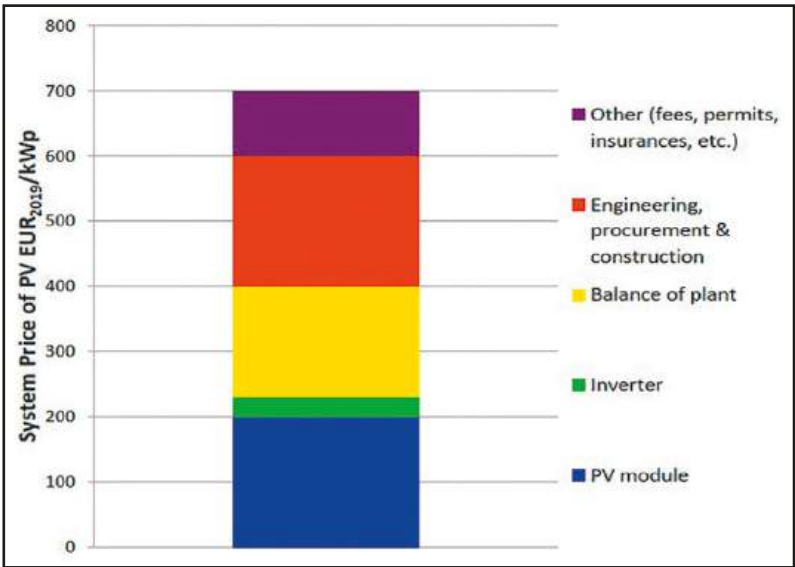


Figura 4.28 Estrutura de custos médios de sistemas FV para centrais elétricas (Jäger-Waldau, 2019)



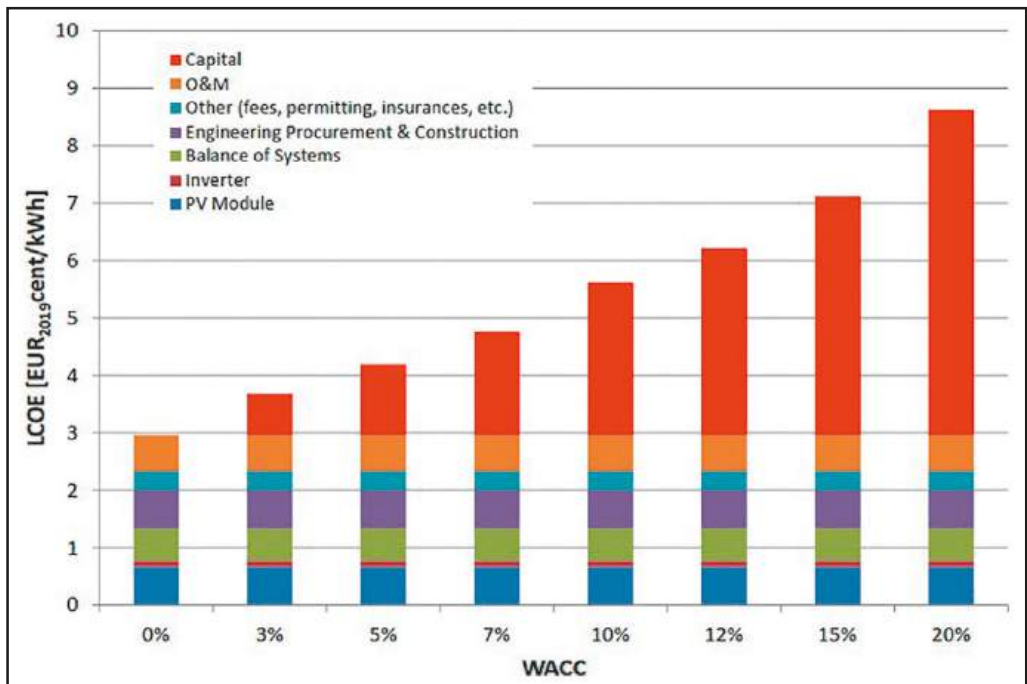
Os sistemas fotovoltaicos de grande porte, apresentaram um custo médio de 0,7 €/Wp.

4.2.2 O custo da energia produzida por fontes fotovoltaicas

Custos na Europa

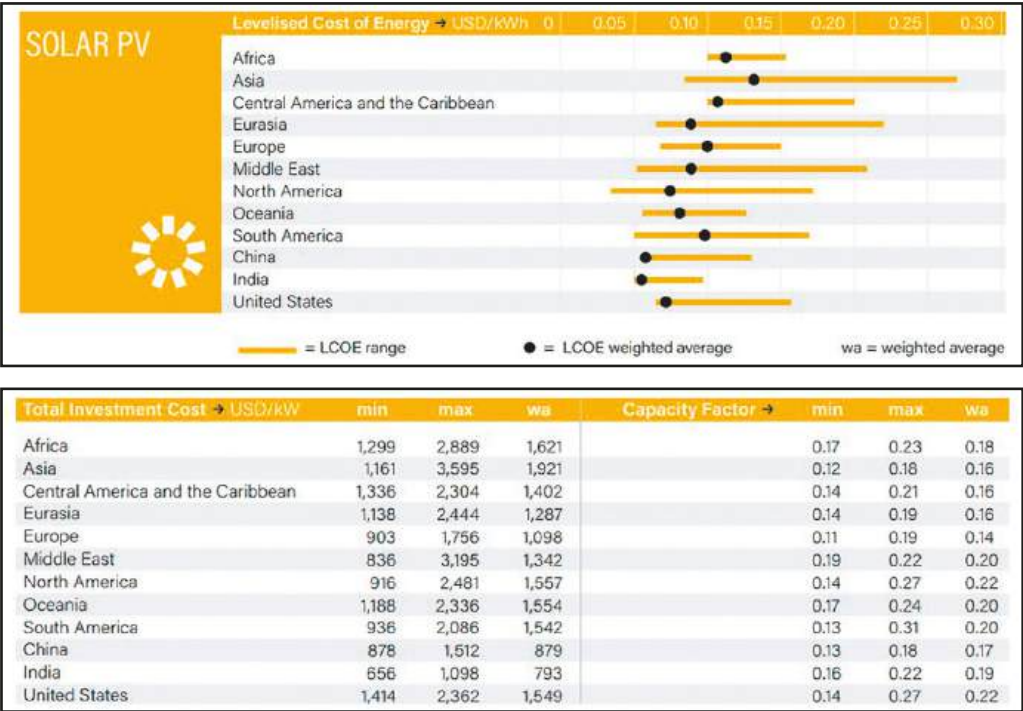
Um dos estudos mais recentes e detalhados sobre o custo da energia produzida por sistemas fotovoltaicos foi realizado pelo serviço de ciência e conhecimento da Comissão Europeia (do inglês: *European Commission's science and knowledge service*) (Jäger-Waldau, 2019). Neste estudo são apresentados diferentes dados do mercado fotovoltaico mundial, custo de eletricidade e fatores que influenciam esse custo.

Figura 4.29 LCOE em função da variação da taxa de desconto (WACC) (Jäger-Waldau, 2019)



Observa-se na Figura 4.30 que o custo da energia produzido por instalações fotovoltaicas do tamanho de usinas, no mundo em 2018 situou-se na faixa de 0,058 a 0,219 USD/kWh e média de 0,085 USD/kWh. A variação deve-se à diferença no nível de irradiação dos locais onde foram instalados os sistemas. Neste caso não foram tidos em conta as diferentes políticas de apoio financeiro para a instalação de sistemas FV (REN21, 2019).

Figura 4.30 LCOE, custo de investimento e fator de capacidade de usinas FV para diferentes regiões do mundo em 2018 (REN21, 2019)



Custos nos Estados Unidos

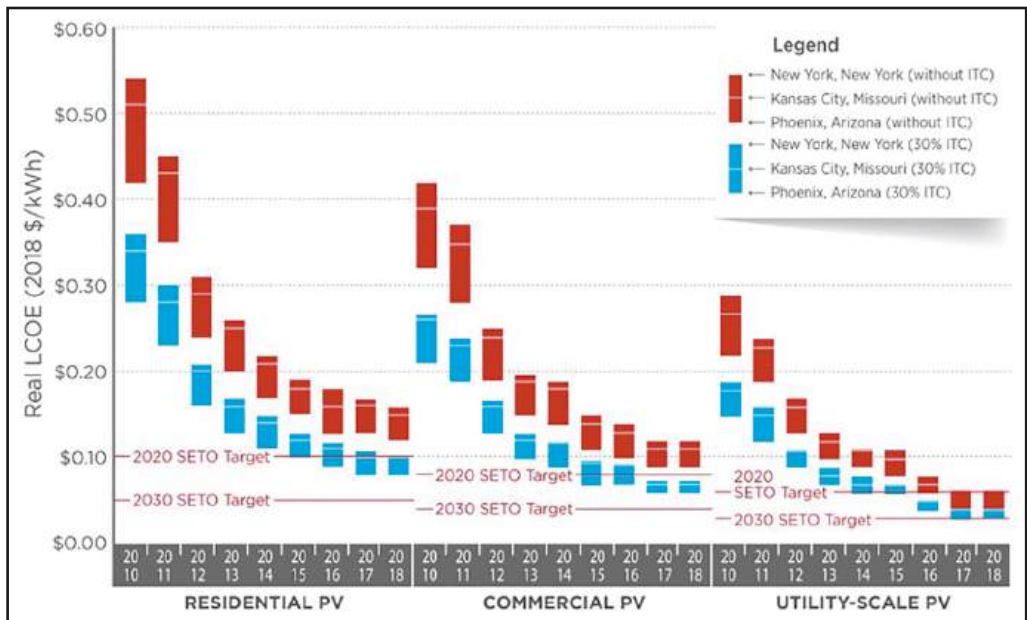
Pesquisa realizada pelo NREL para estimar custos dos sistemas fotovoltaicos e da energia produzida por estes nos Estados Unidos. A Figura 4.31 apresenta os custos da energia elétrica para sistemas fotovoltaicos em tamanho residencial, comercial e de usina, respectivamente, para três cidades dos USA com diferentes disponibilidades do recurso solar, a saber, Phoenix (alta disponibilidade), Kansas City (meia) e New York (baixa). Nos gráficos, são mostrados os valores do LCOE incluindo o valor de 30 % do crédito fiscal federal para investimentos (ITC).

Observa-se que os sistemas FV residenciais e comerciais estão 89 % e 91 % perto de atingir a meta de preços de eletricidade do Escritório de Tecnologias de Energia Solar (SETO, pela sua sigla em inglês) do Departamento de Energia em 2020, e os sistemas do tamanho de usina atingiram a meta 3 anos antes.

De 2010 a 2018, o LCOE fotovoltaico residencial caiu 71 % (6 % entre 2017 e 2018), resultando em um LCOE não subsidiado de 0,12 a 0,16 USD/kWh (0,08 a 0,10 USD/kWh ao incluir o ITC federal). No caso comercial, o LCOE diminuiu

72 % no período analisado (3 % entre 2017 e 2018), o que corresponde a um LCOE de 0,09 a 0,12 USD/kWh quando não subsidiado e de 0,06 a 0,08 USD/kWh quando subsidiado. Para sistemas de grande porte o valor do LCOE está na faixa de 0,04 a 0,06 USD/kWh (ou 0,03 a 0,04 USD/kWh ao incluir o ITC federal). Nesse caso, o LCOE teve uma diminuição entre 80 e 82 % do seu valor entre 2010 e 2018 (de 6 % a 9 % entre 2017 e 2018).

Figura 4.31 Preços da energia elétrica para sistemas FV residenciais, comerciais e do tamanho de usina no período 2010-2018 para três cidades de Estados Unidos (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018)



4.2.3 O potencial para a redução de custos

A redução de custos que vem se verificando com a tecnologia fotovoltaica é devido, principalmente, a melhorias na tecnologia de fabricação e a economia de escala quer nos painéis, quer nas obras complementares, BoS.

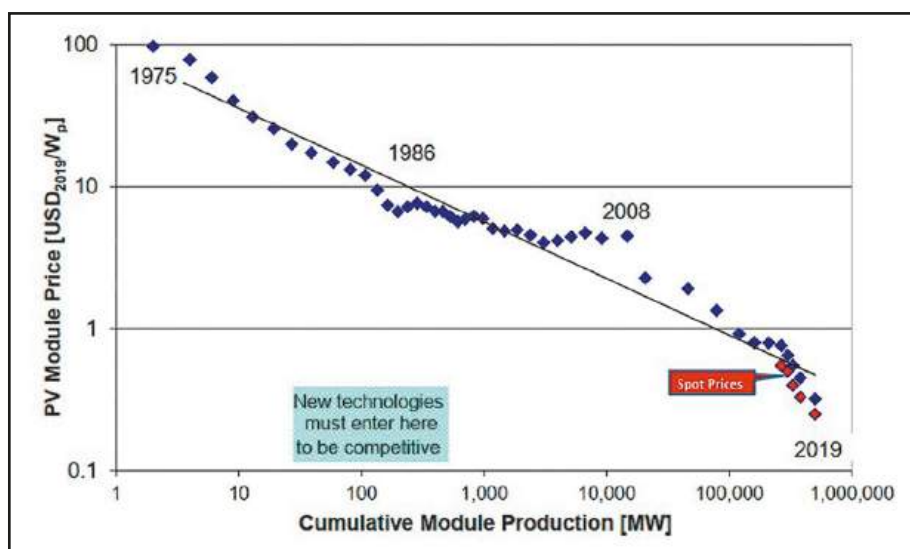
A análise a seguir foca a potencialidade de novas reduções de custo nos painéis e no BoS, considerando os efeitos das melhorias na fabricação e a economia de escala.

A tendência histórica dos preços

Freqüentemente cita-se que a “Lei de Moore” é válida para a tecnologia fotovoltaica, da mesma forma que o é para semicondutores, quando o custo se reduz de 20 % cada vez que a capacidade produtiva acumulada dobra, conforme mostra a Figura 4.32, que apresenta a tendência de preço de módulos fotovoltaicos.

Nota-se que houve uma descontinuidade no nível de capacidade de 4.000 MW, por contingência de matéria-prima. Entre 2008 e o final de 2012, houve uma queda massiva no preço dos módulos de 80 %, e só em 2012 foi de 20 %, isto criou sérios problemas financeiros para muitos fabricantes e levou ao fechamento de um número significativo de empresas. Esta queda dos preços foi consequência das grandes sobre capacidades, como resultado de investimentos muito ambiciosos entre 2005 e 2011. Entre 2013 e 2015, a diminuição de preço foi relativamente moderada antes de acelerar novamente no final de 2015. Ao mesmo tempo, a volatilidade dos preços spot do módulo aumentou significativamente.

Figura 4.32 Variação da taxa de aprendizado em função da capacidade instalada (Jäger-Waldau, 2019)



O desenvolvimento tecnológico

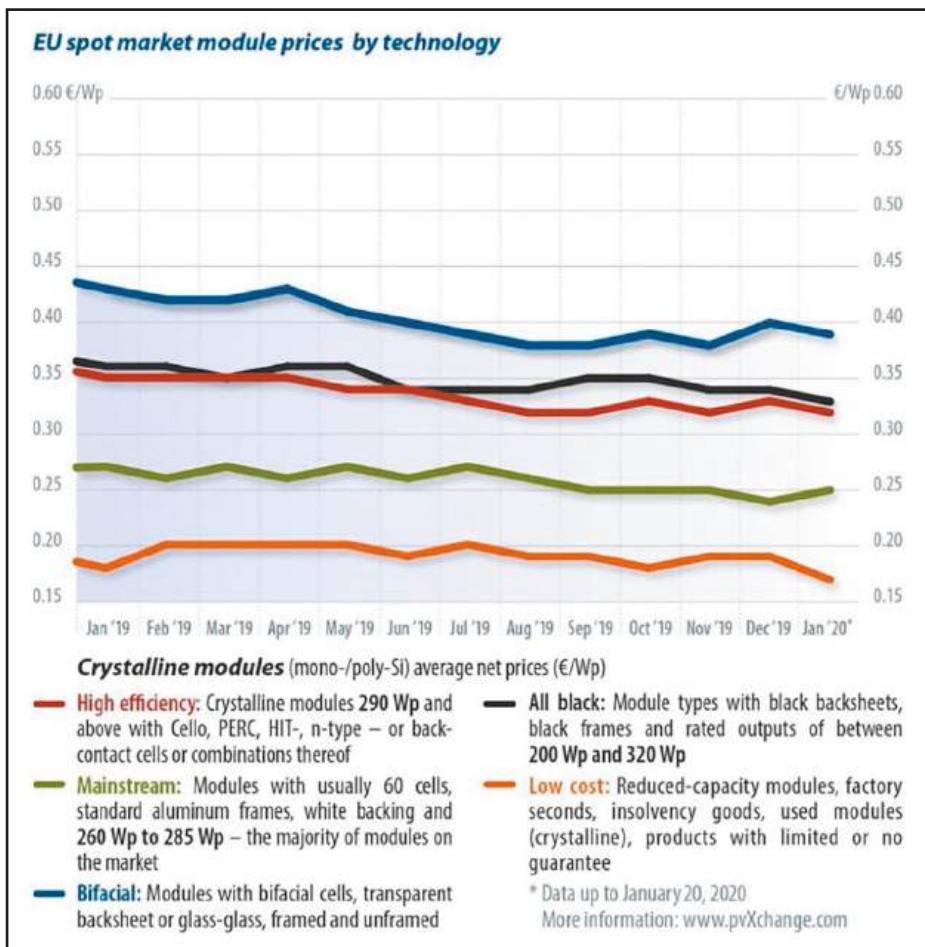
A evolução tecnológica na área fotovoltaica vem desempenhando um papel muito importante para se alcançar o objetivo primordial que é o aumento do rendimento na conversão da luz solar em energia elétrica.

No âmbito da evolução tecnológica de painéis fotovoltaicos são considerados quatro tipos de rendimentos: o teórico, o medido em laboratório sobre um protótipo, o obtido na linha de produção e, finalmente, o rendimento em operação no campo. Evidentemente há grandes diferenças entre esses rendimentos.

Os dispositivos fotovoltaicos diferem de rendimentos, desde valores da ordem de 10 % referente às células de baixo custo como as de filmes finos, até 20 % nas de alto custo e como as células monocristalinas.

A Figura 4.33 ilustra o preço de módulos fotovoltaicos de diversas tecnologias.

Figura 4.33 Evolução de preços de módulos fotovoltaicos por tecnologia (PV magazine, 2020)



O valor do rendimento tem impacto direto sobre o custo da célula e do painel, pois um maior rendimento leva a maior potência por unidade de área e de consequência à redução da área do painel.

A economia de escala

A capacidade mundial de produção de painéis fotovoltaicos tem apresentado crescimento acelerado, com capacidade de fabricação de painéis, seja de silício cristalino ou de filme fino.

Nos últimos anos, o mercado fotovoltaico na China cresceu muito rapidamente, verificando-se um aumento de 20 vezes em apenas quatro anos. China e Taiwan produzem mais de 50 % das células ao silício cristalino e a China é a líder mundial na exportação de células fotovoltaicas.

Figura 4.34 Distribuição da produção mundial de módulos FV em 2018 (Wang, Distribution of solar photovoltaic module production worldwide in 2018, by country, 2020)

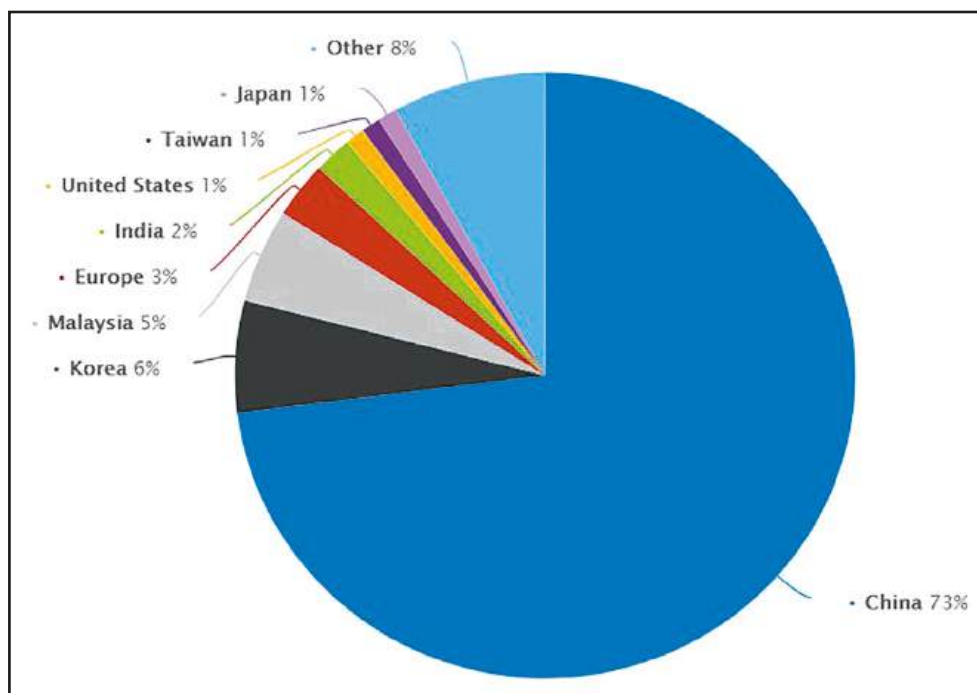
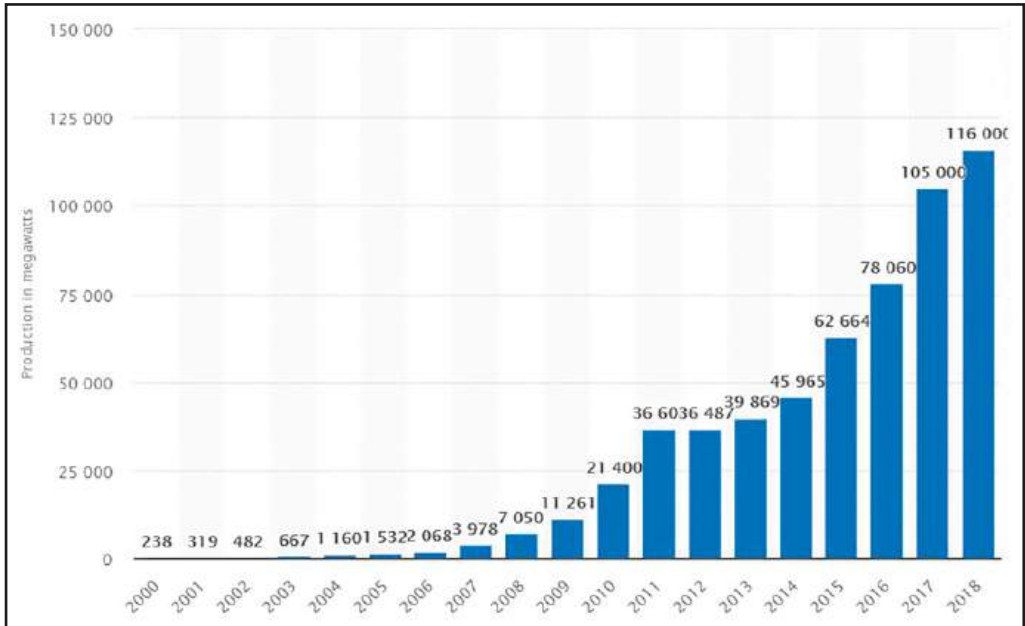


Figura 4.35 Produção anual global de módulos FV de 2000 a 2018 (Wang, Annual solar module production globally from 2000 to 2018, 2020)

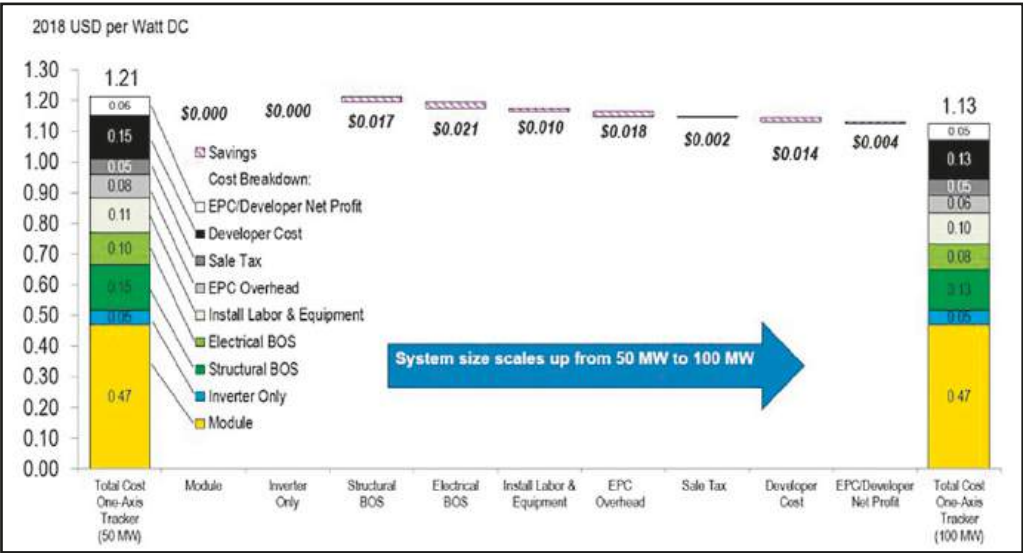


Esse potencial de redução dos custos está associado à otimização e inovações de projeto, tais como:

- Otimização de inversores quanto à padronização, escala de produção e aumento da vida útil. Há pesquisas sobre possível inclusão do inversor no seio das células solares, por meio de integração eletrônica;
- Introdução de critérios inovadores nas estruturas, como utilizar o próprio painel (ou o vidro) como elemento estrutural, dispor espaçamentos e inclinações dos painéis para aliviar a pressão do vento e, portanto, minimizar os esforços mecânicos na estrutura;
- Maior eficiência na instalação decorrente de experiência adquirida, automação e maiores níveis de pré-montagem, juntamente com uma padronização adequada e utilização de pré-moldados;
- Padronização dos componentes por si promove redução de preços, que pode ser acentuada na medida em que contribui com a economia de escala.

A Figura 4.36 ilustra as reduções no custo de um sistema fotovoltaico por causa da economia de escala, o exemplo mostra a economia produzida ao aumentar a capacidade de uma usina de 50 a 100 MW.

Figura 4.36 Quadro das reduções pela economia de escala (Fu, Feldman, & Margolis, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, 2018)



REFERÊNCIAS

ACCA. (s.d.). *Implanti Solari teoria*. Fonte: ACCA: <http://www.acca.it>.

ANEEL. (2005). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2da. edição*. Brasília: ANEEL.

ANEEL. (2019). *Capacidade de Geração do Brasil*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em ANEEL: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>.

Arizona Solar Power Society. (2010). *Systems solar radiation*.

Astrologie. (s.d.). *Equinócios e solstícios*. Fonte: Astrologie: <http://www.astrologie.com.br>.

Banerjee, R. (12 de September de 2019). *Bifacial Solar Panels: One Big Efficiency Increase of Solar Technology*. Acesso em 15 de January de 2020, disponível em Solar feeds: <https://solarfeeds.com/bifacial-solar-panels/>.

CCEE. (15 de January de 2020). *InfoLeilão Dinâmico - 033 - janeiro/2020*. Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado/info_leilao_dinamico.

CEMIG. (2014). *CEMIG E GOVERNO ESTADUAL INAUGURAM USINA SOLAR NO MINEIRÃO*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em CEMIG: <https://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/Usina-Solar-do-Mineirao.aspx>.

Cherradi, N. (2019). *Solar PV technologies what's next?* Brussels: Becquerel Institute. Fonte: <http://becquerelinstitute.org/wp-content/uploads/2019/06/Solar-PV-technologies-whats-next-Nabih-Cherradi.pdf>.

Consoli, D. (2012). *Archimede Solar Thermal Power Plant*. ENEL.

CPFL Energia. (2011). *Usina Solar Fotovoltaica de Tanquinho*. Fonte: CPFL Energia: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/pa0045-energia-solar-fotovoltaica.aspx>.

CRESESB. (2000). *CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB*. Fonte: CRESESB: www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm.

EIA. (19 de November de 2019). *Brazil's net metering policy leads to growth in solar distributed generation*. Acesso em 28 de November de 2019, disponível em U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42035#>.

EIA. (31 de December de 2019). *State Electricity Profiles*. Fonte: U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/electricity/state/>.

Eletrobras/Eletrosul. (2014). *Megawatt Solar*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em Eletrosul: <http://www.eletrosul.gov.br/ampnbspmegawatt-solar>.

Eletrosul. (2014). *Fotos da Usina Megawatt Solar*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em Eletrosul: <http://www.eletrosul.gov.br/ampnbspfotos-da-usina-megawatt-solar>.

Energy Market Authority. (s.d.). *Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems*. Energy Market Authority. Fonte: https://www.bca.gov.sg/publications/others/handbook_for_solar_pv_systems.pdf.

Energysage. (January de 2020). *What are the most efficient solar panels on the market? Solar panel cell efficiency explained*. Fonte: energysage: <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>.

EPE. (2019). *Leilões de Energia Elétrica de 2019*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE. (2020). *Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: Análise dos leilões A-4 e A-6 de 2019*. Empresa de Pesquisa Energética. Fonte: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-457/NT%20EPE-DEE-003-2020-r0.pdf>.

European Union. (5 de December de 2019). *Renewable Energy/Overview*. Acesso em 5 de December de 2019, disponível em European Comission: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/overview>.

Fu, R., Feldman, D., & Margolis, R. (2018). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*. Golden: NREL. Fonte: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>.

Fu, R., Remo, T., & Margolis, R. (2018). *2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics Plus-Energy Storage System Costs Benchmark*. Golden: National Renewable Energy Laboratory (NREL). Fonte: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>.

Greener. (2019). *Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º trimestre de 2019*. Greener.

Greener. (2020). *Grandes Usinas Solares 2020*. Greener.

Honsberg, C. (2008). *Solar Electric Systems*. Delaware: Spring.

Hristov, H. (s.d.). *Solar Energy PV Systems*. Gabrovo. Fonte: <https://docplayer.net/12737776-Solar-energy-pv-systems-ass-prof-hristo-hristov-technical-university-of-gabrovo-christo-tugab-bg.html>.

IEA. (2019). *2019 Snapshot of Global PV Markets*. International Energy Agency (IEA). Acesso em 3 de December de 2019, disponível em http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot-2019-Report.pdf.

IEE. (2000). *Formação Técnica*. São Paulo, São Paulo, Brasil.

Institute for Energy and Transport (Joint Research Centre). (2009). *PV Status Report*. Ispra. Fonte: http://bookshop.europa.eu/is-bin/INTERSHOP.enfinity/WFS/EU-Bookshop-Site/en_GB/-/EUR/ViewPublication-Start?PublicationKey=LBNA24027.

IPCC. (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*.

IRENA. (s.d.).

IRENA. (2016). *The power to change: Cost reduction potential for solar and wind cost reduction potential to 2025*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2019). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Fonte: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf.

IRENA. (2019). *IRENA*. Acesso em 3 de December de 2019, disponível em Country Rankings: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>.

IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

ISE. (2019). *Photovoltaics report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Freiburg: Fraunhofer.

Jäger-Waldau, A. (2019). *PV Status Report 2019*. Luxembourg: Publications office of the European Union. Fonte: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118058/kjna29938enn_1.pdf.

Jayakumar. (2009). *Solar Energy - Resource Assesment Handbook*. APCTT - Asian and Pacific Center for Transfer of Technology. Fonte: <http://apctt.org/recap/sites/all/themes/recap/pdf/SOLAR.pdf>.

Mineirão. (2019). *Sustentabilidade*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em Mineirão: <http://estadiomineirao.com.br/o-mineirao/impresssa/sustentabilidade/>.

Ministério de Minas e Energia. (2019). *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Setembro/2019*. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Acesso em 3 de December de 2019, disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Set+-+2019.pdf/1368b834-34ae-4cd1-ba95-fe9a54530167>.

Newport. (s.d.). *Solar simulation*. Stratford: Newport. Fonte: https://pdfs.semanticscholar.org/9dca/d5adc1e65f9f3099d4e5e74a2e6c9d76069a.pdf?_ga=2.205215568.1597631257.1580307485-381499301.1580307485.

NREL. (6 de November de 2019). *Best Research-Cell Efficiency Chart*. Fonte: NREL: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.

NREL. (4 de November de 2019). *Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart*. Fonte: NREL: <https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html>.

NREL. (2020). *Solar Installed System Cost Analysis*. Fonte: NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/solar-installed-system-cost.html>.

Omega Energia. (2019). *Omega Energia*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em Pirapora: <http://www.omegaenergia.com.br/projetos/pirapora/>.

Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lopes de Lima, F. J., Rüther, R., . . . Gonçalves de Souza, J. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos, Brasil: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.

Philipps, S. P., Bett, A. W., Horowitz, K., & Kurtz, S. (2015). *Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology*. Golden: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Planetary Science. (s.d.). *Sun .. And composition, content, capacity and images*. Acesso em 17 de January de 2020, disponível em Planetary Science: <http://planetary4science.blogspot.com/2012/12/sun-and-composition-content-capacity.html>.

PV magazine. (February de 2020). *Module Price Index - February 2020: Remove the cap to sure up PV sector*. Fonte: pv magazine: <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/>.

PV magazine. (January de 2020). *Module Price Index January 2020: A year of change: Part 2*. Acesso em 16 de January de 2020, disponível em pv magazine: <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/>.

Quaschnig, V. V. (2010). *Renewable energy and climate change*. John Wiley & Sons.

REN21. (2019). *Renewables 2019 Global Status Report*. Paris: REN21. Fonte: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf.

Santos, N. M. (2006). *Energia solar para irrigação no Semi-árido: o caso da Associação dos Produtores e Horticultores do Açude do Rio do Peixe, Capim Grosso (BA)*. Salvador: Universidade Federal da Bahia.

SEIA. (12 de December de 2019). *Solar Market Insight Report 2019 Q4*. Fonte: Solar Energy Industries Association (SEIA): <https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2019-q4>.

Serafini, T. (2012). *Valutazione delle diverse tecnologie di sfruttamento dell'energia solare e dimensionamento di un impianto solare termico a media temperatura*. Roma: Università Tor Vergata.

SolarPower Europe. (2019). *Global Market Outlook For Solar Power / 2019 - 2023*. Bruxelas: SolarPower Europe.

Solis Energia. (2017). *Usina Fotovoltaica em Pirapora, MG*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em Solis Energia: <https://solisenergia.com.br/usina-fotovoltaica-em-pirapora-mg/>.

Stine, W. B., & Geyer, M. (2001). *Power From The Sun*. Fonte: Power From The Sun: <http://powerfromthesun.net/>.

VDMA. (2018). *Results 2017 including maturity report 2018*. International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRVP).

Veja. (4 de August de 2011). *Eike inaugura primeira usina solar comercial do país*. Acesso em 11 de December de 2019, disponível em Veja: <https://veja.abril.com.br/economia/eike-inaugura-primeira-usina-solar-comercial-do-pais/>.

W, Q. H. (1961). Theoretical limits of thermophotovoltaic solar energy conversion. *Journal of Applied Physics*, pp. 510-519, v 32.

Wang, T. (15 de July de 2019). *Global utility-scale solar PV systems cost by key country 2018*. Fonte: statista: <https://www.statista.com/statistics/566487/global-cost-of-electricity-in-utility-scale-solar-by-country/>.

Wang, T. (10 de February de 2020). *Annual solar module production globally from 2000 to 2018*. Fonte: statista: <https://www.statista.com/statistics/668764/annual-solar-module-manufacturing-globally/>.

Wang, T. (10 de February de 2020). *Distribution of solar photovoltaic module production worldwide in 2018, by country*. Fonte: statista: <https://www.statista.com/statistics/668749/regional-distribution-of-solar-pv-module-manufacturing/>.

Wolfe, P. (18 de June de 2019). *An overview of the world's largest solar power plants*. Acesso em 5 de December de 2019, disponível em PV magazine: <https://www.pv-magazine.com/2019/06/18/an-overview-of-the-worlds-largest-solar-power-plants/>.

