

REVISTA | CANAL

# SOLAR

## Para onde vai o hidrogênio verde?

### ARTIGO ACADÊMICO

Cadeia de valor na reciclagem de módulos fotovoltaicos

### REPORTAGEM

Mercado maduro: como a Alemanha tem lidado com a profissionalização do mercado de energia solar?

### ENTREVISTA

Visão do integrador: quais são as diferenças entre o mercado no Brasil e nos EUA?

ABRIL 2023 | Nº 15

Canal  
Solar

# Solis Melhora o LCOE para Sistemas Comerciais

## Inversores Solis 5G trifásicos

Solis-(70-110)K-5G-PRO

### Eficiência

- 6/8 MPPTs, eficiência máxima de 98,5%
- > 150% de relação CC/CA
- Compatível com módulos bifaciais

### Seguro

- Recuperação de PID integrada para melhor desempenho do módulo (opcional)
- Proteção AFCI, reduz proativamente o risco de incêndio
- Componentes de marca reconhecidos globalmente para uma vida útil mais longa

### Económico

- Comunicação por linha de energia (PLC) (opcional)
- Suporta conexão do tipo "Y" no lado CC
- Suporta acesso a fio de alumínio para reduzir custos

### Inteligente

- Função SVG noturna
- Monitorização inteligente de string, varredura de curva IV inteligente
- Atualização remota de firmware com operação simples

# ÍNDICE



**06** Para onde vai o hidrogênio verde?

**18** Hidrogênio verde: oportunidades e competitividade no contexto brasileiro



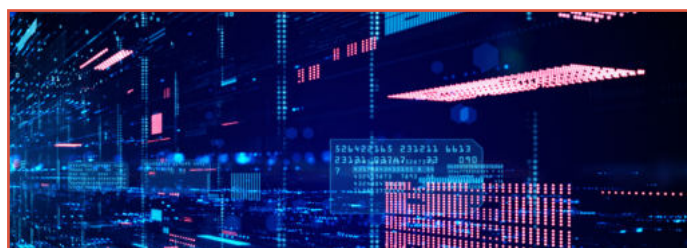
**26** Visão do integrador: quais são as diferenças entre o mercado no Brasil e nos EUA?

**32** Mercado maduro: como a Alemanha tem lidado com a profissionalização do mercado de energia solar?



**42** Módulos fotovoltaicos bifaciais: a tecnologia que está transformando a indústria solar

**53** Cadeia de valor na reciclagem de módulos fotovoltaicos



**67** Gateways de comunicação para sistemas fotovoltaicos com microinversores

**76** Configurações e topologias para integração de sistemas de armazenamento por baterias em sistemas FV de microgeração



Conhecimento é a nossa  
**Energia!**

#### **DIRETOR DO CANAL SOLAR**

Bruno Kikumoto

#### **EDITORA DE CONTEÚDO**

Ericka Araújo - MTb 88122/SP

#### **DIAGRAMAÇÃO E ARTE**

Wissam Haddad

#### **REDAÇÃO**

Ana Paula Franco

Daniele Haller

Wagner Freire

#### **MARKETING**

Renata Zani

#### **COLABORADORES DESTA EDIÇÃO**

Eduardo Tobias Ruiz, Jair Urbanetz Junior, João Souza, Marcelo Gradella Villalva, Nicolli Sperança Silveira e Weliton da Maia

#### **BANCO DE IMAGENS**

Freepik e Envato

#### **CANAL SOLAR**

R. Paulo César Fidélis, 39

Campinas - SP

CEP 13087-727

[www.canalsolar.com.br](http://www.canalsolar.com.br)

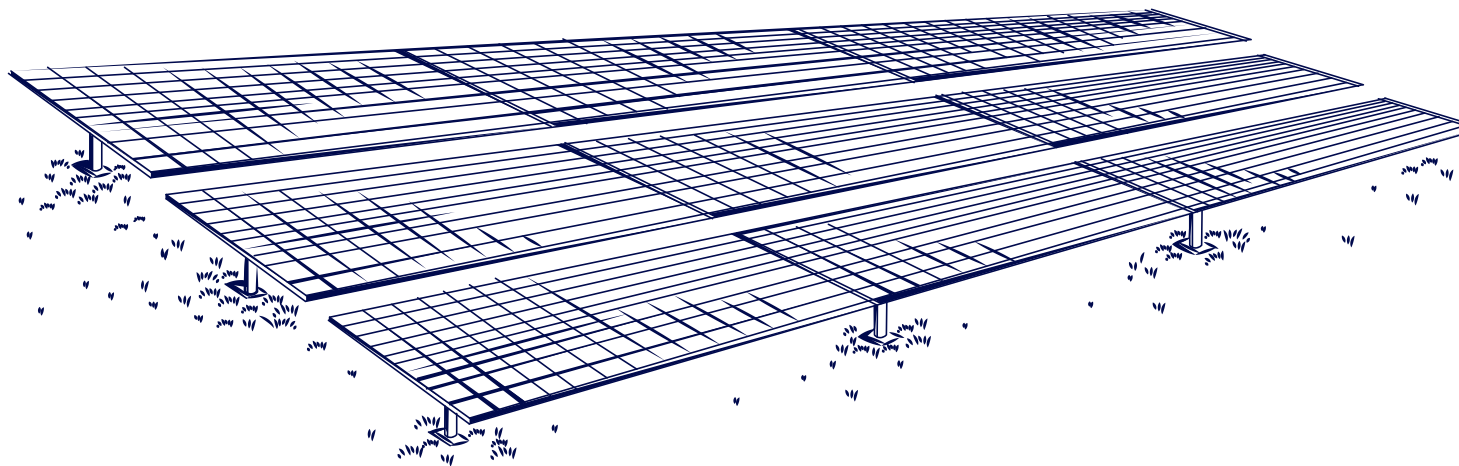
(19) 3296-6103

[redacao@canalsolar.com.br](mailto:redacao@canalsolar.com.br)

[marketing@canalsolar.com.br](mailto:marketing@canalsolar.com.br)

#### **REVISTA CANAL SOLAR 2023 - Nº 15**

*A Revista Canal Solar é uma publicação bimestral do portal de notícias Canal Solar, voltada para o mercado fotovoltaico. Os artigos assinados são de responsabilidades de seus autores e não necessariamente refletem a opinião do Canal Solar. O conteúdo é protegido pela lei de direitos autorais, sendo proibida a sua reprodução parcial ou total sem expressa autorização.*





# CARTA AO LEITOR

**ERICKA ARAÚJO**  
EDITORA DE CONTEÚDO

**M**uito se fala do hidrogênio verde como um importante componente da transição energética em curso no mundo. Mas algumas perguntas são levantadas quando se trata do assunto.

Onde será utilizado o hidrogênio? Quais são as aplicações viáveis? Como é o seu processo de obtenção?

Estas e outras questões são elucidadas nesta edição da Revista Canal Solar, em dois conteúdos especialmente dedicados a esse tema.

É sempre interessante entender como mercados mais maduros funcionam e como o Brasil pode se espelhar neles.

Nesta edição, nossas correspondentes internacionais abordam as principais diferenças encontradas pelos integradores de sistemas fotovoltaicos nos mercados do Brasil e dos EUA, bem como a questão da profissionalização dos técnicos de sistemas fotovoltaicos na Alemanha.

Outro assunto bastante atual, o módulo fotovoltaico bifacial, é abordado no artigo técnico do engenheiro João Souza, responsável técnico da Ecori, elaborado com exclusividade para a Revista Canal Solar.

Em nosso espaço acadêmico apresentamos dois artigos. O primeiro deles aborda a reciclagem dos módulos fotovoltaicos, um assunto ainda pouco discutido e que será muito importante ao final da vida útil das usinas solares atualmente em operação no Brasil.

Já o segundo artigo aborda as características dos inversores utilizados em sistemas híbridos, que combinam baterias e módulos fotovoltaicos.

Comunicação por cabo ou sem fio? Como os microinversores são integrados aos sistemas de monitoramento? Esse é o assunto abordado no artigo técnico que explora os tipos de gateways de comunicação para uso com microinversores.

**Boa leitura e até a próxima edição!**



## Para onde vai o hidrogênio verde?



**Wagner Freire**

Jornalista do Canal Solar

O hidrogênio tem ganhado relevância no mundo devido à urgência de países e indústrias percorrerem o caminho da transição energética, sobretudo no contexto dos compromissos firmados no Acordo de Paris de zerar as emissões de CO<sub>2</sub> até 2050, com a intenção de limitar a temperatura global a 2 °C acima dos níveis pré-industriais.

O hidrogênio é tratado como o combustível do futuro, vetor energético, considerado pelos especialistas como fundamental para promover a transição sustentável de setores de difícil descarbonização, como a indústria e os transportes.

De acordo com a IEA (Agência Internacional de Energia), a demanda glo-

bal de hidrogênio chegou perto de 94 milhões de toneladas (Mt) em 2021, e deve chegar, em 2030, a 175 Mt.

Segundo o pesquisador da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), Glaysson de Mello Muller, o mercado mundial de hidrogênio correspondeu a US\$ 117 bilhões em 2021. “Espera-se um crescimento significativo desse mercado nos próximos anos, que poderá alcançar US\$ 200 bilhões.”

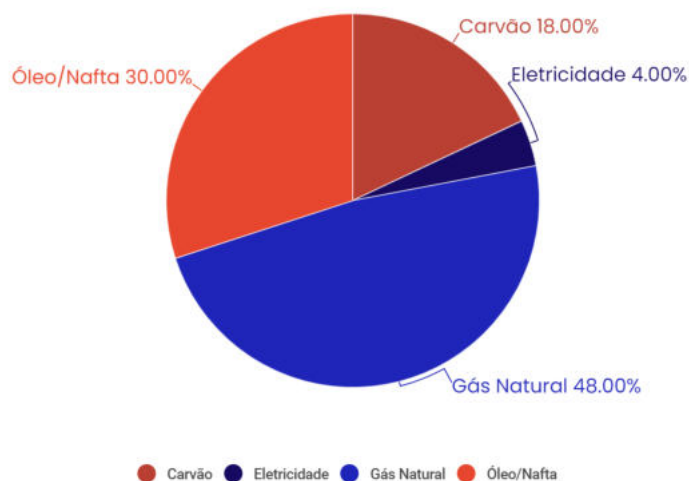


Figura 1 - Fontes de geração de hidrogênio no mundo. Fonte IEA (2019a). Elaboração própria

Atualmente, estima-se que 96% do hidrogênio é produzido a partir de combustíveis fósseis (como carvão e o gás natural) e apenas 4% é produzido por eletrólise da água (a partir da eletricidade de fontes limpas e renováveis).

Portanto, atualmente a produção de hidrogênio é altamente poluente. O desafio está em realizar a troca do hidrogênio cinza (extraído à base de gás natural), para um mais limpo, o hidrogênio verde (H<sub>2</sub>V), sem emissões de gás carbônico durante a sua produção.

Segundo a IEA, a substituição do hidrogênio cinza pelo verde ajudaria a evitar cerca de 830 milhões de toneladas de carbono por ano, o equivalente às emissões do Reino Unido e Indonésia juntos.

No Brasil, a produção de hidrogênio cinza está concentrada nos setores de refino e fertilizantes, segundo estudo do Ipea (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada).

Hoje a grande maioria das plantas de produção de hidrogênio se encontra em regiões litorâneas próximas à malha de gasodutos do Brasil, sendo que o fornecimento de hidrogênio como insumo para a indústria no país é realizado majoritariamente por quatro empresas de gases industriais: Linde (subsidiária da White Martins), Air Liquide, Air Products e Messer.

Mas como é produzido o hidrogênio verde? Qual é o seu custo de produção? Onde ele é usado? Como transportá-lo? Essas e outras questões serão respondidas ao longo desta reportagem.

## Aplicações do hidrogênio

As aplicações do hidrogênio são di-

versas, como veremos a seguir, mas as principais são na indústria petrolífera e química.

## Aplicações químicas do hidrogênio



*A instalação de produção de hidrogênio em escala mundial da Air Products perto de Edmonton, Alberta, Canadá, está conectada à rede de oleodutos de hidrogênio existente da empresa, que abastece refinadores e outras indústrias na região de Alberta Industrial Heartland. Foto: Air Products/Divulgação*

## Refino

Segundo Glaysson de Mello Muller, da EPE, atualmente o hidrogênio é utilizado na síntese de diversos produtos e em processos industriais. O refino de óleo bruto é responsável por 33% do consumo total de hidrogênio no mundo. Esse hidrogênio é produzido e consumido integralmente pelas próprias refinarias.

O hidrotreamento e o hidrocrackeamento são os principais processos de consumo do hidrogênio no refino de óleo bruto para produzir óleo combustível.

O hidrotreamento é empregado para remover impurezas, em especial o enxofre. Já o hidrocrackeamento utiliza o hidrogênio para beneficiar óleos pesados residuais em produtos petrolíferos de maior valor comercial.

## Agricultura (amônia)



Tanques de amônia na fábrica da Unigel. Foto: Unigel/Divulgação

O aumento do consumo do hidrogênio no mundo nos últimos 30 anos está diretamente ligado ao aumento da produção de amônia, principalmente para a produção de fertilizantes nitrogenados.

Atualmente, cerca de 180 milhões de toneladas de amônia são produzidas anualmente. Além de fertilizantes, a amônia é usada em aplicações em refrigeração, produtos farmacêuticos, têxteis e explosivos.



Fábrica Carburos Metálicos, empresa líder no setor de gases industriais e medicinais na Espanha. Foto: Air Products/Divulgação

O hidrogênio é empregado na indústria siderúrgica e de vidros para criar ambientes de redução em fornos de têmpera.

O hidrogênio reage com óxidos de metal e retira o oxigênio das ligas de metal para obter aços especiais e mais puros.

A mesma reação química é utilizada na produção de vidros planos onde o hidrogênio capta os átomos de oxigênio para evitar falhas no vidro produzido.

Devido à sua elevada capacidade calorífica e condutividade do calor, o hidrogênio é muito utilizado como um meio refrigerador em usinas e plantas industriais.

O hidrogênio líquido também é adequado para o processo criogênico, ou seja, funciona como um meio refrigerador para temperaturas extremamente baixas (abaixo de  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Existem diversas aplicações para a criogenia, dentre as quais podem ser citadas a indústria de equipamentos médicos, gases liquefeitos, aeronaves e equipamentos de uso aeroespacial.

## Produção de combustíveis (hidrogenação de hidrocarbonetos)



A instalação de produção de hidrogênio da Air Products em Port Arthur, Texas, fornece hidrogênio de alta pureza para a conversão de petróleo bruto pesado em gasolina de combustão mais limpa e diesel com baixo teor de enxofre. Foto: Air Products/Divulgação



inter  
**solar**

connecting solar business

| SUMMIT

**PRESENÇA**

**CONFIRMADA**

**INTERSOLAR BRASIL SUMMIT NORDESTE**

**aldo** | SOLAR



**131**  
RUA B/C



**18 E 19**  
DE ABRIL

Esperamos você  
no **estande** da Aldo!

Através de diversas reações químicas, o carvão mineral juntamente com hidrogênio é convertido em hidrocarbonetos líquidos.

Dessa forma podem ser produzidos combustíveis sintéticos tais como gasolina, diesel e óleo combustível.

Muller explica que esse processo atualmente apresenta baixa significância, principalmente pela alta emissão de gases do efeito estufa.

### **Indústria alimentícia (hidrogenação de gordura)**

A gordura endurecida é frequentemente obtida a partir de óleo vegetal por meio do processo de hidrogenação.

O hidrogênio é usado para saturar as moléculas de gordura, o que resulta em um ponto de fusão mais elevado, tornando o produto mais sólido. Uma aplicação do processo de hidrogenação consiste na produção de margarina hidrogenada na indústria de alimentos.

### **Aplicações energéticas do hidrogênio**

- **Armazenamento**

O hidrogênio pode ser armazenado em sua forma gasosa em tanques especiais em grande quantidade e por longos períodos de tempo para posterior geração de energia elétrica.

Dessa forma, pode servir para armazenar energia renovável, mitigando a variabilidade das fontes entre as estações do ano e ajudando na penetração de fontes como eólica e solar na matriz energética.

O hidrogênio pode servir como ar-

mazenamento flexível de eletricidade, resolvendo assim o desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia.



*A Air Products fornece todos os requisitos de hidrogênio líquido da NASA no Centro Espacial Kennedy. O hidrogênio é usado para abastecer os três motores principais do ônibus espacial (SSME) desde a decolagem até a inserção do orbitador na órbita terrestre baixa. Foto: AirProducts/Divulgação*

- **Mobilidade**

Ele também pode ser um combustível a ser utilizado diretamente em veículos, principalmente transportes pesados como caminhões, ônibus, trens, navios e aviões.

Para veículos de menor porte, sua aplicação pode ser feita a partir de célula a combustível produzindo energia veicular para veículos elétricos. A célula de combustível é um tipo de bateria (pilha) que fornece energia continuamente, em um processo reverso da eletrólise.

“Quanto mais pesado é o veículo, mais é a tendência dele justificar a utilização do hidrogênio. Em veículos leves a gente espera que a parcela seja menor, mas já existem veículos rodando que são movidos a hidrogênio”, disse o pesquisador do Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis.



Ônibus movido a hidrogênio. Foto: Air Products/Divulgação

Segundo a IEA, a demanda por hidrogênio para o transporte cresceu 60% em 2021 em relação a 2020.

O número de caminhões pesados movidos a hidrogênio aumentou significativamente em 2021 (mais de 60 vezes em relação a 2020), assim como a demanda estimada de hidrogênio de veículos comerciais, ou seja, vans e caminhões.

A Alemanha liderou a implantação da primeira frota de trens com células de combustível a hidrogênio e o interesse está crescendo ao redor do mundo.

### **Como produzir o hidrogênio verde?**

Embora o hidrogênio seja o elemento químico mais abundante do universo, ele raramente é encontrado na natureza em sua forma elementar. Por este motivo, é preciso a adoção de um

processo para sua obtenção.

É a forma como este processo é realizado que vai definir, por exemplo, se ele será hidrogênio cinza ou verde.

O processo de hidrogênio cinza, por exemplo, ocorre a partir da queima do gás natural, em um processo conhecido como reforma a vapor

Já o hidrogênio verde é obtido a partir do processo de eletrólise, em que é usada uma corrente elétrica para quebrar a molécula de água, separando o hidrogênio do oxigênio. Industrialmente existem três versões para o processo de eletrólise para produção do H<sub>2</sub>V.

- Eletrólise alcalina com eletrólitos alcalinos líquidos;
- Eletrólise ácida com um eletrólito polimérico sólido (como a PEM);
- Eletrólise de alta temperatura com um óxido sólido como eletrólito.

Os sistemas de eletrólise PEM e de eletrólise alcalina estão disponíveis em escala industrial. Já a tecnologia de eletrólise de óxido sólido está em fase inicial de desenvolvimento.

Importante destacar que para ser considerado verde, a eletricidade usada no processo de eletrólise deve ser gerada a partir de fontes de energia limpas e renováveis, como a eólica e a solar.

Este último fator, considerado essencial, deixa claro o potencial que o Brasil possui para se tornar uma grande exportador de H<sub>2</sub>V para o mercado mundial, devido ao seu potencial de radiação solar e de incidência de ventos.

Também é importante ressaltar que,

além do uso de eletrolisadores, a produção de hidrogênio verde necessita de uso de compressores e tanques de armazenamento e de transporte.

Contudo, há algumas interrogações sobre a viabilidade do hidrogênio verde pelo seu alto custo de produção. Afinal, qual é o valor do investimento?

### Qual é o custo de produção?

Segundo a ABH2 (Associação Brasileira de Hidrogênio), atualmente o custo de produção do hidrogênio verde varia entre US\$ 5 e US\$ 7 por quilograma.

Em contrapartida, o hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis é de cerca de US\$ 1,4 por quilograma de hidrogênio produzido.

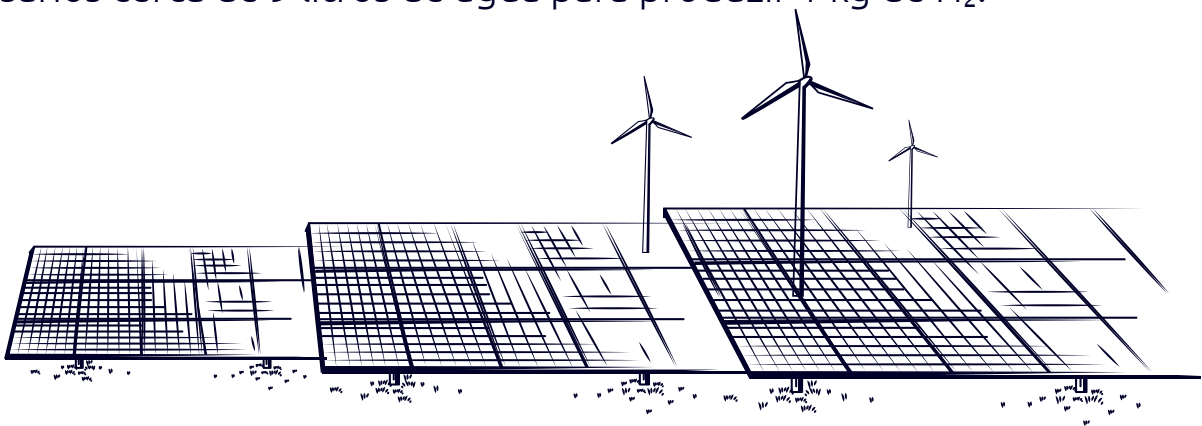
Cor	Classificação	Descrição
■	Hidrogênio preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
■	Hidrogênio marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
■	Hidrogênio cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
■	Hidrogênio azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), sem CCUS
■	Hidrogênio verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar)
□	Hidrogênio branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
■	Hidrogênio turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO <sub>2</sub>
■	Hidrogênio musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa, com ou sem CCUS
■	Hidrogênio rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

*Cores do H2V e seus significados. Imagem: EPE (Empresa de Pesquisa Energética)*

Um estudo da BloombergNEF projeta o Brasil como um dos únicos países capazes de oferecer hidrogênio verde a um custo inferior a US\$ 1 por quilograma até 2030. Em 2050, essa cifra pode cair para US\$ 0,55/kg.

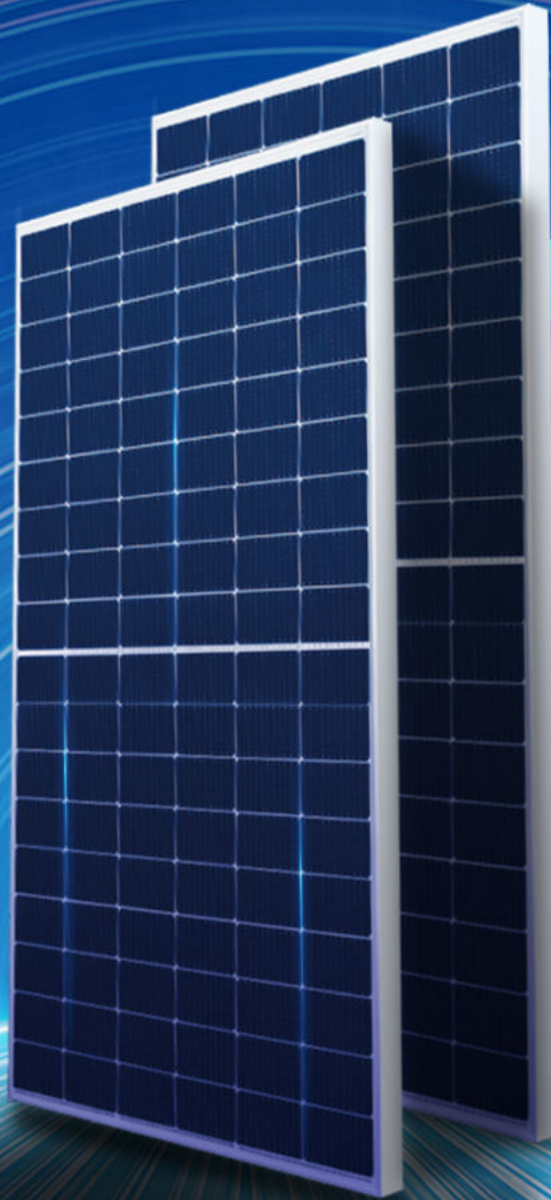
De acordo com Ranieri Rodrigues, pesquisador do Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER), estimativas de mercado apontam que são necessários **54 MWh para a produção de 1 tonelada de hidrogênio**.

O uso da água em abundância no processo da eletrólise também é debatido entre o mercado. O Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada aponta que são necessários cerca de 9 litros de água para produzir 1 kg de H<sub>2</sub>.



# JA SOLAR

## DEEP BLUE



P-Type

N-Type

Para mais informações














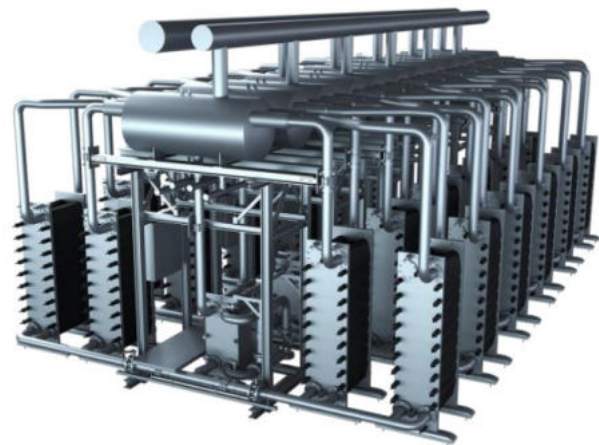
**Melhor Performance**  
comprovada por testes internacionais

**Solidez Financeira**  
AAA pela PV Tech  
Tier 1 pela Bloomberg



**Série de vídeos**  
no Youtube

	Hydrogen production	335 kg/h
	Plant efficiency (HHV <sup>1</sup> )	>75.5%
	Power demand	17.5 MW
	Start-up time	<1 min, enabled for PFRS <sup>2</sup>
	Dynamics in range	10%/s in 0 – 100%
	Minimal load	20% single module
	Dimension full Mod. Array	15.0 x 7.5 x 3.5 m
	Array lifetime	>20 a (Module ≈10 a)
	Plant availability	~95%
	Demin water consumption	10 l/kg H <sub>2</sub>
	Dry gas quality <sup>3</sup>	99,9999%
	Delivery pressure	Customized



Folha de dados técnicos de um eletrolisador comercial de 17,5 MW da Siemens. Imagem: Siemens/Reprodução

## O mercado de hidrogênio verde

A IEA aponta que o mercado de hidrogênio verde atingiu o patamar de US\$ 300 milhões em 2020. Seguindo os pesados investimentos que estão sendo feitos no setor, nas projeções da Agência, há uma expectativa de que em 2028 o mercado de H<sub>2</sub>V já movimente cerca de US\$ 10 bilhões.

Esse crescimento inclui, não só um aumento do consumo tradicional de hidrogênio (indústria e agronegócio), mas também o consumo em novos mercados como os setores de transporte e energia.

Segundo a consultoria Roland Berger, o Brasil deverá ser protagonista no mercado de hidrogênio verde, podendo alcançar o valor anual de US\$ 150 bilhões em 2050, principalmente devido à forte vocação para geração de energia renovável, como hidrelétrica, eólica, solar e biomassa. Por este motivo, o Brasil tem a tendência de participar fortemente desse mercado.

Ennio Peres, líder do Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas), ressalta que essa é a terceira onda do hidrogê-

nio desde que esse combustível começou a ser considerado como solução para resolver problemas energéticos e ambientais.

A primeira foi por conta da crise do petróleo, durante a qual se buscava um combustível alternativo para os hidrocarbonetos. A segunda onda ocorreu nos anos 2000, com o governo dos Estados Unidos investindo em um substituto que pudesse vir dos derivados de petróleo, mas não emitisse gás carbônico (produção de hidrogênio com gás e captura de CO<sub>2</sub>).

Atualmente, o uso do hidrogênio é visto como um vetor para resolver o problema da emissão de gases de efeito estufa (GEE) dos segmentos de difícil descarbonização, como os setores de energia, indústria e transporte.

“Caiu uma ficha que o hidrogênio não é só um combustível para veículo, o hidrogênio é um vetor energético que pode ser útil em relação às emissões de vários setores”, diz Peres.

Em 2022, um estudo da Carbon Tracker - instituto de pesquisa independente que realiza análises aprofundadas sobre o impacto da transição

energética nos mercados internacionais - apontava que ao menos 25 países já haviam se comprometido a investir cerca de US\$ 73 bilhões em hidrogênio verde. Aproximadamente 14% desses recursos seriam oriundos dos setores públicos e privados da Alemanha. A Alemanha, inclusive, realizou em fevereiro deste ano o primeiro leilão global para importar hidrogênio verde, com contratos de dez anos e entrega a partir de 2024. A ideia é que essa compra incentive investimentos em renováveis e a produção de amônia, metanol e combustível de aviação baseados em hidrogênio verde.

Segundo o Ministério Federal de Assuntos Econômicos e Ação Climática alemão, serão investidos 900 milhões de euros (R\$ 5,1 bilhões) só nesta pri-

meira rodada. Novos leilões serão realizados este ano, com entregas até 2036 e investimentos de 3,5 bilhões de euros (R\$ 19,9 bilhões).

### Novos mercados

De acordo com o consultor Rafael Valverde, CEO da Eolus, além dos mercados já tradicionais de fertilizantes e refino, novos mercados para o hidrogênio poderão ser desenvolvidos nos segmentos de transporte, geração elétrica, armazenamento de energia e processos industriais.

O hidrogênio pode ser utilizado diretamente como fonte de combustível de baixo carbono ou como vetor energético para viabilizar a maior entrada de renováveis variáveis como eólica e solar.

**sunways**

*Energy connects all*



MARCA ALEMÃ E P&D,  
CHINA FABRICAÇÃO, MANUFATURA ORIGINAL



@Sunways

 [www.sunways-tech.com](http://www.sunways-tech.com)

 [info@sunways-tech.com](mailto:info@sunways-tech.com)

Rodrigues, do Instituto SENAI, explica que há uma perda de 40% de energia no processo de produção do hidrogênio, o que torna a aplicação de armazenamento para posterior reconversão do H<sub>2</sub> em eletricidade pouco eficiente.

No entanto, a prática se torna viável quando se pensa em armazenar o excedente de energia que seria desperdiçada se não houvesse o armazenamento por hidrogênio.

Além do aproveitamento dos excedentes, para Peres, uma outra aplicação para o hidrogênio é permitir a maior penetração das renováveis reduzindo a intermitência das fontes através do armazenamento energético.

Ele explica que embora a reconversão do hidrogênio em eletricidade tenha um baixo fator de capacidade, a solução ainda é melhor do que o armazenamento de energia por baterias.

“O hidrogênio tem uma gama muito grande de aplicações, sendo que as duas principais em termos quantitativos são o uso no setor petroquímico, para remoção de enxofre, e no setor químico, para a produção de amônia para fertilizantes.” Segundo Peres, o setor petroquímico consome cerca de 80% do hidrogênio produzido no mundo e o de amônia 20%.

### **Transporte desafiador**

O hidrogênio é uma substância gasosa, inflamável, incolor, inodora e insolúvel em água, por isso o transporte é muito crítico. Devido a sua baixa densidade e aos baixos pontos de ebulição e fusão, o manejo do hidrogênio é bastante desafiador.

O transporte geralmente acontece de forma gasosa (83%) ou liquefeita, em pressões elevadas e temperaturas muito baixas. Devido a sua capacidade de armazenar energia, essa substância é utilizada como combustível. Em comparação com o diesel, por exemplo, o potencial energético é três vezes maior.

Segundo Valverde, a forma mais comum de comercialização do hidrogênio será na forma de amônia, sobretudo para produção de fertilizantes. Nesse sentido, o Brasil se torna um grande mercado interno para o consumo de hidrogênio, uma vez que o agronegócio responde por 25% do PIB.

A amônia é obtida por um processo chamado de Haber-Bosch, que consiste em reagir o nitrogênio e o hidrogênio em elevadas temperatura e pressão.

A fabricante de fertilizantes nitrogenados Unigel anunciou a construção da primeira fábrica de hidrogênio verde do Brasil para a produção de amônia. Com investimentos de aproximadamente US\$ 120 milhões, a planta deve entrar em operação até o final deste ano.

Localizada no Polo Industrial de Camaçari (BA), a nova fábrica terá capacidade de produção de 10 mil toneladas/ano de hidrogênio verde e 60 mil toneladas ao ano de amônia. A Unigel já assinou um MoU (Memorando de Entendimento) com a Thyssenkrupp-Nucera para aumentar a capacidade da planta de H<sub>2</sub>V de 60 MW para 240 MW de eletrólise da água. (Veja na tabela outros possíveis investimentos em H<sub>2</sub>V no Brasil).

Entre os estados brasileiros mais fa-



voráveis para a produção de hidrogênio, o Ceará é o grande destaque, principalmente por conta da grande oferta de energias renováveis, em especial a eólica, e pela localização geográfica (por ser a rota mais próxima para a exportação do insumo para Europa).

O resultado preliminar de um estudo realizado pelo Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISN-ER) apontou o Rio Grande do Norte, a Bahia e o Ceará como os estados que potencialmente terão o menor custo de produção de hidrogênio verde no país, estimado entre 2 a 7 dólares por quilograma.

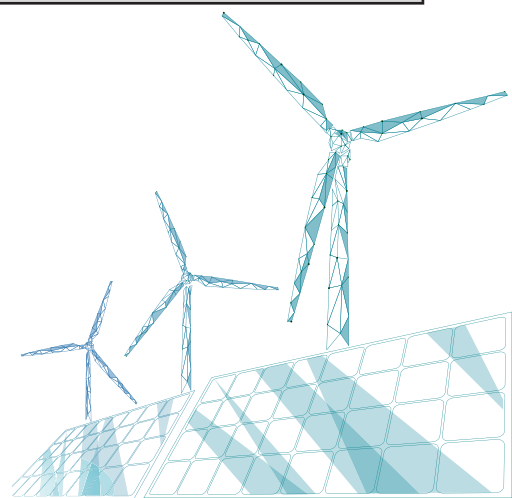
Joaquim Rolim, secretário executivo da Indústria do Ceará, informa que o estado já assinou mais de 24 propostas de produção de hidrogênio, o que corresponde a 14 GW de potência e US\$ 29 bilhões de investimentos.

Segundo Rolim, a expectativa é oficializar a primeira decisão de investimento em 2024, para começar a produzir hidrogênio em 2025. "A gente tem a convicção que aqui é o melhor lugar do mundo para produzir hidrogênio verde. Não é nada arrogante pensar que vamos ter 1% do mercado mundial, o que representa 1 milhão de toneladas de H<sub>2</sub>V".

### **Empresas com investimentos já anunciados no Porto de Pecém, localizado no Ceará, que totalizam cerca de US\$ 29,70 bilhões**

<b>Empresa</b>	<b>País/Origem</b>	<b>Investimento previsto</b>
Fortescue	Austrália	US\$ 6 bilhões
Qair	França	US\$ 6,95 bilhões
Comerc/Casa dos Ventos	Brasil	US\$ 7 bilhões
Energix	Austrália	US\$ 5,40 bilhões
AES Brasil	EUA	US\$ 2 bilhões
Transhydrogen	Países Baixos	US\$ 2 bilhões
Engie	França	US\$ 0,03 bilhão
EDP	Portugal	US\$ 0,05 bilhão

Fonte: SEDET - Secretária de Desenvolvimento Econômico e Trabalho do CE





# Hidrogênio verde: oportunidades e competitividade no contexto brasileiro



## Eduardo Tobias Ruiz

Sócio-diretor da Watt Capital, empresa de assessoria financeira para investimentos, financiamentos, e compra e venda de projetos e ativos de energias renováveis no Brasil.

Segundo a IRENA (2022a)<sup>1</sup>, o hidrogênio limpo e seus derivados poderão representar 10% do esforço de redução de emissões de gases de efeito estufa até 2050 para restringir o aquecimento global a 1,5 °C.

Espera-se que a produção de hidrogênio cresça mais de 5 vezes até 2050 e que o hidrogênio verde represente 48% desse volume (GECF, 2022)<sup>2</sup>.

Nesse promissor mercado global, o Brasil figura como potencial protagonista, principalmente pela sua capacidade de produção de eletricidade renovável de baixo custo e em grande escala.

Contudo, para esse prognóstico se materializar, o país precisa fazer sua li-

ção de casa tanto por parte dos agentes públicos quanto pelos privados.

## O papel do hidrogênio verde na transição energética

O hidrogênio tem como uma de suas principais vantagens a possibilidade de aplicação em múltiplos segmentos intensivos em emissões de gases de efeito estufa e de difícil descarbonização, como aço, alumínio, refino de petróleo, cimento, indústria química (e.g. amônia e metanol), transporte marítimo e aéreo etc.



Figura 1: Potencial de adoção de H<sup>2</sup> de baixo carbono em vários setores. Fonte: BNEF (2021)<sup>3</sup>

Entretanto, o potencial de adoção dependerá de sua eficiência e competitividade quando comparado com outras soluções de descarbonização. A Figura 2 mostra a visão da BNEF (Bloomberg New Energy Finance) sobre o potencial de adoção por diversos setores.

Segundo o GECF (Gas Exporting Countries Forum), edição de 2022, espera-se que a produção de hidrogênio cresça de pouco menos de 100 milhões de toneladas por ano em 2021 para 550 milhões em 2050, no cenário de descarbonização acelerada da energia (AEDS, na sigla em inglês), conforme Figura 3. Esse volume, em 2050, equivaleria a quase 10% da matriz energética mundial.

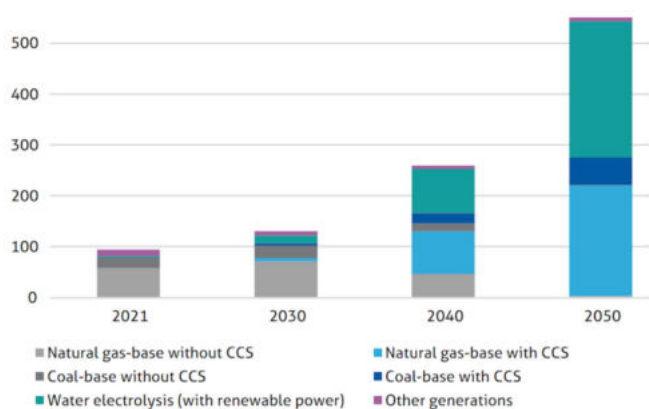


Figura 2: Panorama da produção de hidrogênio por método de produção no cenário AEDS. Fonte: GECF (2022)

Do volume total, 48% seriam de hidrogênio verde, o que demandaria algo em torno de 12.000 TWh de eletricidade renovável em 2050. Isso é equivalente a 43% do volume total de eletricidade produzido no mundo atualmente (GECF, 2022).

Outros 40% seriam hidrogênio azul, produzido a partir de gás natural com captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês), 10% azul a partir de carvão com CCS e 2% para

as demais alternativas.

As principais razões da esperada liderança da rota tecnológica do hidrogênio verde, que consiste no processo de eletrólise da água com eletricidade renovável, são:

- Por ser de baixa emissão de gases de efeito estufa;
- Pela expressiva redução no custo da energia elétrica de fontes eólica e fotovoltaica na década passada;
- Por ser uma tecnologia utilizada há muitas décadas, ainda que para outros fins (e.g. produção de cloro e soda).

Como mostra a Figura 2, a produção de hidrogênio já é um mercado grande e consolidado no mundo. Contudo, sua produção, atualmente, é quase exclusivamente de fonte fóssil. Cerca de 62% da produção em 2021 foi a partir de gás natural sem CCS, seguido pelo carvão mineral sem CCS (GECF, 2022).

Como referência, a produção atual de hidrogênio responde por 2,3% de todas as emissões de gases de efeito estufa no mundo (Collins, 2023)<sup>4</sup>. Logo, o primeiro desafio é o de substituição da atual produção e consumo de hidrogênio de origem fóssil pelo de origem renovável.

### Oportunidades para o Brasil e a importância de políticas públicas






Nesse promissor mercado global, o Brasil figura como potencial protagonista por quatro principais razões:

- Alta competitividade na produção de energias renováveis (não só eletricidade);
- Capacidade de produzi-la em gran-



# Onde tem sol, tem **energia**. Onde tem energia **solar**, tem **SSM**.

Somos referência no mercado  
e oferecemos **as melhores  
estruturas**.

-  Especialistas em projetos personalizados;
-  Temos a maior resistência mecânica;
-  Facilidade e praticidade de instalação;
-  Vãos de 3 metros para melhor aproveitamento em sua obra;
-  Entrega em 24 a 48 horas.

De **estruturas** a gente **entende**:  
Telhado, solo e carport.



O país é uma das maiores potências agrícolas do mundo e, segundo Carlos Florence, diretor executivo da Ama Brasil (Associação dos Misturadores de Adubo do Brasil), importa cerca de 85% de todo fertilizante usado (Valverde, 2020)<sup>8</sup>.

Ao produzir amônia e ureia localmente a partir de hidrogênio verde, reduz-se as emissões de gases de efeito estufa tanto na troca da fonte do hidrogênio quanto por deixar de usar frete marítimo internacional para importar os fertilizantes.

Só a amônia é responsável por cerca de 1,8% das emissões mundiais de CO<sup>2</sup> equivalente (Yara, 2022)<sup>9</sup>. Além disso, melhoraria a balança comercial do país e reduziria o peso da taxa de câmbio nos custos de produção do agronegócio.

Na opinião da consultoria McKinsey (2021)<sup>10</sup>, o potencial do mercado interno de hidrogênio verde no Brasil é duas vezes maior que o de exportação, podendo representar uma receita anual em 2040 no valor de US\$ 10 a 12 bilhões versus US\$ 4 a 6 bilhões para exportação.

## Os modelos de negócio e o papel da fonte fotovoltaica

No que diz respeito ao processo produtivo, o hidrogênio produzido pela rota da eletrólise da água a partir da fonte fotovoltaica é verde, renovável e de baixo carbono (vide Figura 4).

Portanto, para o setor solar fotovoltaico, é a oportunidade de expandir seu mercado-alvo para além do consumo de eletricidade, que representa somente 18,7% da matriz energética brasileira (EPE, 2022)<sup>11</sup>.

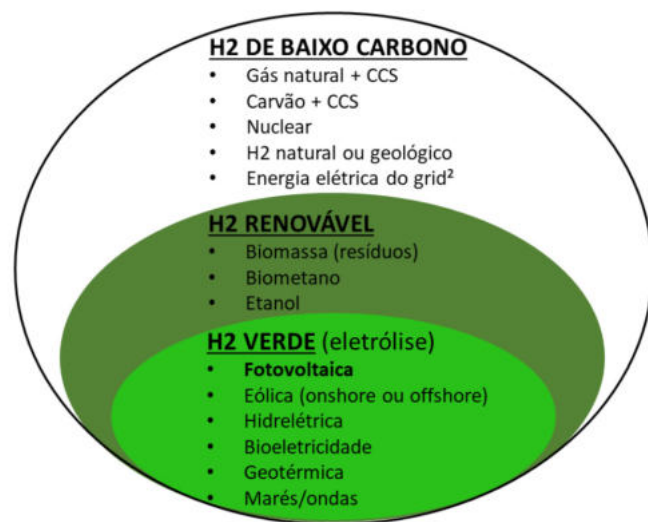


Figura 4: Conceitos de hidrogênio verde, renovável e de baixo carbono. Fonte: elaboração do autor

Os projetos de produção de hidrogênio verde podem ser configurados de diferentes formas, cada uma com vantagens e desvantagens:

- Eletrolisador alimentado integralmente por eletricidade do SIN (Sistema Interligado Nacional);
- Eletrolisador alimentado integralmente por eletricidade off-grid;
- Eletrolisador alimentado tanto pelo SIN como off-grid.

A questão de qual é o melhor modelo de negócio não é trivial e cabe ao empreendedor. Sua avaliação é relevante não só para fins de certificação, mas principalmente para fins de minimizar o custo de produção do hidrogênio.

Para a avaliação de custo, uma das métricas comumente usadas é o LCOH (do inglês Levelized Cost of Hydrogen), que é o custo nivelado de produção de hidrogênio durante toda a vida útil do ativo.

A Figura 6, mais adiante, apresenta projeções de LCOH por país em 2030. Segundo a IRENA (2020)<sup>12</sup>, os principais fatores que determinam o LCOH

são:

- Custo da eletricidade (com encargos e tributos);
- Custo do eletrolisador;
- Eficiência, fator de carga e vida útil dos eletrolisadores; e
- Custo de ponderado de capital (WACC, na sigla em inglês) do projeto.

Uma das fraquezas dessa métrica é estar restrita à quantificação do custo do hidrogênio no local de produção. Desconsidera, portanto, o custo e perdas nos processos de armazenamento, transporte e conversão nas etapas posteriores da cadeia de valor. Logo, o destino do hidrogênio também interfere na avaliação e decisão do modelo de negócio.

Apesar do poder calorífico do hidrogênio ser muito superior ao de outros combustíveis (Figura 5), ele é o elemento mais leve da tabela periódica. Portanto, sua densidade volumétrica é muito baixa, mesmo comprimido ou liquefeito, o que encarece sobremaneira seu transporte.

Essa é a principal razão pela qual a maioria dos projetos de exportação consideram a conversão do hidrogênio verde em amônia. É também a principal razão pela qual os analistas mais céticos (ou realistas) acreditam que o mercado de exportação de hidrogênio para grandes distâncias não será tão expressivo quanto se gostaria.

Logo, o mais lógico no caso de projetos dedicados ao mercado interno seria construir os eletrolisadores no local do consumo e comprar energia elétrica renovável da rede para que se

tenha suprimento com modulação flat e sem sazonalidade para aumentar o fator de carga dos eletrolisadores.

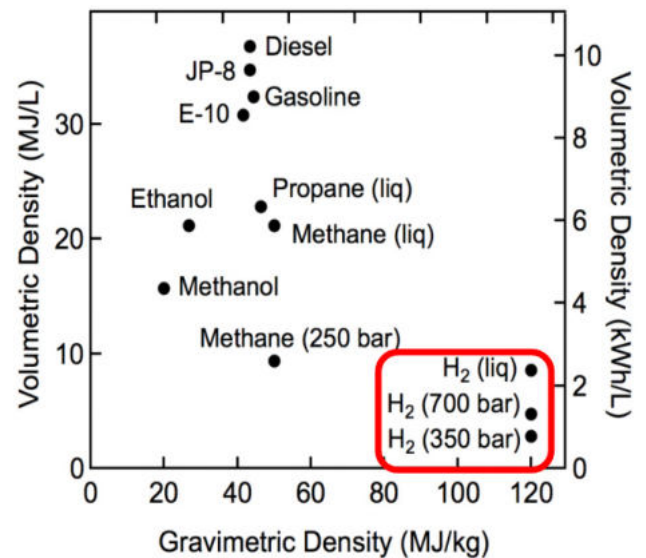


Figura 5: Densidade energética versus volumétrica do hidrogênio. Fonte: DOE (2022)<sup>13</sup>

Porém, essa flexibilidade traz um incremento de custo importante em encargos e tributos, que pode ser parcialmente mitigado via estruturas contratuais de autoprodução por equiparação.

No caso de projetos off-grid, no qual o eletrolisador está localizado junto à produção de eletricidade renovável, o custo da eletricidade é bem menor. Por outro lado, o fator de carga dos eletrolisadores também é menor devido à variabilidade das fontes renováveis.

Nesse caso, é muito favorável desenvolver projetos híbridos com o suporte da Resolução ANEEL 954 de 2021, que regulamentou a implantação de centrais geradoras híbridas e centrais associadas. É também uma oportunidade para a aplicação de sistemas de armazenamento de energia elétrica com baterias.

Outro desafio desse modelo é o transporte do hidrogênio até o ponto de consumo, dado que os melhores

locais do ponto de vista de recursos renováveis normalmente não estão próximos dos potenciais consumidores do hidrogênio.

## A competitividade potencial do hidrogênio verde brasileiro e conclusões

Segundo a BNEF (2021) e a McKinsey (2021), o Brasil tem potencial de ser um dos mais competitivos produtores de H<sub>2</sub> verde do mundo já em 2030, conforme ilustra a Figura 6.

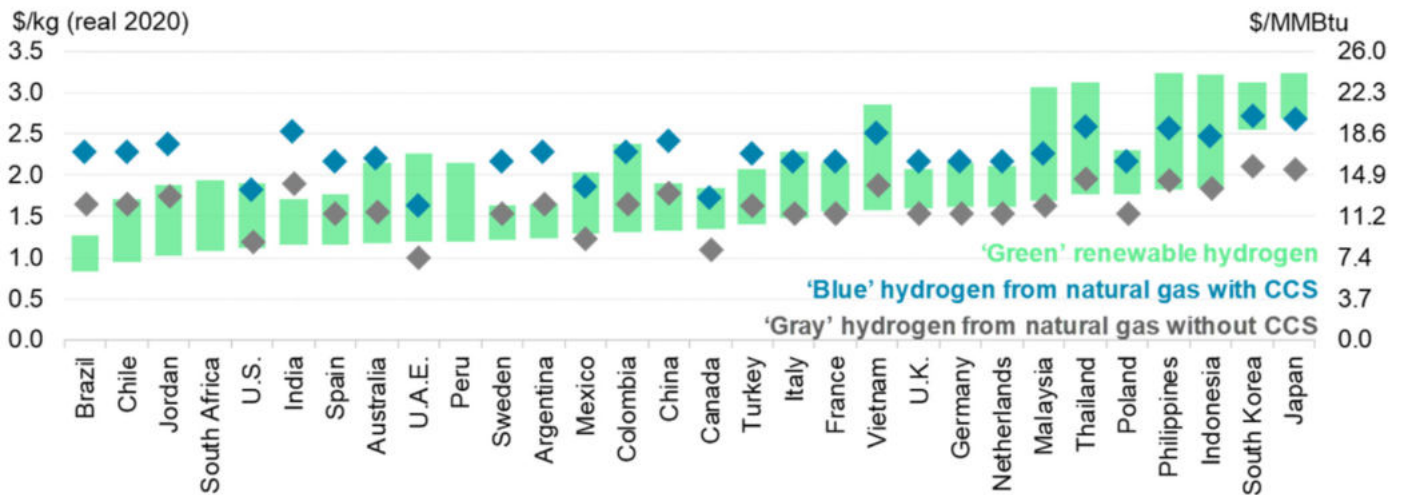


Figura 6: Estimativa de custos de produção de hidrogênio (LCOH) por país em 2030. Fonte: BNEF (2021)

Contudo, muitas coisas precisam acontecer para que o custo de produção do hidrogênio verde no Brasil chegue aos níveis indicados na Figura 6 e fique mais competitivo que o azul e o cinza.

Para começar, recomenda-se um olhar crítico na memória de cálculo de qualquer projeção publicada de LCOH do hidrogênio verde para o Brasil. Como exemplo, ambas as projeções citadas, de 2021, não contemplaram o grande aumento nos valores de CAPEX que as fontes eólica e fotovoltaica enfrentaram no Brasil e no mundo a partir de 2021.

Também não capturaram o impacto negativo do relevante aumento no custo de capital e taxa de juros no país desde então. Ademais, não consideraram o impacto do fim do desconto de 50% na TUST/D (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição)

estabelecido pela Lei 14.120 de 2021.

O fim do desconto afetará a competitividade das fontes eólica e fotovoltaica fortemente a partir de 2027, e sua contrapartida de valoração de benefícios ambientais prevista na mesma lei ainda não saiu do papel.

Por fim, não basta o hidrogênio verde ser barato na saída do eletrolisador. O maior desafio é entregá-lo a um custo competitivo no local de consumo.

Tanto o mercado doméstico quanto o de exportação de hidrogênio renovável apresentam oportunidades de investimento multibilionárias no médio e longo prazos para o Brasil. Entretanto, para esse prognóstico se materializar, o país precisa fazer sua lição de casa tanto por parte dos agentes públicos quanto pelos privados.

Segundo pesquisadores da FGV Energia (Fernandes et. al., 2023)<sup>14</sup>, será essencial para o amadurecimento



e crescimento do mercado de hidrogênio verde no Brasil uma política de investimentos adequada para pesquisa e desenvolvimento, aliada a mecanismos de financiamento e incentivos fiscais.

Por parte dos agentes públicos, é necessário e urgente a adoção de políticas ambiciosas para contribuir com a redução do custo de produção do hidrogênio renovável, fomentar e acelerar seu consumo progressivo pelo mercado local, otimizar a tributação de toda a cadeia de valor e facilitar a viabilização de infraestrutura de armazenamento e transporte associada à produção e uso do hidrogênio e seus derivados.

Por parte dos agentes privados, por sua vez, faz-se necessária uma diligente estruturação de projetos para que se maximize a rentabilidade e se minimize os riscos dos investimentos.

## Referências

- IRENA. World Energy Transitions Outlook 2022: 1,5°C Pathway. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022a
- GECF – Gas Exporting Countries Forum. 2022 edition of the GECF Global Gas Outlook Synopsis 2050. December 2022
- BNEF. Perspectivas para o setor de renováveis no Brasil e América Latina. 08 dez. 2021. Encontro Nacional da ABSOLAR 2021
- COLLINS, Leigh. It will take until 2030 to rein in the current bout of hydrogen mania... cult deprogramming takes time. 22 fev. 2023. Hydrogen Insight. **Disponível aqui**
- IRENA. Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022b
- ASCOM Complexo do Pecém. Complexo do Pecém apresenta hub de hidrogênio verde nos Estados Unidos. 10 out. 2022. **Disponível aqui**
- FREITAS, Frederico. Carbon border tax vai impulsionar o hidrogênio verde. 23 jan. 2023. Rotas do Hidrogênio. **Disponível aqui**
- VALVERDE, Michelle. Uso de adubos na agricultura nacional deve fechar o ano com avanço de 3%. 04 set. 2020. Diário do Comércio. **Disponível aqui**
- YARA do Brasil. Site institucional, 03 jun. 2022. Amônia verde: entenda a importância para o futuro do meio ambiente. Acesso em: 07 mar. 2023. **Disponível aqui**
- MCKINSEY & COMPANY. Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo. 2021
- EPE. Relatório Sínteses do 2022 do Balanço Energético Nacional: ano base 2021.
- IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1,5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020
- DOE – Department of Energy (USA). Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. **Disponível aqui**
- FERNANDES, Gláucia et. al. Panorama dos desafios do hidrogênio verde no Brasil. Coluna Opinião. Jan. 2023. FGV Energia



## Visão do integrador: quais são as diferenças entre o mercado no Brasil e nos EUA?



**Ana Paula Franco**

Jornalista correspondente do Canal Solar no EUA

**FLÓRIDA, EUA.** O mineiro Guilherme Marques vive nos Estados Unidos há mais de 25 anos. Ele mora em Boca Raton, cidade do Sul do estado da Flórida, onde trabalha como vendedor para a empresa PES Solar, que já está no mercado há 26 anos.

Entusiasta da geração de energia limpa, nesta entrevista Guilherme explica como funciona o sistema de geração de energia solar na Flórida, onde ele atua. Nos Estados Unidos, cada Estado tem a sua própria legislação referente à geração de energia.

“Não é simplesmente a vontade do proprietário em instalar painéis solares. Dependemos de várias permissões para a instalação, mas diferentemente do Brasil, essas licenças são

aprovadas com rapidez”.

Guilherme acredita que é possível economizar muito na conta de energia elétrica e ressalta que o imóvel que tem painéis solares ganha em valor de mercado.



*Guilherme Marques, brasileiro que vive nos EUA, pontua que uma das principais diferenças entre a Flórida e o Brasil é que no Sunshine State (Estado Ensolarado, em tradução livre), como é conhecido, são necessárias licenças da prefeitura e dos condomínios para que seja realizada a instalação. Foto: Divulgação*

Hoje, os Estados Unidos já têm um mercado consolidado em geração distribuída. O país da América do Norte está em segundo lugar em produção de energia fotovoltaica no mundo, atrás somente da China.

Confira a seguir a entrevista que o brasileiro deu ao **Canal Solar**.

### **Há quanto tempo você trabalha com energia solar nos EUA e qual tipo de serviço a empresa para qual você trabalha presta?**

A empresa em que eu trabalho está no mercado há exatos 26 anos e é uma das pioneiras no Estado da Flórida. A PES é uma companhia elétrica que existe há quase 45 anos e que está no mercado solar desde 1997, quando fizemos nossa primeira instalação.

Trabalhamos com painéis de primeira geração no mercado e usamos o sistema com microinversores. Uma das maiores diferenças entre a nossa empresa e os nossos concorrentes, é que não subcontratamos nada.

Desde a engenharia do sistema, até as licenças, a instalação e ativação do sistema, tudo é por nossa conta. Muitas empresas dizem que não subcontratam os serviços, mas por não possuírem a licença da parte elétrica, acabam terceirizando esse serviço. Nós fazemos tudo, do princípio ao fim.

### **Quais são as legislações que regem a forma de tarifar a energia gerada por sistemas fotovoltaicos nos EUA?**

É muito difícil falar nos Estados Unidos em geral. Cada estado possui a sua própria legislação e diferentes formas de precificar. Aqui na Flórida a cobrança é feita por meio do Net Metering.

Essa legislação foi aprovada em 2008 e se dá da seguinte forma: uma pessoa instala painéis solares, a companhia de energia elétrica tem que dar créditos na base 1x1. Isso quer dizer que, durante o dia, quando os painéis estão produzindo e absorvendo energia, essa energia atende a todas as necessidades da residência.

Depois que supre a casa com o que precisa, os kWh extras voltam para a companhia elétrica. Nesse momento, o medidor de eletricidade da casa vai para trás.



*Instalação residencial em uma casa na Flórida, EUA.  
Foto: PES Solar/Divulgação*

De noite, quando não há a presença da luz solar, a eletricidade vem da companhia elétrica, e esta não pode cobrar uma tarifa maior por isso. Basicamente falando, cada kWh que o sistema solar produz equivale a um a menos que você compra da companhia elétrica.

Existe a possibilidade também de você ter baterias de backup e se tornar independente do grid (rede elétrica). Nesse caso, encarece muito o valor do seu sistema, uma vez que uma casa com uma unidade de ar-condicionado, necessitaria de duas a três baterias, dependendo do tamanho do sistema.

Vale lembrar que mais de 85% das casas na Flórida têm ar-condicionado e isso representa 27% do consumo de energia no Estado.



## FEITO SOB MEDIDA PARA OS TELHADOS DE GRANDES CASAS



Eficiência máxima de até 98,1%



2/3 MPPTs para telhados com diversas direções



DPS Tipo II integrado



Função AFCI opcional



MIN 7-10KTL-X




Growatt New Energy



**GROWATT NEW ENERGY BRAZIL LTDA**

br.growatt.com | Info@ginverter.com Centro de Suporte - São Paulo

+55 (44) 3122-3636 +55 (44) 3123-3650  br.service@growatt.com

**No Brasil, esse ano o percentual de remuneração deixou de ser de 1x1, uma vez que a ANEEL alega que os serviços de rede não são remunerados, argumento similar ao que ocorreu no mercado da Califórnia há alguns anos. Não existe esse tipo de discussão na Flórida? Existe alguma previsão de mudança de regras nos próximos anos?**

Aqui na Flórida não há previsão de mudar o Net Metering. Basicamente, o que você produz de energia extra durante o dia, volta para o power grid (rede elétrica) e a companhia de energia não te cobra a mais pelo que você usa, por exemplo, à noite.



*Segundo Marques, a instalação de um sistema é realizada totalmente pela sua empresa, sem terceirizar mão de obra. Foto: PES Solar/Divulgação*

**Quanto custa a instalação de um projeto de energia solar, em média, e qual o custo-benefício?**

Por aqui não temos um preço por painel. Aqui usamos o PPW, preço por watt. Quando se paga à vista, o PPW é menor. Quando o comprador opta por financiar a instalação do sistema, as taxas de juros variam de 3,99% a 8,99% ao ano.

O PPW pode variar de US\$ 2,90 por watt até US\$ 4,40 por watt. O valor de \$2.90 é quando a pessoa paga à vista. Acima disso varia com o tipo de financiamento e taxas de juros aplicáveis,

além de que todo financiamento possui um dealer fee dos bancos - taxa cobrada pelas instituições bancárias.

Esse dealer fee pode variar de 5% a 35%, dependendo do banco, e do financiamento em que o cliente é aprovado, de acordo com seu score. Para ser aprovado, o cliente tem que possuir um score acima de 640 pontos.

Um sistema de 10 kW, por exemplo, pode variar de US\$ 29.000 a US\$ 44.000. Esse preço inclui os painéis, inversor, instalação, as licenças, os materiais, a mão de obra etc. O custo e o benefício são vários.

Como os juros ao ano são baixos, a longo prazo, ter energia solar é mais barato que pagar eletricidade. Os pagamentos são fixos e não oscilam com a inflação como a eletricidade regular. Existem estados que dão incentivos para as pessoas terem energia solar, e esse incentivo vem em diminuição de imposto.

Na Flórida não existe incentivo estadual, mas o governo americano oferece um incentivo fiscal de 30% na hora de fazer o imposto de renda. De acordo com a Forbes Magazine, o imóvel que possui painéis solares tem uma valorização entre 4% e 6% no seu valor de mercado.

**No Brasil, um indicador muito utilizado para se vender energia solar é o payback (retorno do investimento), que aqui é da ordem de 6 anos (com as novas regras vigentes).**

**Qual é o payback de um projeto de energia solar na Flórida? Quais são os argumentos de venda utilizados para se vender a energia solar por aí?**

O ROI (Return of Investment), em média, é de 5 a 7 anos. Aqui a energia solar não tem inflação. O dono da casa tem um pagamento fixo por mês, com juros que variam de 4,99% a 8,99% por ano e o pagamento se mantém o mesmo até o final do empréstimo.

É como se o dono da casa financiasse um carro. Pagamentos fixos com juros fixos até o final. Outro argumento é ser dono da sua energia solar versus você “alugar” a energia da companhia elétrica. Qual você prefere, “pagar aluguel” ou ser dono do seu investimento?

Outro argumento: a Forbes fez um estudo mostrando os investimentos feitos em uma casa como, por exemplo, a reforma de uma cozinha, banheiro, construção de uma piscina, janelas e portas contra furacões, etc e a valorização do imóvel com esses investimentos.

A energia solar, também é um investimento a longo prazo e segundo

a Forbes, valoriza o imóvel entre 4% a 6%. O governo federal oferece um incentivo de 30% em forma de crédito no imposto de renda para quem decidir investir em energia solar.

Ao contrário de uma reforma em sua casa, o solar é o único investimento atual em seu imóvel que possui incentivo do governo.

Resumindo, ter energia solar, é fazer um investimento em sua propriedade, com um incentivo do governo de 30%, com pagamentos fixos e sem inflação, que trará uma valorização de 4% a 6% em seu imóvel – e o principal: você será dono da sua própria energia produzida. Adeus conta de luz.

### **Os profissionais precisam fazer algum tipo de curso ou ter algum registro para atuar nesta área?**

Aqui nos Estados Unidos qualquer negócio tem que ter uma licença de operação. Uma empresa séria tem vários departamentos com profissionais



### **As Ferramentas corretas para maior segurança da sua instalação fotovoltaica**

- Portfólio completo com diversos modelos e funções
- Serviço de manutenção especializada no Brasil
- Ferramentas de alta durabilidade
- Confiabilidade na instalação
- Precisão de corte e crimpagem
- Design ergonômico
- Vida útil longa



+55 11 4366-9610

vendas@weidmueller.com

treinados e especializados em cada área.

Logística, gerenciamento, vendas, serviços elétricos, instalação, operação com as cidades e associações de moradores, engenharia, design, tecnologia, serviço ao consumidor etc.

### **Na sua visão, quais são as principais diferenças entre o mercado brasileiro e o dos EUA?**

Eu acho que o mercado americano é mais acessível, uma vez que possui taxas de juros menores. Os incentivos de alguns governos estaduais e o incentivo do governo federal é um fator a ser levado em consideração. Aqui todo mundo que trabalha é valorizado, tem uma vida digna e consegue financiar o sistema solar.

Não há a diferença absurda, como no Brasil, entre classes sociais. Ter um bom crédito é garantia de conseguir um financiamento com juros baixos. O maior desafio, acho que é conscientizar a população sobre os benefícios da

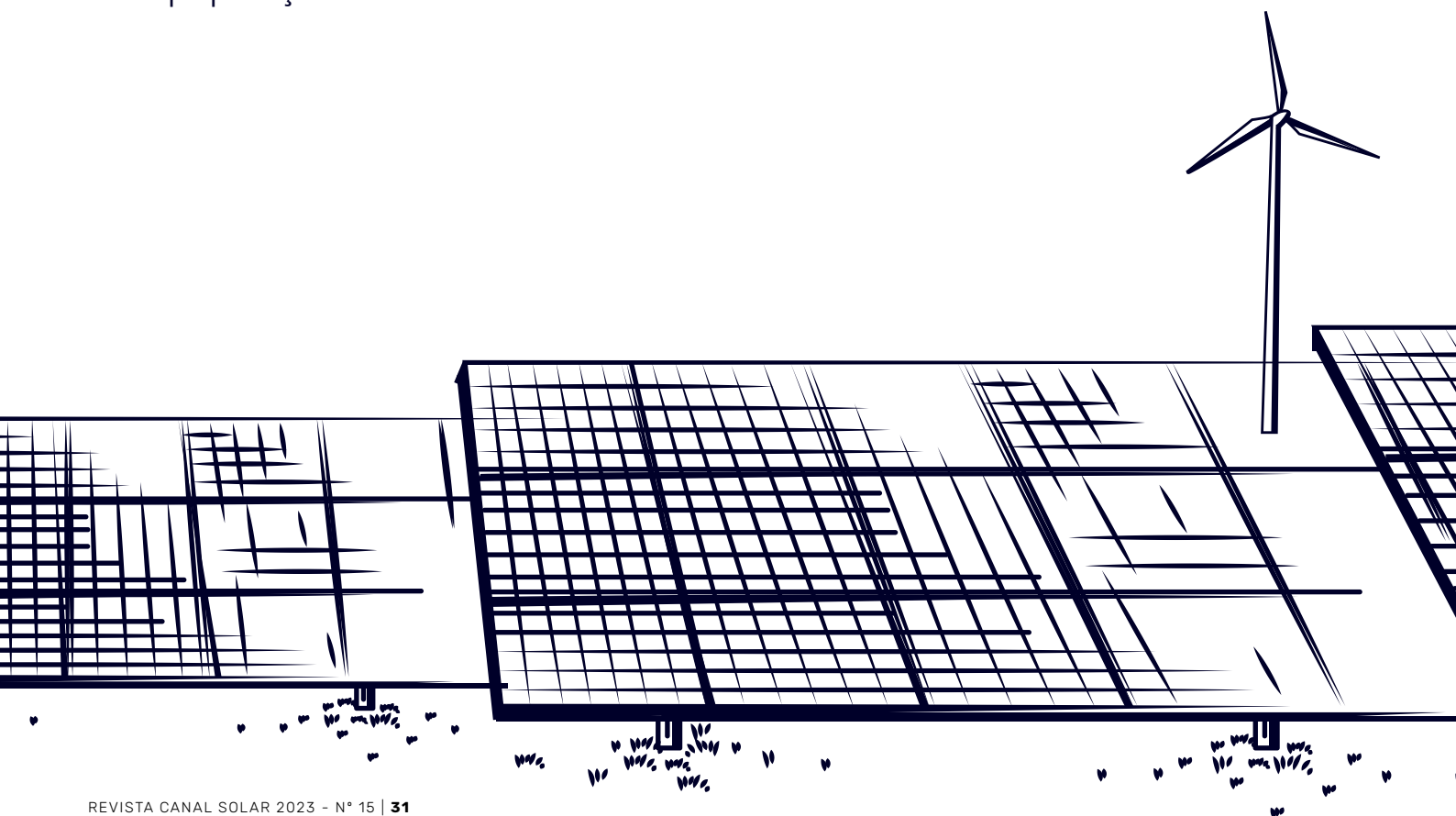
energia solar para eles e para o planeta.

Explicar como funciona, que a engenharia de um sistema solar é baseada no consumo de energia de cada família naquela moradia. Muitos têm a ideia equivocada de que ter energia solar significa desperdiçar energia.

Se você tem espaço no seu telhado, para que o seu sistema supra o seu consumo anual, você vai eliminar sua conta de luz. Caso não tenha 100%, você pode diminuir o que gastaria em energia elétrica, produzindo a sua própria energia.

Existem vários produtos que ajudam a reduzir o custo da sua eletricidade, como um sistema de isolamento (térmico) para o telhado, vedação de dutos de ar-condicionado, instalação de janelas e portas resistentes contra furações, entre outras medidas.

Eu não sou muito conhecedor do sistema brasileiro na área de energia solar, por estar aqui há mais de 25 anos. Difícil fazer uma comparação 100% correta.





## Mercado maduro: como a Alemanha tem lidado com a profissionalização do mercado de energia solar



**Daniele Haller**

Jornalista correspondente na Alemanha

**S**AARBRÜCKEN, ALEMANHA. Com o crescimento da demanda de sistemas fotovoltaicos na Alemanha, a importância de qualificar-se na área se tornou cada vez mais relevante. Qualificação, controle técnico e investimento na carreira.

Em setembro de 2022, a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), em colaboração com a Organização Internacional do Trabalho (OIT), publicou um novo relatório sobre o crescente número de geração de empregos no setor de energias renováveis.

Em 2021, o setor chegou a gerar 12,7 milhões de novas vagas de trabalho. De acordo com o documento, o mercado solar é o que mais cresce,

chegando a atingir um total de 4,3 milhões de empregos em 2021, mais de um terço da mão de obra no cenário global de energias renováveis.

O relatório mostra o quanto alguns países têm investido e criado mais empregos no setor de energias renováveis. A China se destaca com 42% do total mundial de empregos no setor, seguida pela União Europeia e o Brasil, ambos com 10%, e pelos Estados Unidos e Índia, com 7% cada.

Segundo o gráfico publicado em junho de 2022 pela Statista, plataforma on-line alemã de estatísticas, em 2021 o mercado solar na Alemanha atingiu cerca de 58.500 empregos, 19.000 vagas a mais após a queda do setor em 2017.

Um dos fatores pelo crescente aumento na procura por qualificação no setor solar deve-se também às novas leis definidas por alguns estados alemães, como é o caso de Berlim.





*Energia solar da cobertura do Estádio Olímpico de Berlim. Foto: Solarwatt/Reprodução*

Em junho de 2021, entrou em vigor no estado de Berlim a lei solar determinando que, a partir de 2023, todas as novas construções devem conter obrigatoriamente um sistema fotovoltaico, salvo exceções, o que acelera não apenas a transição climática do país mas, paralelamente, expande o setor de qualificação de técnicos solares, uma vez que a demanda pelo sistema tem aumentado de forma exponencial.

## **Qualificação e funções de um instalador de sistema fotovoltaico na Alemanha**

Na Alemanha, a expressão “Solar-teur” é utilizada para denominar os profissionais que trabalham com instalações de sistemas fotovoltaicos.

No entanto, a palavra trata-se apenas de uma expressão para definir o especialista que trabalha nessa área, mas não é oficialmente uma especialização, sendo, inclusive, uma palavra patenteada e protegida pela lei de marcas registradas, Repartição Alemã de Patentes e Marcas (Deutsche Patent- und Markenamt- DPMA)

De acordo com as informações no site a Agência Federal de Empregos da Alemanha, o curso para especialis-

ta em tecnologia solar ou técnico solar é uma formação de aperfeiçoamento legalmente regulamentada, podendo ser oferecida como qualificação por instituições como a câmara de profissionais do setor da construção (Handwerkskammer), assim como em associações comerciais e profissionais ou instituições de ensino privadas.

Os técnicos solares são em sua maioria instaladores, eletricitistas ou construtores de telhados com especialização no setor solar.

Para quem deseja trabalhar na área de construção de sistemas solares, a opção é formar-se nos cursos de Especialista em Tecnologia Solar ou Especialista em Tecnologias Energéticas Ecológicas – ambas capacitam profissionais não apenas para realizar instalações, mas funções que vão desde o planejamento, instalação e manutenção do sistema.



*Foto: Germany Academy/Reprodução*

Apesar do termo instaladores ou técnicos solares, esses profissionais também são habilitados a trabalhar com sistemas térmicos para aquecimento.

Existem duas formas para se tornar um técnico de energia solar na Alemanha. Quando já se tem uma formação profissional no setor de construção e deseja-se fazer uma especialização na indústria solar, ou, quando não se tem

nenhuma experiência e é possível iniciar os estudos do zero.

A especialização para quem já tem formação e experiência no setor da construção exige alguns pré-requisitos como, por exemplo, ser profissional da construção, mestre da construção civil, montador de telhados, vidraceiro, electricista e/ou metalúrgico.



Foto: SRH Universidade de Ciências Aplicadas de Berlim/Divulgação

Nesse caso, o recomendado é uma especialização ou formação complementar para tornar-se um técnico de instalação de energia solar, com um tempo de duração de curso que pode variar de 4 a 9 meses.

Para quem deseja entrar no mercado de instalador ou técnico solar mas não tem nenhuma formação na área de construção, é preciso iniciar uma nova formação que, dependendo da instituição, pode levar de 1 até 3 anos.

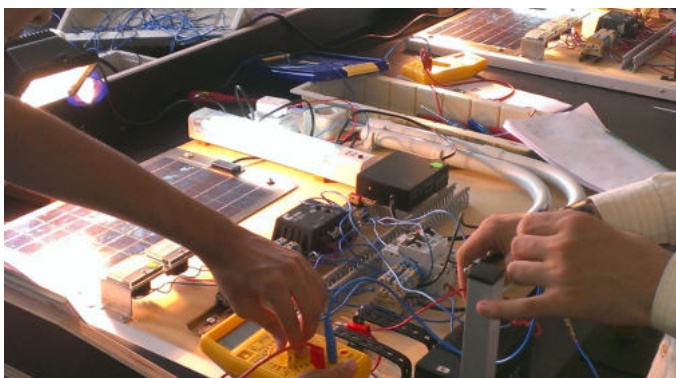


Foto: Germany Academy/Reprodução

Para ingressar nesse tipo de formação é obrigatório, como pré-requisito, um certificado de conclusão do ensino médio. Após a formação, o salário de um técnico solar pode variar entre 3.840 e 4.280 euros por mês.

### **Qual o conteúdo oferecido em um curso de técnico solar?**

A função do técnico solar ou instalador solar vai muito além do trabalho manual apenas – ele precisa dominar algumas funções que fazem parte do trabalho desse profissional.

Por isso, durante os cursos, o profissional aprende desde a comunicação com os clientes sobre a eficiência econômica dos sistemas solares, as modalidades de alimentação de eletricidade na rede e até mesmo como levar informações sobre os programas de subsídios.

Na parte técnica, um técnico solar precisa dominar os conceitos, as técnicas e normas de projeto, bem como o dimensionamento de equipamentos e componentes.



Foto: Germany Academy/Reprodução

Além disso, aprendem a realizar os cálculos de custos dos componentes e da instalação, os rendimentos de eletricidade ou energia térmica assim como preparar ofertas e orçamentos.

# RENOVIGI

# 10 ANOS

ENERGIZANDO UM MUNDO MELHOR COM VOCÊ!



## RENOVIGI É A ENERGIA QUE VOCÊ PRECISA PARA TRANSFORMAR SEU NEGÓCIO.

Fundada em 2012 em Chapecó-SC, a Renovigi tornou-se uma das maiores fabricantes de sistemas fotovoltaicos no Brasil, com mais de 90 mil geradores instalados em todo território nacional. São 10 anos distribuindo qualidade, confiabilidade, inovação e ajudando a tornar o mundo mais sustentável tendo o sol como inspiração.

Com matriz em Chapecó-SC, a Renovigi não para de crescer e hoje conta com filiais em Navegantes-SC, Louveira-SP e Campinas-SP. Na Renovigi, a energia é feita por gente, feita pelos mais de 200 colaboradores diretos e indiretos, que trabalham diariamente para levar essa energia até você.

**Deixe a energia Renovigi transformar seus negócios.** Faça parte da história de uma das empresas que mais cresce no Brasil e seja você também um dos mais de 4 mil parceiros credenciados Renovigi. **Conquiste seu lugar, conecte-se com essa energia.**

**QUEM CONHECE, INDICA RENOVIGI**



@renovigi



@renovigisolar



/renovigi

Visite nosso site  
[renovigi.com.br](http://renovigi.com.br)

Seja um credenciado:



Passando a execução do projeto, aprendem como fazer as encomendas de materiais e componentes do sistema, além dos conceitos de supervisão, instalação, testes e a colocar o sistema em operação.

No curso oferecido pela Handwerkskammer, por exemplo, fazem parte da grade curricular conteúdos como fundamentos da tecnologia energética, fundamentos da tecnologia de aquecimento, fundamentos da engenharia elétrica, assim como os sistemas solares térmicos e os sistemas fotovoltaicos.

Marketing também faz parte do conteúdo do curso, com o objetivo de preparar o profissional, para que ele domine sobre o mercado, demanda dos clientes, vendas e conceitos publicitários.

### **Investimento na qualificação**

O investimento na qualificação como técnico ou instalador solar pode variar de acordo com o tipo de curso. Para uma especialização, ou seja, uma formação complementar, os cursos custam cerca de 2.800 euros, dependendo dos módulos e suas quantidades.

Esses valores podem oscilar de acordo com a região.

O governo alemão desenvolveu subsídios para apoiar profissionais que desejam especializar-se em um setor ou para quem deseja entrar no mercado, sendo possível conseguir um apoio financeiro que pode ir de 15% até 100% de cobertura, dependendo do caso. A Lei de Assistência à Capacitação e Formação (Aufstiegs-BAföG), é financiada conjuntamente pelo Governo Federal e pelos estados. O financiamento foi criado como um método de apoiar o desenvolvimento na área de formação ou pós-formação, assim como a expansão da qualificação profissional. O subsídio oferecido pelo governo é uma forma de financiamento, onde 50% do valor da formação será coberto pelo programa e, para o valor restante do montante, existe uma oferta de empréstimo para os participantes, que podem financiar o seu curso com o valor máximo de até 15.000 euros.

Outra medida é uma contribuição para gastos e despesas durante o curso, para aqueles que estudam em tempo integral sem a possibilidade de trabalhar.



**A MOBILIDADE ELÉTRICA NÃO É O FUTURO, É O AGORA!**

Nossa missão é contribuir para o desenvolvimento da mobilidade elétrica no Brasil, conectando profissionais, investidores, empresas e apaixonados por carros por meio da informação.

**O Canal Veículos Elétricos é um canal exclusivo, distribuído pelo Canal Solar.**

**VE**  
Powered by Canal Solar



 @canal.ve  
[www.canalve.com.br](http://www.canalve.com.br)

O financiamento também pode ser disponibilizado para estrangeiros, contanto que estejam dentro dos requisitos, como residência permanente na Alemanha ou uma autorização de residência permanente, se estiverem residindo no país há pelo menos 15 meses e exercendo uma atividade remunerada.

## Quem pode montar um sistema FV?

Na Alemanha, não é obrigatória a contratação de um instalador solar profissional para a construção de um sistema fotovoltaico, permitindo que o próprio proprietário do sistema possa realizar a montagem mecânica.

No entanto, as ligações elétricas para que o sistema entre em funcionamento devem ser efetuadas por um especialista, um eletricitista qualificado.

O profissional que possui a certificação de técnico solar somente, não é qualificado para essa função, sendo necessário também uma formação na área eletrotécnica específica.

Se por um lado não existe a obrigatoriedade legal da contratação de um instalador solar profissional para a construção do sistema, esse fator pode trazer algumas consequências negativas para o cliente final do projeto, pois a instalação profissional é um dos pré-requisitos para a cobertura de seguro, assim como em caso da garantia do sistema.

Nesse quesito, é importante ponderar sobre a contratação de um especialista, mesmo sem obrigatoriedade, evitando problemas futuros.

Após a instalação do sistema, seja

pelo proprietário ou por uma empresa profissional, é obrigatório que um eletricitista registrado e certificado realize a conexão do sistema à rede pública. Essa é uma exigência estabelecida na Lei de Fontes Renováveis de Energia (EEG 2021).

Sem a aprovação do eletricitista capacitado, o sistema não pode entrar em funcionamento.

## Construção de Sistemas fotovoltaicos isenta de licença

Geralmente, a construção de um sistema fotovoltaico é isenta de licença. De acordo com o Código de Construção Alemão (BauGB), a construção dos sistemas fotovoltaicos em telhados particulares é, normalmente, isenta de aprovação.

Isto se aplica especialmente aos sistemas fotovoltaicos onde os módulos são montados paralelamente ao telhado ou à fachada. Entretanto, há restrições que variam dependendo do código de construção do estado e que se aplicam especialmente a sistemas solares onde as placas são montadas em estandes.

Entretanto, a chamada “schlichte Genehmigungsfreiheit” ou simples isenção de aprovação, em português, pode variar de um estado para outro, podendo sofrer oscilações de acordo com o tamanho, potência do sistema e local a ser construído como, por exemplo, em áreas muito grandes ou edifícios particularmente altos, que podem exigir aprovação do planejamento urbano.

Apesar de geralmente não ser ne-

cessária uma licença para a construção de um sistema fotovoltaico, o registro dele é obrigatório. O sistema de energia solar deve ser registrado na Agência Federal de Eletricidade, no operador da rede e na repartição de impostos. O registro é obrigatório e o não cumprimento desse requisito pode resultar em penalidades.

Durante o registro do sistema devem ser informados os dados da planta do sistema, toda e qualquer atualização que seja feita nele, assim como extensões de instalações já existentes.

A obrigação de registro também se aplica aos sistemas fotovoltaicos cuja eletricidade é comercializada diretamente, por exemplo, se a eletricidade for vendida aos inquilinos em sua própria casa.

## **Inspeção das instalações fotovoltaicas**

Após a montagem do sistema fotovoltaico é obrigatória a inspeção da instalação por um órgão ou profissional legalmente qualificado. O regulamento de inspeção está em conformidade com a VDE (Associação para as Tecnologias Elétricas, Eletrônicas e de Informação). Além da inspeção inicial, também é obrigatório o controle periódico do sistema fotovoltaico e de seus componentes.

De acordo com as normas da Associação dos Engenheiros Elétricos Alemães, as instalações solares devem passar por uma inspeção geral profissional a cada quatro anos – controle obrigatório. Esse tipo de inspeção é realizada por empresas privadas ou pessoas qualificadas, com formação

de acordo com as normas da VDE para a realização do procedimento.

Para realizar esse tipo de atividade é necessária uma formação profissional de eletrotécnica ou, como alternativa, uma formação no mesmo setor que tenha o mesmo nível de comparação em ambos os cursos.

Além do controle realizado por uma empresa profissional, é recomendada a inspeção diária e mensal pelo proprietário do sistema. As inspeções periódicas são aquelas onde não há absolutamente a necessidade de um profissional, como a verificação

operacional diária ou o controle visual mensal da superfície, esse tipo de controle não é obrigatório, no entanto, é recomendado para um bom funcionamento do sistema e a prevenção contra acidentes.

Todavia, a Associação Alemã de Seguradoras de Propriedade (VdS) recomenda anualmente uma inspeção visual por uma empresa especializada, ou seja, o controle de todos os componentes do sistema, evitando danos como, por exemplo, causados pelo clima, animais, sujeira, vegetação ou corrosão do sistema de instalação.

A recomendação por uma empresa especializada não é obrigatória, ela apenas reforça a importância de colocar o sistema nas mãos de profissionais qualificados e capazes de identificar possíveis problemas no sistema. Outro fator importante é o acordo entre o proprietário do sistema e o seguro. Caso o seguro exija uma inspeção em determinado período, é importante que seja respeitado para que o segurado não perca seus direitos em caso

**As instalações solares devem passar por uma inspeção profissional a cada quatro anos**

de sinistros.

A obrigatoriedade está no controle técnico de inspeção em conformidade com o Regulamento 3 da DGUV (Seguro de Acidentes Sociais Alemão), que deve ser realizado por um eletricitista qualificado em conformidade com as Regras Técnicas de Segurança Industrial (TRBS 1203).

Durante a inspeção, é obrigatório o uso de equipamentos de medição e controle adequados. O regulamento é baseado no parágrafo 2 da portaria 6 sobre Segurança e Saúde Industrial (BetrSichV), que determina que apenas uma pessoa competente pode realizar a inspeção de acordo com a DGUV e emitir um relatório de aprovação de verificação.

O “Inbetriebnahme-protokoll” ou relatório de comissionamento é um documento importante para o operador do sistema fotovoltaico.

Ele prova que o sistema foi instalado de forma adequada e segura, de acordo com os regulamentos e normas exigidas e está apto para ser colocado em funcionamento.

O **Canal Solar** entrevistou **Carsten Körnig**, chefe executivo da Associação Alemã da Indústria Solar (Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V) para abordar sobre a atual situação do setor profissional dentro da indústria solar na Alemanha.

Fundada em 2006, a associação tem como objetivo representar os interesses do setor solar dentro da Alemanha

ou no exterior, assim como ser fonte de informação segura sobre a indústria solar, tornando-se referência importante dentro do mercado fotovoltaico alemão.

### **Atualmente, qual a situação do setor de qualificação para profissionais instaladores de sistemas fotovoltaicos na Alemanha? A procura por esse tipo de profissionalização tem aumentado?**

Carsten Körnig: Em conjunto com a implementação das metas climáticas do governo federal, que prevê quase triplicar a quota da energia fotovoltaica na procura interna de eletricidade, nos próximos 10 anos, a procura de emprego na indústria fotovoltaica e de armazenamento deverá crescer em média cinco dígitos nos próximos anos, de acordo com as nossas estimativas.

As previsões precisas são difíceis, uma vez que não dispomos de qualquer informação fiável sobre encerramentos e transferências de instalações relacionadas com a idade nos próximos anos, e é provável que isso dependa muito da indústria de construção em geral e a volta à industrialização solar.

### **Com o aumento da procura de novas instalações fotovoltaicas, a Alemanha tem conseguido sanar essa demanda?**

A fim de satisfazer esta procura de trabalhadores qualificados, muitas



**Carsten Körnig**  
Chefe executivo da  
Associação Alemã da  
Indústria Solar

# Clube Amara Nzero



Com o sucesso de nossas viagens com as famílias do Clube Amara Nzero escolhemos nesta próxima edição, viajarmos pelo Mar Mediterrâneo, em um espetacular transatlântico que além de moderno, fosse o mais sustentável possível.

As reduções das emissões de carbono, buscando o Net Zero, são fundamentais na Transição Energética para alcançar um mundo sustentável.

Acessem nosso site e redes sociais, conheçam mais sobre o Clube Amara Nzero



## Quer saber como participar?

Adquirindo sistemas fotovoltaicos em Amara NZero Brasil, entre 1 de janeiro até 31 de Agosto de 2023, num volume mínimo de 1 Mwp, pode arrumar as malas que sua vaga no clube está garantida e vamos viajar.

Descubra tudo o que podemos fazer juntos em:  [app.amaranzero.com.br](https://app.amaranzero.com.br)

 @amaranzerobrasil



empresas solares oferecem aos candidatos perfis de emprego e oportunidades de carreira extremamente atraentes.

Salários justos, condições de trabalho flexíveis e um ambiente de trabalho positivo já são provavelmente padrão na maioria das empresas da nossa indústria. Os empregos na indústria solar são muito populares porque são altamente significativos e futuramente prósperos.

### **As profissões do mercado solar podem ser consideradas como profissões do futuro? A Alemanha tem intenção de investir cada vez mais na formação de pessoas para este setor?**

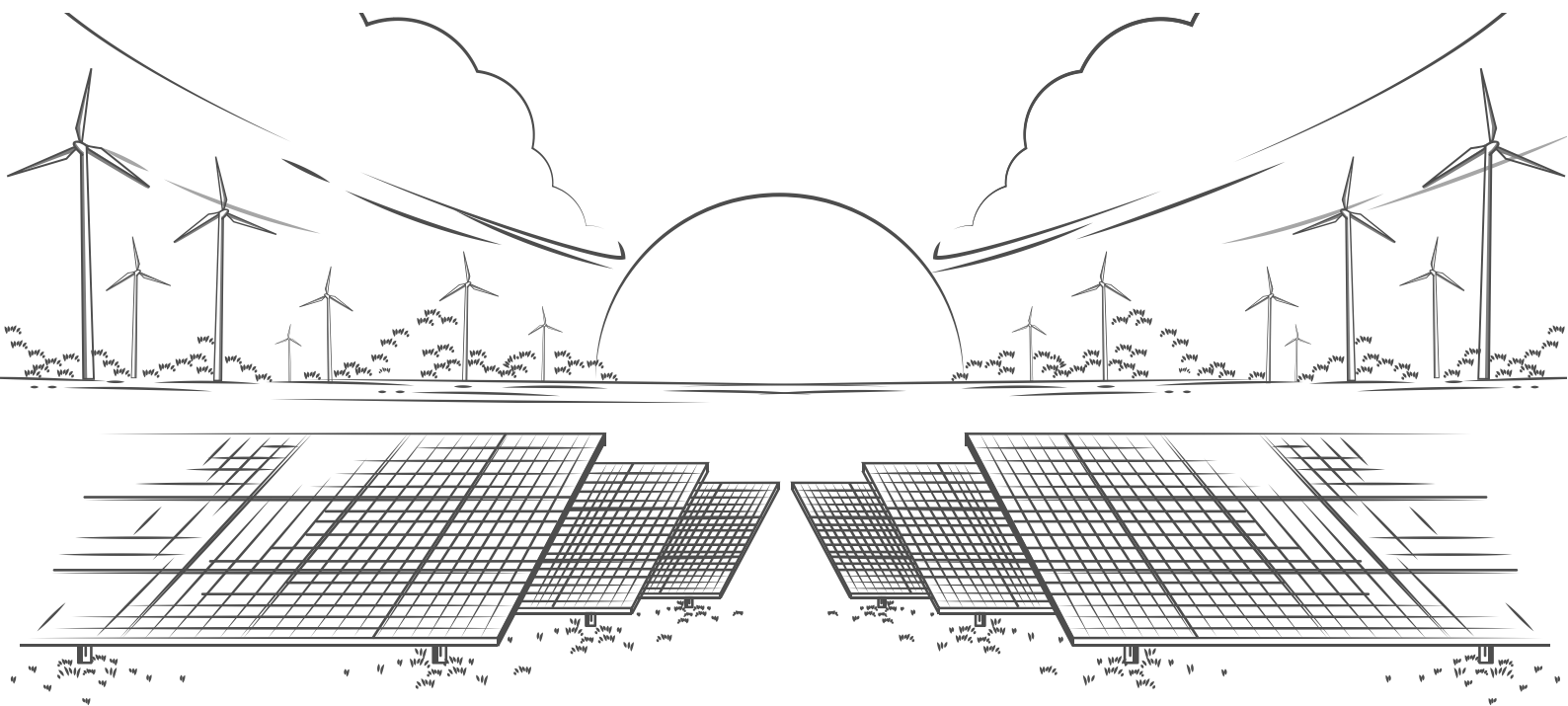
Para além de iniciativas para trabalhadores qualificados e ofertas de qualificação por empresas solares na

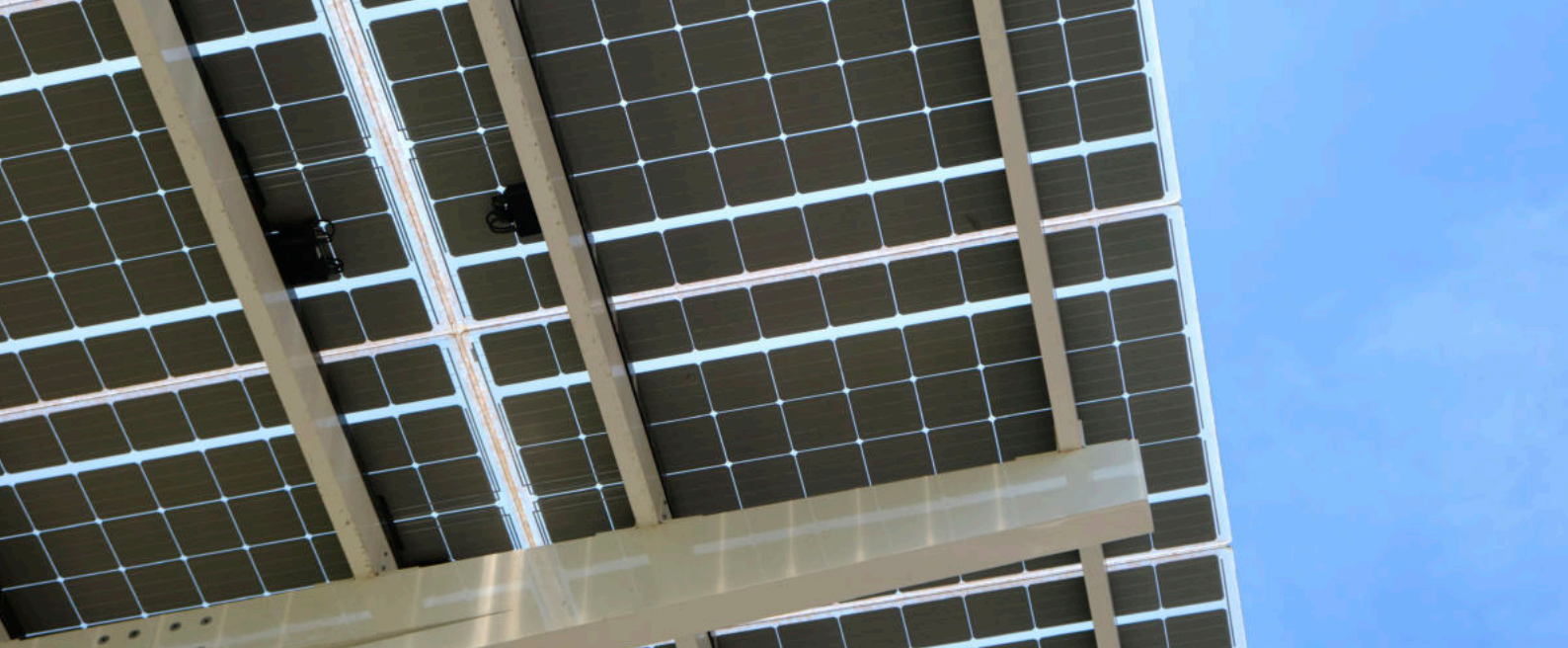
Alemanha, a nossa associação agora também recruta trabalhadores qualificados do estrangeiro.

Por exemplo, o acordo recentemente celebrado na Índia entre o BSW e o Conselho de Competência dos Empregos Verdes (SCGJ), que é responsável pelas escolas profissionais, por ocasião da visita do Chanceler no início de Março.

O BSW planeia expandir ainda mais a integração de trabalhadores qualificados do estrangeiro na indústria solar após a entrada em vigor da nova lei sobre a imigração de trabalhadores qualificados, no verão.

Por outro lado, profissionais alemães do setor solar também têm tido oportunidades interessantes no exterior, uma vez que muitas empresas solares alemãs estão a implementar muitos projetos solares na Europa e fora dela.





## Módulos fotovoltaicos bifaciais: a tecnologia que está transformando a indústria solar



**João Souza**

Engenheiro eletricitista,  
responsável técnico da  
Ecori

**J**á tem algum tempo que os módulos bifaciais ganharam maior relevância no mercado brasileiro, quando comparados com os módulos monofaciais.

Há quem diga que os bifaciais já são os mais vendidos atualmente no mercado brasileiro. Esse destaque se deve principalmente ao preço atrativo dos bifaciais. Atualmente, um módulo bifacial apresenta o mesmo preço de um módulo monofacial.

Aliado ao fato de os módulos bifaciais possuírem normalmente 30 anos de garantia de geração de potência linear, enquanto os monofaciais apresentam normalmente 25 anos, assim como a vantagem de serem capazes de gerar até 25% mais energia quan-

do aproveitado o seu ganho bifacial.

Resumindo, as questões de preço, garantia e geração são os principais fatores que explicam a posição atual de destaque dos módulos bifaciais.

Porém, antes de se criar uma guerra Monofacial x Bifacial, é bom que fique claro que não é possível fazer uma comparação justa entre módulos apenas com base nessa diferença. Por exemplo, no contexto deste artigo, um módulo monofacial PERC deve ser comparado construtivamente com um módulo bifacial PERC, não com um bifacial PERT ou SHJ, por exemplo.

Além disso, como já dissemos anteriormente em outro artigo, um sistema fotovoltaico não é composto apenas por módulos fotovoltaicos. Do ponto de vista sistêmico, quais outras características um módulo bifacial pode agregar ao sistema fotovoltaico?

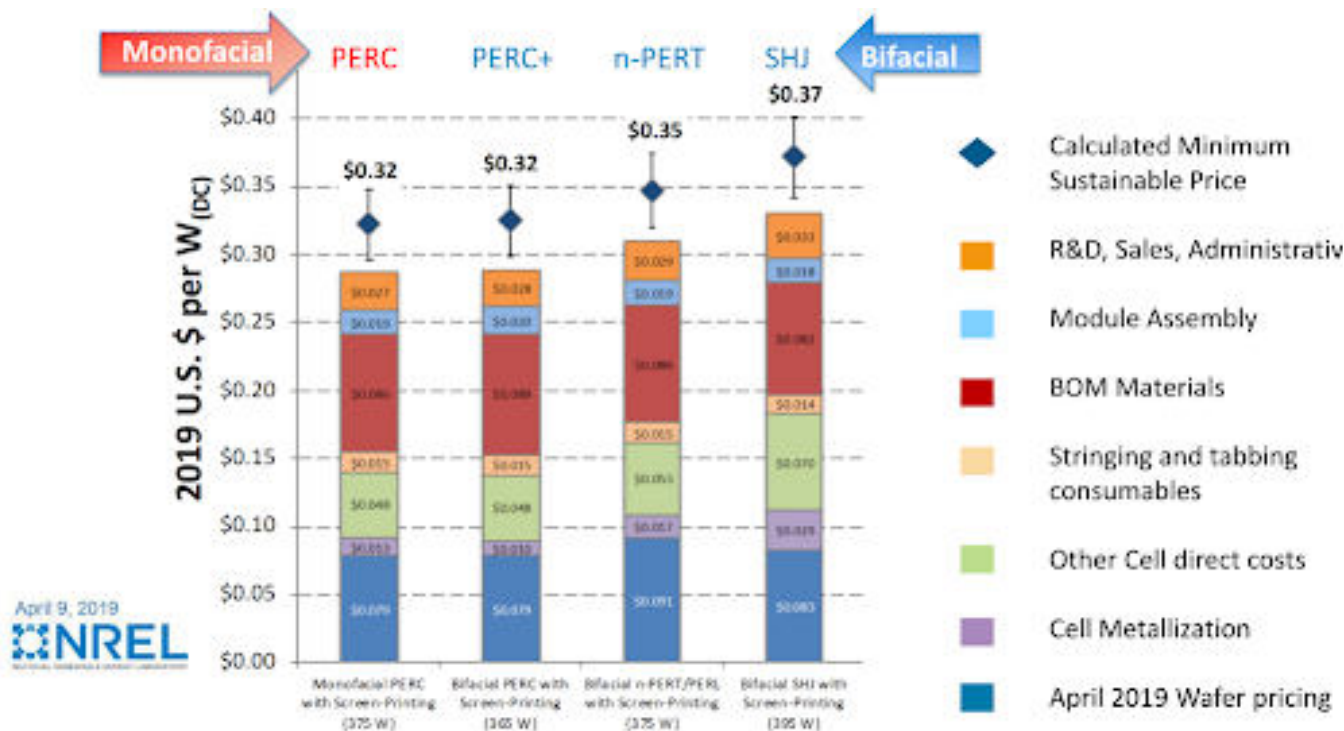


Figura 1: Custos de fabricação de módulos FV de silício cristalino. Fonte: [1]

Neste artigo, veremos a diferença de um módulo monofacial e um bifacial, quais são as vantagens e desvantagens dos módulos bifaciais, se existe alguma dica de ouro em sua aplicação e o que saber antes de realizar simulações e projetos.

### Aspectos econômicos

Em 2019 o Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) apresentou um estudo [1] que mostrou os custos em dólar por watt para a fabricação de um módulo monofacial PERC e módulos bifaciais PERC+, n-PERT e SHJ, como mostra a figura 1.

Se compararmos os custos de fabricação de um módulo monofacial PERC com um módulo bifacial PERC+, ambos custavam 32 centavos de dólar americano por watt já em 2019.

### Garantia

É possível verificar a partir das folhas de dados técnicos que os fabricantes de módulos fotovoltaicos bifaciais normalmente concedem uma garan-

tia de geração de potência linear de 30 anos.

A figura 2 apresenta um trecho da folha de dados dos módulos bifaciais da série JAM72D30 525-550/MB [2] da JA Solar com garantia de 30 anos contra degradação superior a 84,95%.

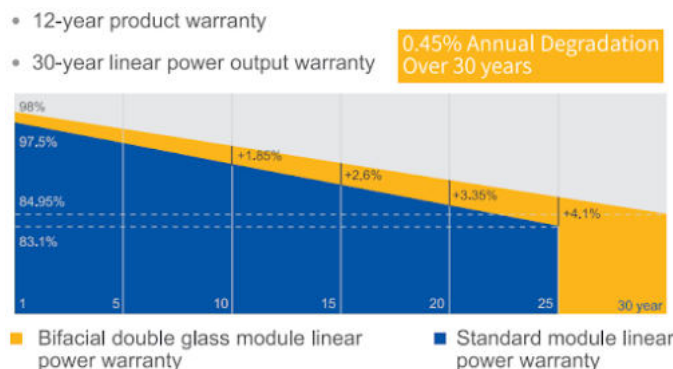


Figura 2: Garantia de potência linear de módulos bifaciais da série JAM72D30 525-550/MB. Fonte: JA Solar

Os módulos monofaciais da série JAM72S30 530-555/MR [3] da mesma fabricante, JA Solar, apresentam garantia de 25 anos contra degradação superior a 84,8%, conforme figura 3.

Os módulos bifaciais da série JAM72D30 525-550/MB são vidro-vidro e usam o encapsulante poliolefi-

na, enquanto os módulos monofaciais da série JAM72S30 530-555/MR usam encapsulante EVA e backsheet traseiro.

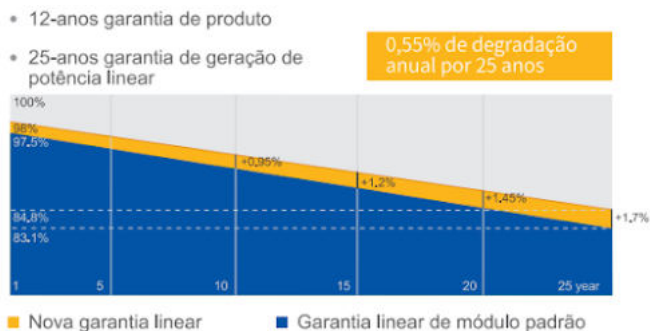


Figura 3: Garantia de potência linear de módulos bifaciais da série JAM72S30 530-555/MR. Fonte: JA Solar

A configuração vidro-vidro com o uso de poliolefina como encapsulante ajuda a evitar a formação do ácido que se origina do EVA, que aumenta a degradação. Assim, várias empresas já começaram a usar poliolefinas em vez de EVA como encapsulante em módulos bifaciais [4].

Ao trocar o backsheet traseiro por uma segunda camada de vidro (daí o termo *double glass*), a degradação é reduzida. Conseqüentemente, a garantia de geração de potência linear é aumentada de 25 para 30 anos.

Por falar em *double glass*, é bom deixar claro que nem todo módulo com vidro na superfície traseira é considerado um módulo bifacial. Existem também os módulos vidro-vidro que, apesar de possuírem vidro nas superfícies frontal e traseira, não são módulos bifaciais.

Um exemplo são os módulos DYMOND série CS6K 260-275P-FG da Canadian Solar que podiam ser encontrados por volta de 2016 no mercado brasileiro.



Figura 4: Exemplo de módulo vidro-vidro monofacial. Fonte: Arquivo do autor

Os módulos bifaciais podem ser do tipo com moldura ou sem moldura. Um design típico usa vidro-vidro, enquanto alguns fabricantes usam folha traseira transparente como backsheet. No entanto, a característica principal é que os módulos bifaciais possuem busbars (trilhas metálicas de contato) nas partes frontal e traseira das células [4].

### Ganho Bifacial – Maior Geração

Os módulos bifaciais têm a vantagem de capturar a luz solar tanto da superfície frontal quanto da traseira e, portanto, são capazes de produzir maiores quantidades de energia, em comparação com os módulos padrão (monofaciais).

No entanto, seu desempenho depende da distribuição espacial da irradiação incidente na superfície traseira do módulo, que é fortemente afetada por várias condições específicas do local, como albedo, tamanho da superfície reflexiva, elevação do módulo e ângulo de inclinação [5].

Momento cultural: um albedômetro é usado principalmente para medir a refletância da superfície da Terra.

# GOODWE

## Linha HT 225/250 kW

É a escolha preferida para a utilização em usinas fotovoltaicas de grande porte para gerar o máximo de energia solar e potencializar o retorno do investimento.



### Maior rendimento

Disponível em versões de:  
> 12 MPPTs e 15A de corrente de entrada por string  
> 06 MPPTs e 20A de corrente de entrada por string  
Tensão de entrada de até 1500V  
Potência Máxima em 40°C ambiente



### O&M inteligente

Monitoramento a nível de string  
Recuperação PID opcional  
Configuração e atualização remotas para reduzir os custos de visita ao local  
Comunicação PLC



### Excelente segurança e confiabilidade

Interruptor de proteção CC automático  
DPS Tipo II CC e CA integrados  
Grau de Proteção IP66 e C5



br.goodwe.com

**GOODWE** **PLUS**+

**Torne-se um instalador certificado e tenha acesso à um mundo de benefícios.**



Figura 5: Albedômetro: instrumento usado para medir o albedo de uma superfície. Fonte: Kipp&Zonen

Muitas vezes, consiste em dois piranômetros: um voltado para o céu e outro voltado para a superfície.

A figura 6 mostra um exemplo de aplicação dos módulos bifaciais. As superfícies frontal e traseira do módulo bifacial recebem as radiações direta, difusa e a refletida para convertê-las em energia elétrica.

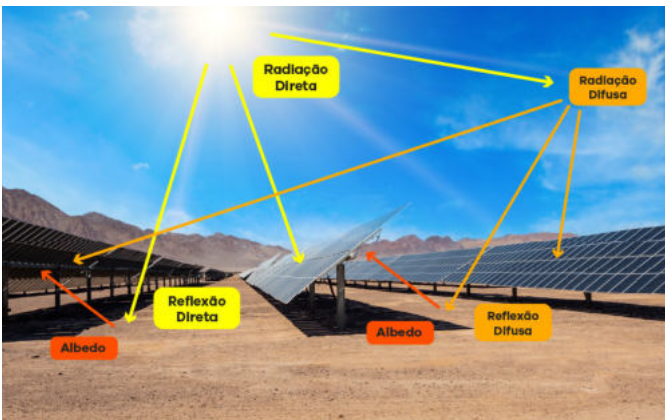


Figura 6: Exemplo de aproveitamento da irradiância incidente nas superfícies frontal e traseira dos módulos bifaciais. Fonte: Arquivo do autor

O ganho bifacial é muito maior para as células feitas com wafers tipo n em comparação com células bifaciais baseadas em PERC tipo p. Assim, os fabricantes estão começando a olhar para essa tecnologia de célula baseada em wafer tipo n, embora os wafers tipo n sejam caros [4].

A norma internacional IEC 60904-1-2 [6] especifica as condições de ensaio para células e módulos fotovoltaicos bifaciais, chamada de condições-padrão de ensaio bifacial (BSTC). Con-

tudo, é importante explicar que, do ponto de vista comercial, a potência máxima nominal do módulo ainda continua sendo a potência máxima da superfície frontal em condições de teste padrão, ou seja, no STC.

E de quanto seria esse ganho bifacial esperado em campo? O ganho de energia depende da configuração do arranjo e do albedo da superfície. A radiação refletida ou difusa proveniente da superfície do solo é chamada de albedo.

A quantidade de albedo depende da superfície onde os módulos são instalados, da altura da montagem e da distância entre as filas das estruturas de montagem do módulo [4]. A Tabela 1 apresenta alguns fatores de ganho bifacial para alguns tipos de superfície:

**Tabela 1- Guia de valores para o albedo em função do tipo de superfície. Fonte: [7]**

Tipo de superfície	Fator de reflexão $\rho$ (albedo)
Asfalto	0,1 – 0,15
Floresta verde	0,1 – 0,2
Solo molhado	0,1 – 0,2
Solo seco	0,15 – 0,3
Solo coberto de grama	0,2 – 0,3
Concreto	0,2 – 0,35
Areia do deserto	0,3 – 0,4
Neve velha (dependendo de quão suja está)	0,5 – 0,75
Neve recém caída	0,75 – 0,9

O desempenho do módulo bifacial é fortemente afetado pelas condições climáticas no local de instalação. Em condições de luz direta, a própria sombra do módulo projetada na superfície subjacente tem uma influên-

cia negativa na potência de saída do módulo bifacial.

A irradiância na área de sombra é severamente reduzida e, portanto, reduz a irradiância refletida que atinge a parte traseira do módulo. Por outro lado, as condições de luz difusa que não causam esse efeito de auto-sombreamento do módulo são favoráveis para a operação bifacial [5].

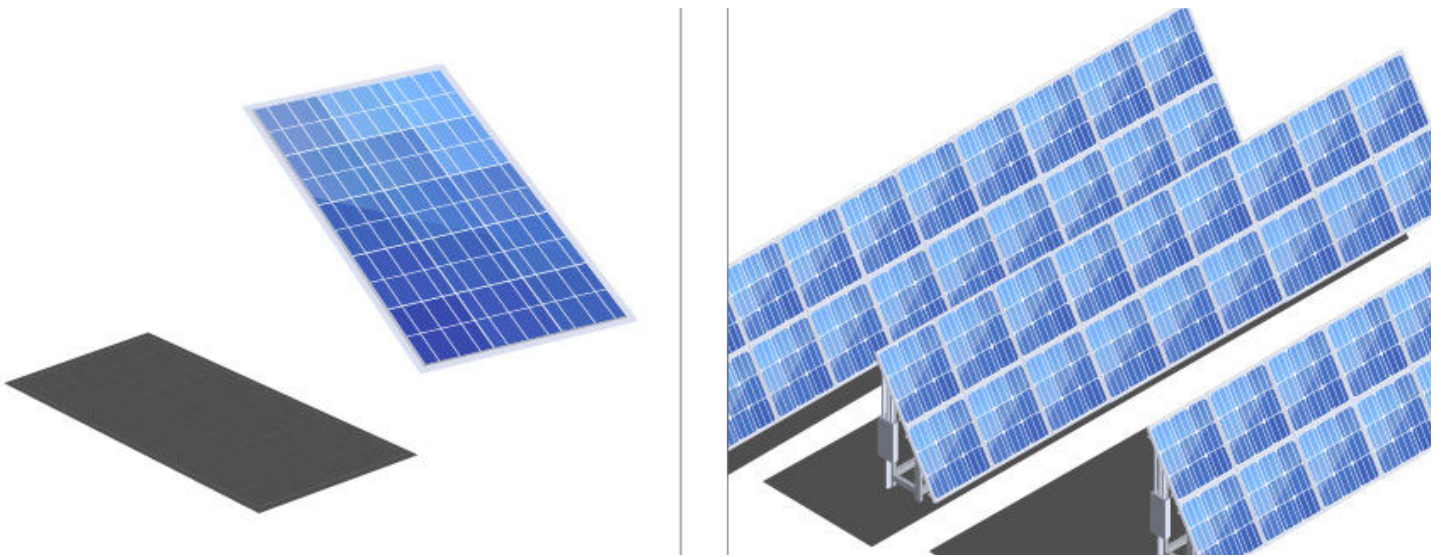


Figura 7: Exemplos de auto-sombreamento. a) auto-sombreamento para 1 módulo. b) auto-sombreamento para fileiras de módulos

Este efeito de auto-sombreamento causa o problema adicional de distribuição de irradiância não uniforme na superfície traseira do módulo [5]. Esse problema foi mostrado pela primeira vez por Kreinin et al. [8] através de medições, conforme pode ser visto na figura 8.

As figuras 8a e 8b mostram um único módulo com elevação de 8 cm e 30 graus de inclinação, onde a irradiância varia de 66 a 328 W/m<sup>2</sup>, ou seja, uma diferença de aproximadamente 496,96%.

As figuras 8c e 8d mostram um único módulo com elevação de 58 cm e 30 graus de inclinação, onde a irradiância varia de 360 a 390 W/m<sup>2</sup>, ou seja, uma diferença de aproximadamente 8,33%.

Por fim, as figuras 8e e 8f mostram um único módulo com elevação de 108 cm e 30 graus de inclinação, onde a irradiância traseira se estabelece em um valor praticamente uniforme de 400 W/m<sup>2</sup>.

A não uniformidade de irradiância na superfície traseira de um módulo acontece basicamente porque cada célula do módulo tem uma distância diferente da sombra.

Se a altura do módulo for baixa, a quantidade de irradiação na parte traseira é diferente em certas partes do módulo, pois as células próximas à borda superior do módulo absorvem mais luz do que as células próximas à borda inferior.

Essa não uniformidade pode ser reduzida elevando-se o módulo. À medida que a elevação do módulo aumenta, os valores de irradiância se tornam mais uniformes em todo o módulo. Isso é muito importante porque a não uniformidade da irradiância resulta em perda por incompatibilidade (mismatch) [9].

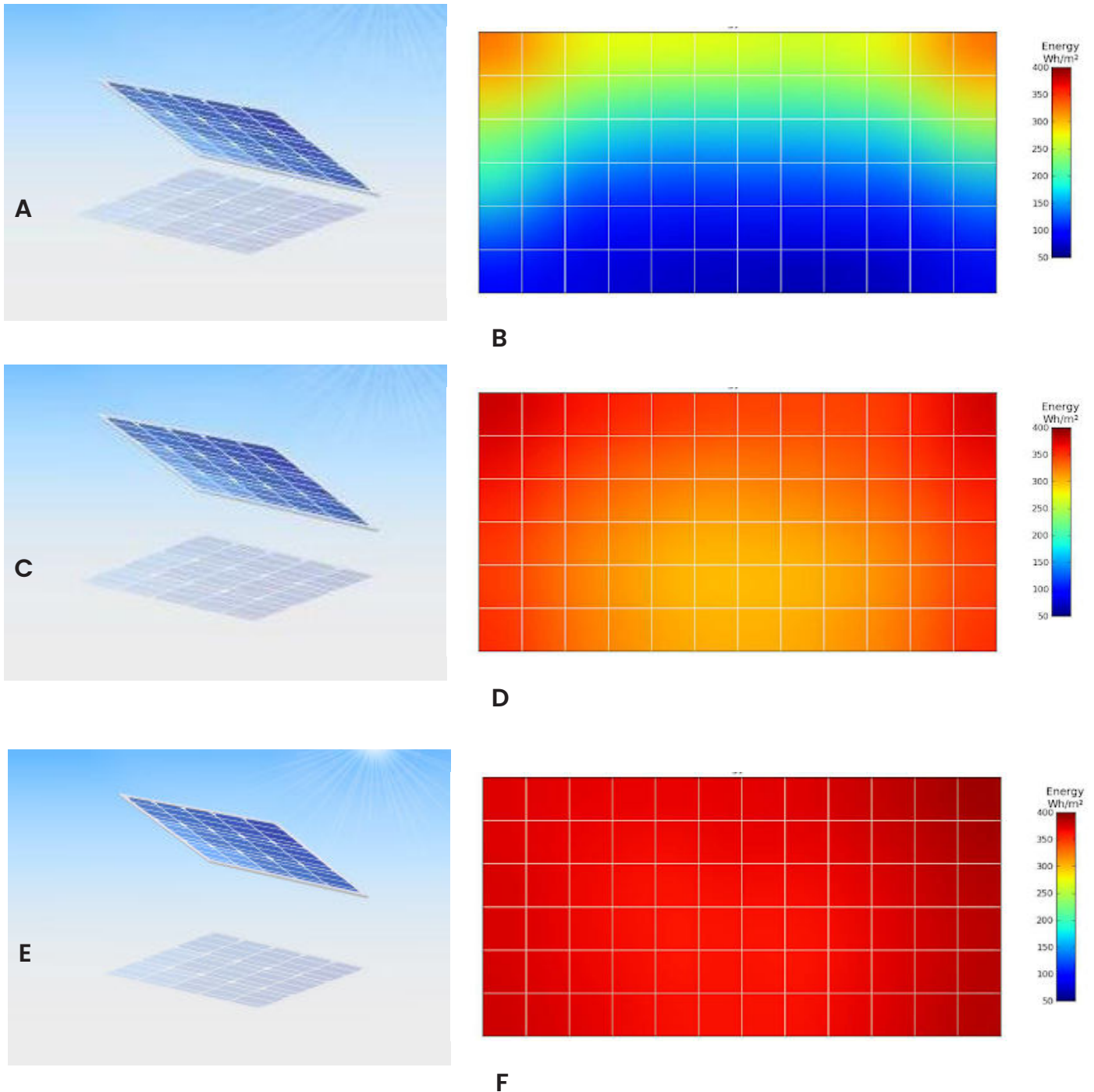


Figura 8: Distribuição de irradiância na superfície traseira de um módulo bifacial. Fonte: [9]

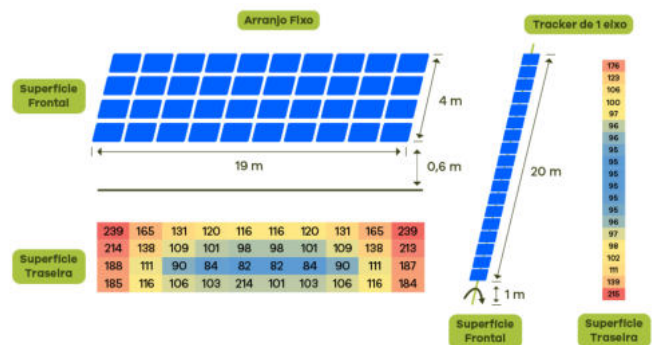


Figura 9: Mapeamento das irradiâncias traseiras recebidas na instalação de inclinação fixa e na instalação com tracker de 1 eixo. Fonte: Adaptado de [10]

Até aqui vimos o que acontece para um único módulo. O que acontece em uma série fotovoltaica ou em um arranjo? Como seria essa perda por mismatch em um arranjo fixo e em um tracker de 1 eixo?

Existe também uma não uniformidade de irradiância em virtude da localização do módulo em um arranjo FV, independentemente do arranjo ter uma inclinação fixa ou estar insta-



lado em um tracker (rastreador solar) de 1 eixo.

Para sistemas com inversores de string o ganho bifacial do arranjo ou sistema FV é determinado pelo desempenho do módulo com a menor irradiação. Desta forma, é muito importante entender a distribuição de irradiância na parte traseira do arranjo para planejar as séries fotovoltaicas (strings) e reduzir a perda por mismatch [9].

Um estudo conduzido por Lindsay et al. [10] mostrou que ao somar as irradiâncias recebidas na superfície traseira de uma instalação com tracker horizontal de 1 eixo e de uma instalação com inclinação fixa ao longo de 1 ano, pode-se fazer um mapeamento apontando a não homogeneidade das irradiâncias traseiras, especialmente no caso de sistemas de inclinação fixa. A figura 9 apresenta o mapeamento das irradiâncias ao longo de 1 ano para os dois tipos de instalação.

A tecnologia MLPE (module level power electronics: microinversores ou otimizadores de potência) pode eliminar os efeitos do mismatch provocado pela não homogeneidade da irradiância na superfície traseira de módulos bifaciais?

Um estudo conduzido por uma equipe de pesquisadores dos Laboratórios Sandia [11] avaliou o desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais em um ambiente de alta latitude e alto albedo. Este estudo afirma que os módulos bifaciais conectados a um inversor de string resultaram em perdas por mismatch que foram refletidas nos dados, enquanto os módulos bifaciais conectados a microinversores

não apresentam perdas por mismatch.

Principais vantagens dos módulos bifaciais

A energia solar compete com outras tecnologias de geração de energia, portanto, são necessários sistemas com maior rendimento energético. Como os módulos bifaciais capturam energia solar em ambos os lados da célula FV, eles podem ter uma eficiência de conversão maior do que os módulos convencionais. Isso significa que eles podem gerar mais energia por unidade de área comparados a outras tecnologias de módulos FV;

Redução do custo nivelado de energia (LCOE) da energia solar FV;

Muitos desenvolvimentos tecnológicos recentes, como a tecnologia PERC e células multibusbar na indústria FV impulsionaram direta ou indiretamente a mudança para módulos bifaciais, pois a tecnologia PERC é bifacial por natureza;

A configuração vidro-vidro está ficando mais barata e permite aos fabricantes de módulos oferecer garantias mais longas;

Os wafers do tipo n são atualmente mais caros, porém o ganho bifacial é muito maior do que o do tipo p PERC, e é por isso que as empresas estão começando a olhar para essa tecnologia;

Os módulos bifaciais são perfeitos para módulos half-cell. Não apenas a potência nominal aumenta em pelo menos 5 W por módulo, mas também a relação de potência célula-módulo do módulo será aprimorada para 98%;

Novos designs de caixa de junção compacta tipo Split com um único diodo de bypass que pode ser coloca-

do nos cantos ou na região central do módulo;

Os módulos bifaciais podem ser uma opção interessante para usinas FV flutuantes. Os módulos bifaciais tendem a ter uma maior durabilidade do que os módulos convencionais devido à camada traseira de vidro que protege a célula FV da exposição ao ambiente externo, incluindo a radiação ultravioleta.

Principais desvantagens dos módulos bifaciais

Embora tenham muitas vantagens, os módulos fotovoltaicos bifaciais também apresentam algumas desvantagens a serem consideradas:

Necessidade de simulação e projeto específico. Por exemplo, são exigidos ajustes na orientação e na inclinação dos módulos, ajustes no espaçamento dos módulos entre si e entre o solo, dentre outros;

Deve ser levada em consideração uma eventual limpeza em ambos os lados do módulo fotovoltaico, pois existe a possibilidade de acúmulo de sujeira e poeira também na parte traseira dos módulos bifaciais, o que pode reduzir a eficiência da geração de energia;

Sensibilidade à sombra: os módulos bifaciais podem ser mais sensíveis à sombra do que os módulos convencionais, já que qualquer sombra no lado oposto da célula fotovoltaica pode reduzir significativamente a produção de energia devido a maiores perdas por mismatch;

Em resumo, embora os módulos fotovoltaicos bifaciais apresentem muitas vantagens, é importante considerar também suas características e as

características do inversor a ser usado. Desta forma será possível obter o melhor desempenho do sistema FV.

Conclusão

O ganho de energia de um módulo bifacial em comparação com um módulo monofacial varia em função de alguns fatores, como por exemplo:

Albedo;

Tamanho da superfície reflexiva;

Elevação do módulo, pois afeta significativamente a irradiação traseira;

ângulo de inclinação do módulo, pois afeta diretamente as variações sazonais de ganho.

Nem sempre existirá o ganho bifacial. Em instalações onde os módulos são instalados próximos e paralelamente ao telhado, o ganho bifacial pode ser considerado desprezível. Isto porque o ganho de energia depende da configuração do arranjo e do albedo da superfície.

Para sistemas em campo, que utilizam módulos bifaciais, a magnitude da irradiância que atinge a superfície traseira e a uniformidade espacial serão afetadas pelo auto-sombreamento de módulos adjacentes, cobertura variada do solo e a altura livre do solo [1].

Em condições ideais, os módulos bifaciais podem fornecer até 25% mais energia em comparação com os módulos padrão [5]. Contudo, uma estimativa precisa de rendimento bifacial é obviamente a chave para uma previsão boa e confiável de LCOE da usina.

Para decisões sobre investimentos em sistemas bifaciais com tracker é necessária uma boa estimativa do ganho bifacial e, conseqüentemente, do custo nivelado de energia (LCOE) [10].

# ENERGIA SOLAR É ecori



o **microinversor certo**  
para o mercado brasileiro



**Quer saber mais?**  
Fale com a gente!



## Referências

- Chris Deline, Silvana Ayala Peláez, Bill Marion, Bill Sekulic, Michael Woodhouse and Josh Stein, “Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction”, PVSC-46, Chicago, IL 2019.
- JA Solar, Folha de Dados Técnicos, Módulos Bifaciais da Série JAM72D30 525-550/MB, 2022. **Disponível aqui.**
- JA Solar, Folha de Dados Técnicos, Módulos Monofaciais da Série JAM72S30 530-555/MR. **Disponível aqui.**
- Rabindra Satpathy and Venkateswarlu Pamuru, “Solar PV Power: Design, Manufacturing and Applications from Sand to Systems”, Academic Press, Elsevier, 2021.
- U. A. Yusufoglu, T. M. Pletzer, L. J. Koduvelikulathu, C. Comparotto, R. Kopecek and H. Kurz, “Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods”, in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 5, no. 1, pp. 320-328, Jan. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2364406.
- International Electrotechnical Commission, IEC TS 60904-1-2:2019, “Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices”, IEC, 2019.
- Häberlin, H., “Photovoltaics: System Design and Practice”, Wiley, 2012.
- L. Kreinin, N. Bordin, A. Karsenty, A. Drori, D. Grobgeld, and N. Eisenberg, “PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data”, in Proc. IEEE Photovoltaic Spec. Conf., Honolulu, HI, USA, 2010, pp. 2171-2175.
- LG Electronics Inc., “Bifacial Design Guide”, 2017. **Disponível aqui.**
- A. Lindsay, M. Chiodetti, D. Binesti, S. Mousel, E. Lutun, K. Radouane, and J. Christopherson, “Modelling of single-axis tracking gain for bifacial PV systems”, 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany, 2016, pp. 1610–1617.
- L. Burnham, D. Riley, B. Walker and J. M. Pearce, “Performance of Bifacial Photovoltaic Modules on a Dual-Axis Tracker in a High-Latitude, High-Albedo Environment”, IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, IL, USA, 2019, pp. 1320-1327, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980964.





# Cadeia de valor na reciclagem de módulos fotovoltaicos

Artigo apresentado no IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – Florianópolis, 23 a 27 de maio de 2022

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Programa de Pós Graduação em Sistemas de Energia - PPGSE

**Nicolli Sperança Silveira e Jair Urbanetz Júnior**

**Resumo.** Com a expansão da geração fotovoltaica em todo o mundo, espera-se que a capacidade instalada global atinja 4.500 GW em 2050. Este mercado tem crescido de forma significativa durante os anos, e o volume dos módulos fotovoltaicos e componentes utilizados para a conversão da energia solar em energia elétrica também vem aumentando.

Desta forma, o aumento dos resíduos gerados com o final da vida útil desses sistemas representa um desafio ambiental para a aplicação de novas políticas públicas, além da geração de novas oportunidades com a reinserção destes materiais que podem ser reciclados em uma nova cadeia de valor.

O potencial disponível para o merca-

do de resíduos fotovoltaicos até 2030 representa cerca de 8 toneladas de matérias-primas que poderão ser inseridas e aproveitadas na fabricação de 60 milhões de novos módulos, porém apenas a União Europeia possui regulamentos específicos aplicados aos resíduos fotovoltaicos.

Os diferentes componentes podem ser aproveitados em novas indústrias, como a indústria de vidro, metal, e até mesmo na indústria fotovoltaica.

O Brasil, apesar de sua localização privilegiada para geração fotovoltaica, encontra dificuldades na implementação da tecnologia de reaproveitamento desses resíduos por não possuir políticas públicas específicas para a atividade. O país poderia utilizar políticas públicas já consolidadas, podendo

ter como exemplo a União Europeia que realiza e propõe um controle dos próprios fabricantes que fornecem em seu território sobre os módulos desativados e/ou avariados.

O sucesso de um sistema de reciclagem bem estruturado que resultará em novas cadeias de valor dependerá da correta manipulação pelas partes envolvidas no processo, que deverão possuir suas responsabilidades como cliente, fornecedor e fabricantes definidas e estipuladas por normas vigentes. Este estudo tem como objetivo apresentar as oportunidades na cadeia de valor da reciclagem dos módulos fotovoltaicos, bem como demonstrar as políticas já existentes e realizar uma análise crítica e comparativa.

**Palavras-chave:** *energia solar fotovoltaica, reciclagem, cadeia de valor*

## 1. INTRODUÇÃO

A geração fotovoltaica cresce em todo o mundo. Segundo os dados da Agência Internacional para Energias Renováveis (IRENA – International Renewable Energy Agency) espera-se que em 2050 a capacidade instalada global atinja 4.500 GW.

Com a ampliação do uso da fonte solar o volume de módulos fotovoltaicos instalados também vem crescendo. No relatório End-of-life Management publicado pela IRENA, no fim do ano de 2016 eram esperados de 43,5 a 250 toneladas de resíduos provenientes dos módulos fotovoltaicos, representando um volume entre 0,1 e 0,6% da massa de todos os painéis instalados globalmente.

O aumento dos resíduos prove-

nientes da utilização dos módulos fotovoltaicos representa um desafio ambiental para a implantação de políticas públicas, mas também apresenta oportunidades para a reinserção destes materiais que podem ser reciclados em uma nova cadeia de valor.

Na Fig. 1, adaptada da IRENA (2016), é possível verificar o valor em potencial que estará disponível para o mercado de resíduos fotovoltaicos nas próximas décadas. Estima-se uma projeção de acúmulo de resíduos de até 8 milhões de toneladas até 2030 e um acumulado destes resíduos para produzir 60 milhões de novos módulos.

Porém, apenas a União Europeia possui regulamentos específicos para os resíduos fotovoltaicos; os demais países classificam os módulos fotovoltaicos nas políticas para os resíduos gerais, industriais ou como no caso do Brasil, resíduos eletrônicos.

A política da UE regulamenta a coleta, recuperação e reciclagem para os módulos, além de utilizar do princípio de responsabilidade de produção estendida. A diretiva de Equipamentos Elétricos e Eletrônicos de 2012 - WEEE (2012) exige que os fabricantes que fornecem para a UE financiem os custos de coleta e reciclagem dos módulos introduzidos em seu território.



**Figura 1:** *Potencial da recuperação dos módulos fotovoltaicos até o ano de 2030 (IRENA)*

# VANTAGENS COMERCIAIS EXCLUSIVAS PARA O INTEGRADOR SOLAR



## NOVAS VANTAGENS PARA VOCÊ



O somatório dos orçamentos pagos dentro do mês geram desconto fixo para o próximo mês a ser aplicado em todos os orçamentos realizados.



Engenharia Serrana Solar para auxiliar nosso Integrador no dimensionamento, análise e projeto de Usinas Fotovoltaicas em Mineração.



Transportadoras homologadas para realizar o agendamento, entrega e conferência do Kit Fotovoltaico com o Cliente do nosso Integrador.



Mensalmente os clientes dos nossos Integradores concorrem a uma Scooter Elétrica.



Por um ano, os clientes dos nossos Integradores contam gratuitamente com o seguro do Kit Fotovoltaico.

**KITS FOTOVOLTAICOS COMPLETOS**  
**ON GRID**  
**OFF GRID**  
**MICRO INVERSOR**  
**DRIVER BOMBA**  
**CARREGADOR VEICULAR**



abr23 - imagens ilustrativas

(54) 3039 9999

serranasolar.com.br



A reciclagem dos módulos pode representar uma importante componente para reinserção de diversos materiais nas cadeias de valor, uma vez que o módulo possui diferentes componentes e matérias-primas com alto valor agregado. Estes materiais podem ser aplicados em novos módulos ou em indústrias específicas, como nas indústrias de vidro, construção, entre outras.

Segundo os relatórios da IRENA (2016), as matérias-primas reutilizadas podem possuir um valor agregado de até 450 milhões de dólares até 2030, desenvolvendo novas indústrias e empregos no setor fotovoltaico.

As principais falhas apontadas pelos consumidores em um sistema fotovoltaico, de acordo com uma pesquisa realizada pelo IRENA (2016), incluem a degradação, problemas derivados de montagem inadequada dos sistemas e falhas nos equipamentos elétricos, como caixas de junção, string box, inversores e cabeamento.

As causas das falhas encontradas nos 12 primeiros anos dos módulos estão relacionadas à degradação, descolamento, delaminação e defeitos do vidro.

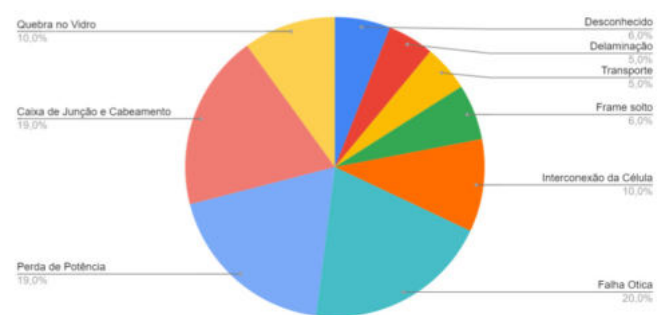


Figura 2: Principais falhas em módulos fotovoltaicos (IEA)

As principais causas observadas incluem a exposição a cargas mecânicas, mudanças de temperatura que podem

provocar quebra no vidro e quebra na interconexão das células. Na Fig. 2, adaptada do IEA PVPS (2014), estão representadas as principais falhas de acordo com as reclamações dos consumidores.

Na Fig. 3 podem ser verificados alguns exemplos de módulos com avarias e que podem ser inseridos em um processo de reciclagem.



Figura 3: Módulos fotovoltaicos avariados (arquivo dos autores)

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Módulo Fotovoltaico

De acordo com os dados disponibilizados pelo BNDES Setorial (2014), o material semicondutor mais empregado na produção das células e módulos fotovoltaicos é o silício, presente em cerca de 95% de todos os módulos fotovoltaicos no mundo. O domínio da tecnologia deste material já está amplamente difundido, principalmente por ser um material disponível em reservas abundantes na superfície terrestre.

Os módulos podem ser classificados em três gerações. A primeira geração de células fotovoltaicas é constituída por células de silício cristalino, CRESESB (2020) Os módulos com células monocristalinas possuem uma eficiên-



cia superior quando comparados aos outros tipos de tecnologias fotovoltaicas existentes.

De acordo com Villalva (2012), a segunda geração de módulos é composta pelos chamados filmes finos que podem ser constituídos de diferentes materiais, como silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe).

Essa tecnologia consome menos matéria prima e energia em seu processo de fabricação, o que influencia diretamente os seus custos, porém sua eficiência é relativamente menor do que as tecnologias da primeira geração.

A família dos módulos da terceira geração inclui os CPV (concentrator photovoltaics), os módulos DSSC (Dry-sensitised solar cell), as células orgânicas e as células híbridas. Na Tab. 1 adaptada de Tolmasquim (2016) é possível observar uma comparação entre a eficiência destas diferentes tecnologias.

**Tabela 1 - Comparação entre diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos**

Tecnologia		Eficiência
Silício Cristalino		
Monocristalino		17 a 21,5%
Policristalino		14 a 17%
Filmes Finos		
Silício amorfo (a-Si)		4 a 8%
Telureto de Cádmio (CdTe)		10 a 16,3%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)		12 a 14,7%
Concentrador FV (CPV)		27 a 33%

## 2.2 Composição

IRENA (2016) apresenta que os mó-

dulos fotovoltaicos possuem diferentes componentes. Os módulos de silício cristalino possuem uma camada de vidro temperado com baixo índice de reflexão para que a máxima passagem de luz seja possível.

Após a camada de vidro, o módulo possui o material encapsulante EVA - Ethylene Vinyl Acetat, que irá atuar na proteção contra o envelhecimento decorrente dos raios UV, extremas temperaturas e umidade.

Os contatos metálicos são empregados para que a transmissão do fluxo de elétrons seja possível. Estes podem ser metais de maior interesse econômico como cobre e prata, tornando a reutilização destes materiais mais atrativa.

Segundo Oliveira (2021), sua reutilização pode representar uma significativa economia de energia e redução de gastos, além de reduzir os impactos ambientais causados pela aplicação da tecnologia.

Brower; Gupta e Honda (2011) explicam que a célula é alocada entre as camadas de material encapsulante e com os contatos elétricos. O chamado backsheet (lâmina plástica traseira) será responsável por proteger os componentes internos do módulo e atuar como um isolante elétrico.

Adicionalmente o módulo possui uma moldura, geralmente em alumínio, que irá atuar de forma estrutural. São empregados também seladores de silicone ou polibutil entre a moldura e o vidro com o objetivo de evitar a penetração de umidade. A Fig. 4, retirada de IRENA (2016), traz uma representação esquemática da composição dos módulos de silício cristalino.

# HYPONTECH

HYPON.COM  
© HYPONTECH SOLAR ENERGIZING FUTURE

**Fornecedor único para String PV, inversores de armazenamento, Microinversores e ESS inteligente**



## HYPONTECH BRAZIL

JOSÉ ROCHA BOMFIM AVENUE , 214  
BLOC B LONDRES, ROOM 217  
CAMPINAS  
SÃO PAULO - CEP 13080-650

**2023**  
**ENERGY**  
INDEPENDENCE

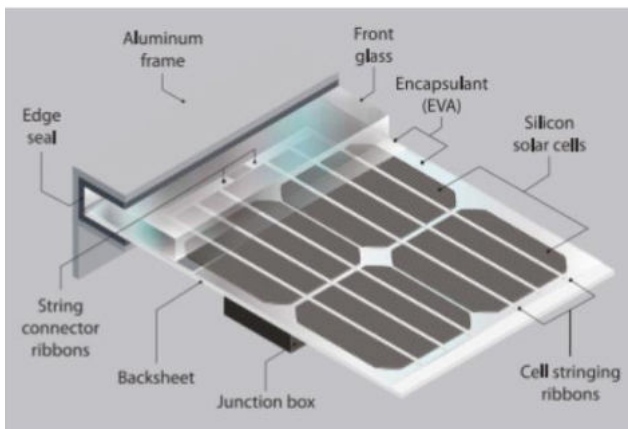


Figura 4: Componentes de um módulo c-Si

Em demais tecnologias podem ser encontrados outros elementos como índio, selênio, telúrio e cádmio, elementos de alta toxicidade. A Tab. 2, adaptada dos estudos de Oliveira (2019), demonstra a composição dos módulos fotovoltaicos de primeira e segunda geração.

Tabela 2 - Composição dos módulos de primeira e segunda geração

Material	1a Geração		2a Geração	
	c-Si	a-Si	CdTe	CIS/CIGS
Vidro	74,16%	90,00%	95,00%	85,00%
Alumínio	10,30%	<1,00%	<1,00%	12,00%
Polímeros	10,15%	10,10%	3,50%	6,00%
Silício	3,00%	<0,10%	0,00%	0,00%
Zinco	0,00%	<0,10%	0,01%	0,12%
Chumbo	0,07%	<0,10%	<0,01%	<0,10%
Cobre	0,57%	0,00%	1,00%	0,85%
Índio	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
Estanho	0,12%	0,00%	0,00%	0,03%
Telúrio	0,00%	0,00%	0,07%	0,00%
Cádmio	0,00%	0,00%	0,07%	0,00%
Prata	0,01%	0,00%	<0,01%	0,00%
Seladores	1,16%	0,00%	0,00%	0,00%

Para classificar os resíduos produzidos pelo módulo fotovoltaico devem-se identificar os riscos que estes possam vir a causar ao meio ambiente e à saúde humana. Esta identificação auxilia no plano de contenção e na definição dos processos que devem ser tomados para definir as medidas necessárias.

Como pode ser observado no quadro anterior, o vidro representa uma importante parcela da massa do módulo fotovoltaico, juntamente com o polímero e o alumínio, podendo representar em média 90% de sua massa total.

No entanto, esses materiais não apresentam uma classificação perigosa, diferindo dos componentes químicos com menor representatividade, como o silício, a prata, estanho e chumbo que juntos representam cerca de 4% da massa total do módulo e apresentam dificuldades para a sua reciclagem.

Para Véronique Monier (2011) uma das principais preocupações com o descar-

te destes materiais é que o descarte incorreto pode ocasionar a sua lixiviação para os corpos d'água e promover danos à fauna e à flora.

Deste modo, o principal critério adotado para a classificação destes resíduos é determinar a concentração de certas substâncias em um líquido que será exposto aos fragmentos dos módulos por um certo período de tempo. A concentração permitida pode variar de acordo com a jurisdição aplicada a cada país, além da classificação como resíduo perigoso ou não perigoso.

## 2.3 Métodos para o processo de reciclagem

Segundo IRENA (2016), todos os processos de reciclagem dos módulos fotovoltaicos seguem o fluxo representado na Fig. 5, sendo que este processo se inicia com a extração da matéria-prima e termina com o seu descarte ou reaproveitamento, podendo ser aplicados os processos de reciclagem ou recuperação.

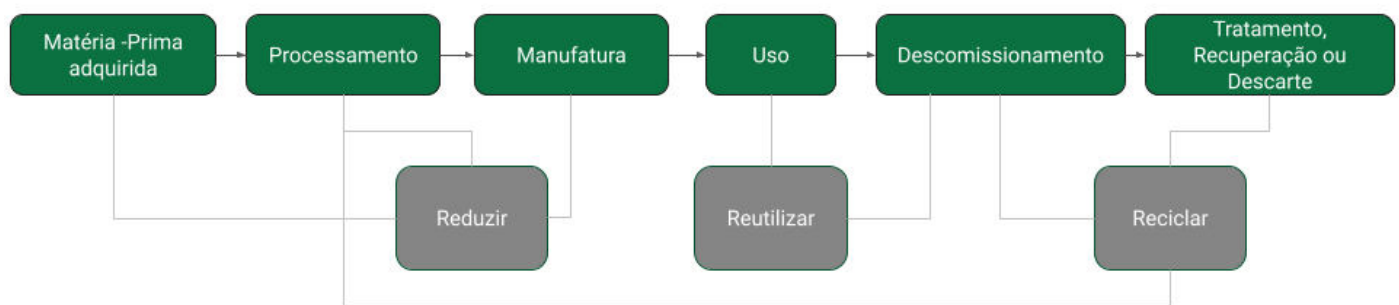


Figura 5: Diagrama de fluxo do ciclo de vida de módulos fotovoltaicos e oportunidades para reutilização, redução e reciclagem (IRENA)

A reciclagem dos módulos fotovoltaicos pode ser considerada dificultosa em função dos seus diferentes componentes, que são formados por diversos materiais.

Os autores Fthenakis (2000), Latunussa et al. (2016) e Brenner e Abramovic (2017) afirmam que em média 90% dos materiais podem ser inseridos e reaproveitados em outros módulos. Resumidamente, são aplicados três processos distintos: físico, químico e térmico.

### 2.3.1 Processo físico

Segundo IRENA (2016) este processo consiste no desmonte do equipamento, removendo-se a moldura de alumínio anodizada, as caixas de junção e os cabos.

Com exceção da moldura de alumínio, que pode ser reinserida na cadeia metalúrgica secundária, demais materiais podem ser triturados e analisados para determinar o nível de toxicidade. Posteriormente é realizado o seu descarte.

### 2.3.2 Processos químico e térmico

O processo térmico da pirólise pode ser utilizado para a separação do vidro do material encapsulante e do backsheet em módulos de silício cristalino.

Nos módulos de 1° e 2° geração podem ser aplicados outros processos químicos para a separação do material semiconductor dos eletrodos positivos e negativos, para os módulos de segunda geração a separação do

material encapsulante do vidro ocorre através de processos mecânicos e térmicos.

Apesar de existirem diferentes processos desenvolvidos em laboratório para a reciclagem dos módulos, apenas dois processos são aplicados de forma comercial atualmente. Na Fig. 6, adaptada de Bazin, F.; et. al. (2012), é apresentado um fluxograma de dois métodos de reciclagem.



Figura 6: Métodos de reciclagem (Bazin, F., 2012)

A separação dos componentes como vidro, moldura de alumínio, cabeamento e polímeros é o primeiro processo para a reciclagem dos módulos de primeira geração. Segundo IRENA (2016), a reciclagem dos vidros é executada em lotes e com custo relativamente baixo de implementação.

Esse processo conta com a remoção dos resíduos de polímeros dos vidros e demais componentes. O vidro possivelmente contaminado pode ser misturado a vidros reciclados de outros processos a serem aplicados nas indústrias de isolamento térmico e indústrias de fibra de vidro.

Os cabos de cobre e a moldura de alumínio podem ser aplicados na reciclagem de metal, os polímeros recuperados podem ser utilizados em usu-

nas de transformação de resíduos em energia.

Para os módulos de segunda geração, o processamento inicia-se com a combinação de processos mecânicos e químicos. O processo apresentado por Sinha e Cossette (2012) pode recuperar cerca de 90% do vidro e cerca de 95% do material semicondutor desta geração de módulos.

Este processo consiste em triturar os módulos em partículas de aproximadamente 5 milímetros a fim de ser quebrada a ligação entre as células, e o resíduo é aspirado em um filtro de ar particulado. Na segunda etapa, uma mistura de ácido sulfúrico e peróxido de hidrogênio é aplicada para que seja realizado um processo de corrosão sobre a camada semicondutora.

O vidro e o material etileno-vinil-acetato são separados e posteriormente enxaguados utilizando-se água e realizando-se a secagem em um filtro. O líquido com os metais pode ser submetido a trocadores de íons para a separação dos metais, extraíndo-se cádmio e telúrio, que podem ser aplicados novamente na indústria.

## 2.4 Regulamentação da reciclagem de módulos fotovoltaicos

A maioria dos países não possui políticas regulamentadoras específicas para o setor de reciclagem de módulos fotovoltaicos, sendo que nestas regiões os resíduos produzidos são classificados nas políticas gerais de destinação e tratamento.

A partir de 2012 a UE classificou os módulos fotovoltaicos como resíduos de equipamentos elétricos e eletrônicos na Diretiva Europeia de 2012/19/

EU, em que está previsto o recolhimento seletivo a fim de reduzir a eliminação destes componentes de forma não tratada.

Além da obrigatoriedade de ser realizada a eliminação e o transporte dos equipamentos recolhidos, está proibida a eliminação de equipamentos que não foram sujeitos a tratamentos prévios. A taxa de recolhimento, aplicada pelo princípio da responsabilidade do produtor, deve ser no mínimo de 45%.

Esta é a taxa calculada de acordo com o peso total dos REEE - Resíduos de equipamentos elétricos e eletrônicos, recolhidos nos estados-membros. O tratamento adequado deverá ser assegurado pelos estados-membros em todos os REEE recolhidos.

A UE estabelece ainda uma codificação dos resíduos com as características para determiná-los como perigosos e não perigosos, para que seja realizado o transporte adequado e para que sejam tomadas decisões sobre o processo de reciclagem. Isso ainda permite a obtenção de uma base estatística que pode ser utilizada no controle do material reciclado.

O Brasil não possui legislação específica aplicada ao processo de reciclagem de módulos fotovoltaicos, porém a PNRS - Política Nacional de Resíduos Sólidos instituída em 2010 pela Lei nº12.305/10 incentiva a logística reversa de REEE e estabelece metas para evitar o descarte destes equipamentos em locais não adequados.

Segundo a ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, na NBR 10004 os resíduos podem ser classificados em três classes: I - perigoso, IIA - não perigoso e não inerte e IIB - não

perigoso e inerte.

A norma ainda indica o destino correto e a periculosidade de cada material. Para os resíduos fotovoltaicos são aplicados ensaios de lixiviação regulados pela NBR 10005:2004, para a análise da concentração dos materiais perigosos.

## 2.5 Cadeia de valor

De acordo com IRENA (2016) e Oliveira (2019), uma economia circular, baseia-se no princípio dos 3Rs: reduzir, reutilizar e reciclar. Este princípio é aplicável à cadeia de produção dos módulos fotovoltaicos.

Esse mercado possui alto crescimento, uma escassez de matérias-primas, mas com pressão para a diminuição dos valores pagos na tecnologia, portanto o uso e a substituição de materiais reduzidos se torna viável e atraente.

O serviço de coleta, transporte e desmonte dos materiais para os processos de reciclagem geram empregos em diferentes escalas. Em usinas de médio e grande portes é comum as empresas possuírem equipes especializadas para o monitoramento e manutenção da planta. Essas mesmas equipes podem encarregar-se da remoção e do descarte de módulos quebrados ou defeituosos.

Porém, em pequenos comércios e residências, este será um serviço que deverá ser prestado possivelmente por empresas terceirizadas, que posteriormente encaminharão estes materiais para empresas recicladoras ou para aterros sanitários, dependendo da regulamentação vigente e da existência de empresas especializadas

para o tratamento.

Em zonas rurais e remotas este serviço poderá representar um alto ganho à empresa responsável, uma vez que a dificuldade ao acesso a estas regiões encarecerá os serviços prestados. A especialização das empresas que desejam realizar este serviço será um ponto de atenção, pois apesar de o módulo ter sofrido avarias ou estar no fim da sua vida útil, novos danos ao equipamento deverão ser evitados para que o seu aproveitamento seja satisfatório.

Atualmente no Brasil não existem muitas plantas dedicadas para a reciclagem de módulos fotovoltaicos, não havendo quantidade suficiente para justificar a abertura de uma planta dedicada ou incentivos econômicos.

Dessa forma, a principal forma de reaproveitamento é a separação mecânica dos compostos. Futuramente

o surgimento de plantas dedicadas pode significar o aumento da capacidade de maximizar receitas em resposta a melhores componentes nas saídas dos processos e melhoria nos processos de recuperação dos constituintes de maior valor.

Segundo IRENA (2016), alguns dos principais pontos para os futuros sistemas de reciclagem são:

- Evitar danos no transporte e nos processos de desmonte dos módulos fotovoltaicos;
- Realizar processos para o aproveitamento de materiais valiosos e perigosos;
- Utilizar rotulagem para identificação dos produtos.

Os materiais recuperados podem ser inseridos em novas cadeias de valor, como pode ser verificado na Tab. 3, adaptada do estudo de Bazin, F.; Billard, Y.; Lacroix, O., 2012.

**Tabela 3 - Possibilidade de reinserção dos componentes**

<b>Componente</b>	<b>Possibilidades da Reinserção</b>
Vidro	Aplicação nas indústrias de vidro, lâ de vidro e construção e em novos módulos FV
EVA	Aplicação na indústria química e na recuperação de energia de incineração.
Semicondutor da primeira geração	Aplicação em novos wafers e na indústria fotovoltaica como semicondutor e como agregados para forno de fundição metalúrgica.
Semicondutor da segunda geração	Aplicados a novas células ou sua reutilização.
Metais com alto valor e Alumínio	Reutilização com seu nível de pureza original.

## 2.6 Cadeia de reciclagem no Brasil

Com o crescimento do mercado fotovoltaico faz-se necessário que medidas de reciclagem dos equipamentos utilizados nesta tecnologia sejam aplicadas. A reciclagem dos materiais não ocorre somente ao fim da vida útil dos equipamentos, mas também quando os equipamentos sofrem algum dano durante o

processo de transporte, instalação e utilização.

Existem no mercado brasileiro empresas que oferecem a reciclagem dos módulos fotovoltaicos como seu principal serviço, estas empresas possuem parcerias com os integradores, responsáveis pelas instalações e os distribuidores que fornecem os equipamentos.

O processo de reciclagem passa inicialmente por um processo de inspeção visual, em que ocorre uma avaliação do material coletado e dos processos que serão necessários para a sua reciclagem. Após este processo de triagem, são retirados o quadro de alumínio, seus conectores e a caixa de junção.

Posteriormente é retirado o vidro e o restante dos materiais é incinerado e tratado quimicamente para a separação dos metais. Ao final dos processos, os materiais restantes são encaminhados às empresas de reciclagem. A Fig. 7 exemplifica um dos processos de reciclagem utilizados por uma empresa atuante no setor.

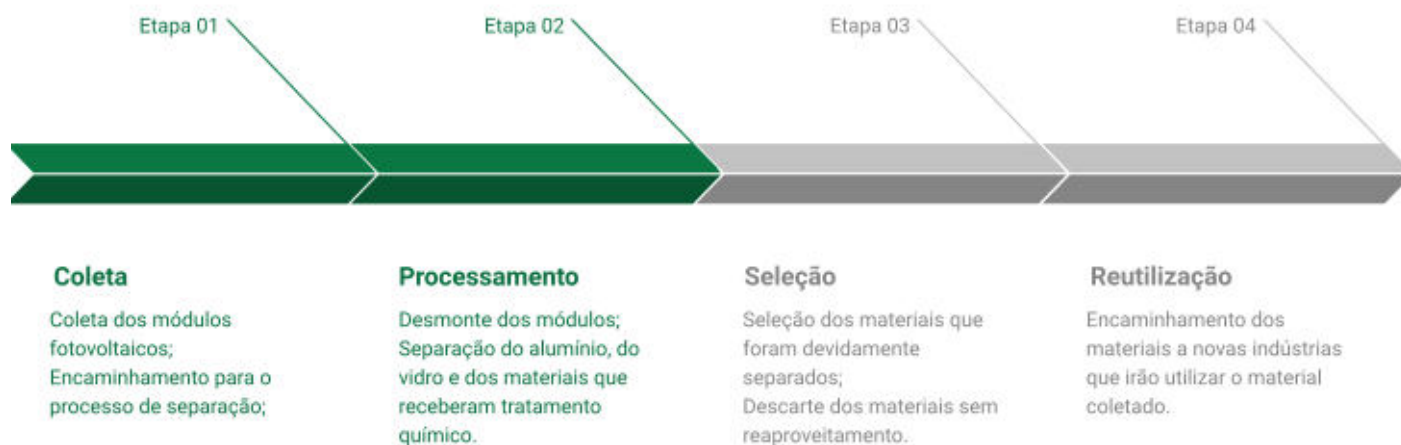


Figura 7: Processo de reciclagem

Este processo de reciclagem contribui com uma economia circular, uma vez que estas empresas que adquirem estes materiais provenientes do módulo fotovoltaico e posteriormente aplicam estes insumos em outros processos industriais aos quais prestam serviços.

Segundo a empresa SunR, que atua no setor de reciclagem dos módulos fotovoltaicos, os processos utilizados são realizados por separações físicas e mecânicas, em que é possível a reinserção de alguns componentes no processo produtivo, como o alumínio, cobre, vidro com diferentes granulo-

metrias, silício, prata e outros metais, que irão depender da tecnologia dos módulos reciclados.

Alguns materiais são mais propensos a serem encaminhados para reciclagem e reuso, como o alumínio e o cobre. Isso acontece, principalmente, pela facilidade de extração, quantidade do material existente nos módulos e facilidade de absorção desses materiais no mercado.

Atualmente não existem regulamentações específicas para o processo de reciclagem em si. Isso porque não ocorre a emissão de componentes químicos no processo. Os módulos



fotovoltaicos enquadram-se na política nacional de resíduos sólidos, Lei nº 12.305/10, que prevê a redução na geração de resíduos, através de hábitos de consumo sustentável e um conjunto de instrumentos decorrentes do manejo adequado dos resíduos, bem como sua reutilização (Verdum, 2019).

### 3. CONCLUSÃO

O crescimento da aplicação da energia fotovoltaica possibilita a criação de novas cadeias de valor ao longo de todo o processo produtivo e após a vida útil dos componentes desta tecnologia. Os objetos deste estudo foram os módulos fotovoltaicos que possuem uma projeção de acúmulo de resíduos de até 8 milhões de toneladas até 2030. Estima-se que a matéria-prima recuperada poderá ser usada na produção de 60 milhões de novos módulos.

A reciclagem dos módulos fotovoltaicos estimula a geração de novas indústrias, incentivando um crescimento em novas cadeias de valor alinhadas às mudanças globais para um desenvolvimento sustentável a longo prazo. Também permite a criação de novos empregos nos setores público e privado, além de institutos de pesquisa e desenvolvimento.

O Brasil possui grande potencial para a implementação da tecnologia de reciclagem, em função da sua extensão geográfica. No entanto, o país possui déficit de legislações vigentes que possam incentivar e propagar boas práticas para que, ao término do ciclo de vida dos módulos, a sua reinserção em novas cadeias seja possível e seja realizada de forma adequada.

O país pode utilizar políticas públicas já consolidadas como a da UE, que realiza e propõe controle por parte dos próprios fabricantes que fornecem em seu território sobre os módulos desativados e/ou avariados.

O sucesso de um sistema de reciclagem bem estruturado, que resultará em novas cadeias de valor, dependerá de uma correta manipulação pelas partes envolvidas no processo, estipulando com clareza as responsabilidades dos clientes, fornecedores e fabricantes de produtos para energia fotovoltaica.

### REFERÊNCIAS

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. [S. l.: s. n,2020]

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. [S. l.: s. n,2021]

BAZIN, F.; BILLARD, Y.; LACROIX, O. Recycling of Photovoltaic End-of-Life Panels – International Overview

BRENNER, W.; ADAMOVIC, N.A Circular Economy for Photovoltaic Waste – the Vision of the European Project CABRISS.2017 40th International Convention on Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics (MIPRO), Opatija, 2017

BROUWER, Karen Ann; GUPTA, Chaya; HONDA, Shelton. Methods and Concerns for Disposal of Photovoltaic Solar Panels. 2011. 77 f. Dissertação (Mestrado) - Science In Engineering, The Faculty Of The Department Of General Engineering, San Jose State University, San Jose, 2011

BNDES SETORIAL, B. BNDES Setorial, n. 40, set. 2014., 2014

CRESESB CENTRO DE REFERÊNCIA

PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. Potencial Solar, 2020. DIRETIVA 2012/19/UE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, 2012.

FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F. Energia solar: fundamentos e tecnologias de conversão heliotérmica e fotovoltaica.: Ed universitária da UFPE. Recife, 1995

FTHENAKIS, V. (2000), "End-of-Life Management and Recycling of PV Modules," Energy Policy, Vol. 28, pp. 1051- 1058, Elsevier

IEA-PVPS (2014), Review of Failures of Photovoltaic Modules, International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems

IRENA. END-OF-LIFE MANAGEMENT: Solar Photovoltaic Panels, 2016

LATUNUSSA, C., ARDENTE, F., BLENGINI, G.A., MANCINI, L. Life Cycle Assessment of an Innovative Recycling Process for Crystalline Silicon Photovoltaic Panels. Solar Energy Materials & Solar Cells 156 (2016) 101–111.

OLIVEIRA, Daniel Rodrigues. Proposição de Abordagem para Avaliação de circularidade através de ferramentas de economia circular e da metodologia ACV: Estudo aplicado em um painel solar fotovoltaico de silício cristalino. 2019.

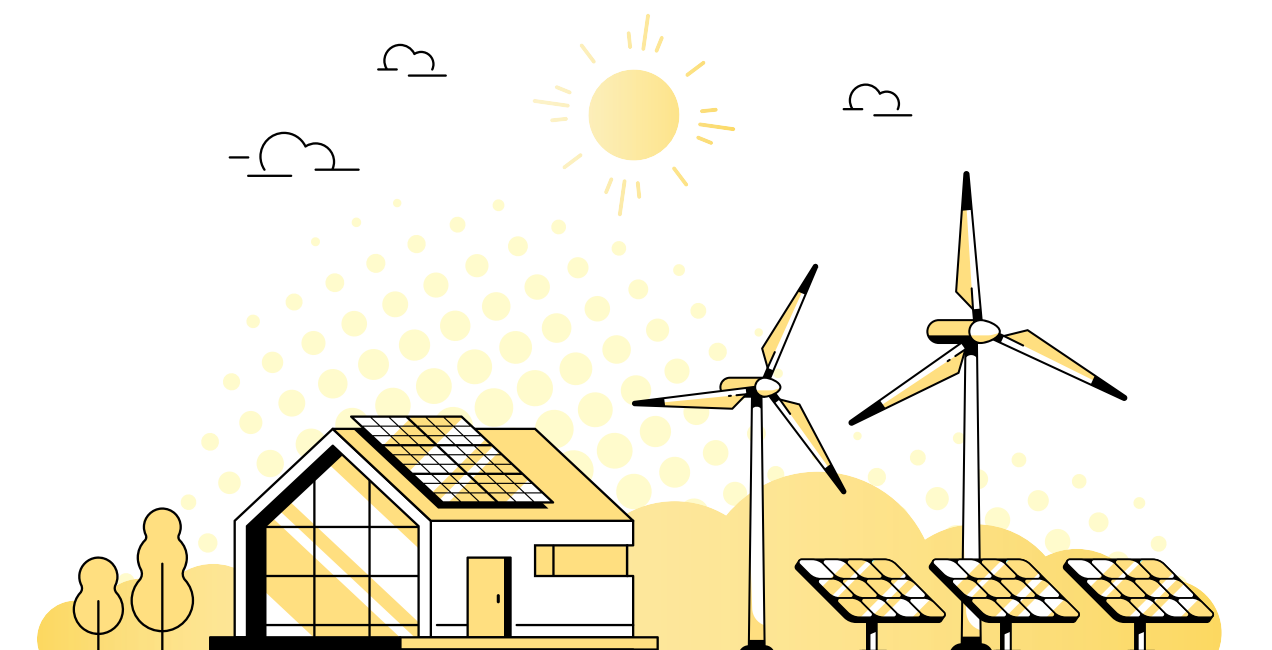
PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: [s. n.], 2014

SINHA, P. and M. Cossette (2012), End-of-Life CdTe PV Recycling with Semiconductor Refining

TOLMASQUIM, M. T. Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. 2016

VÉRONIQUE MONIER. European Commission. Study on Photovoltaic Panels Supplementing the Impact Assessment for a Recast of the WEEE Directive. Paris, 2011

VILLALVA, M. G., Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações, 2012





## Gateways de comunicação para sistemas fotovoltaicos com microinversores



**Prof. Marcelo Villalva**

Docente e pesquisador da UNICAMP

O gateway de comunicação, que também pode receber denominações como ECU (energy communication unit) e DTU (data transfer unit), conforme o fabricante, é um equipamento usado para a troca de informações com inversores, fazendo a interface da planta fotovoltaica com aplicativos móveis e plataformas de monitoramento na internet, como mostrado na Figura 1.

Além da função básica de comunicação de dados, alguns gateways ainda incorporam a função de medidor de energia, permitindo monitorar simultaneamente a geração do sistema fotovoltaico e a energia consumida pelas cargas locais através da instalação

de TCs (transformadores de corrente) nos circuitos de potência.

Nos sistemas com microinversores, embora não obrigatório, o gateway de comunicação é um componente muito frequente. O uso de um gateway, na maioria das situações, é a única forma de comunicação possível dos microinversores com o mundo exterior.

Já no caso dos sistemas com inversores de strings, o gateway de comunicação só é empregado em sistemas com muitos inversores, para concentrar em único equipamento a coleta de dados dos inversores, facilitando a estruturação do sistema de comunicação da planta fotovoltaica com o mundo exterior.

Por outro lado, em sistemas com poucos inversores (de strings) normalmente o gateway pode ser dispensado, pois o próprio inversor é equipado com um módulo de comunicação que pode conectar-se à internet direta-

mente através de uma conexão Ethernet cabeada (menos comum hoje) ou via Wi-Fi (disponível nos inversores mais recentes).

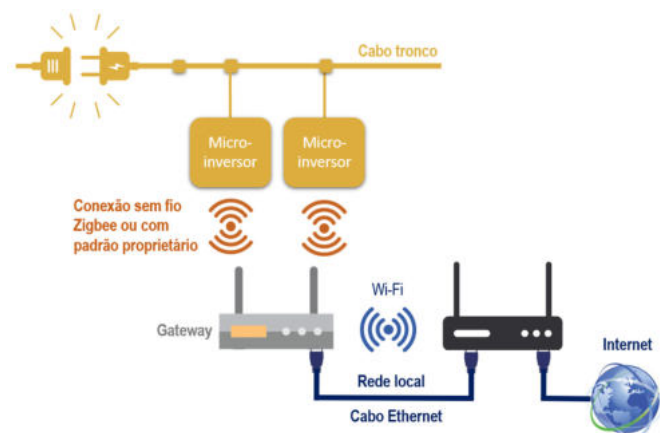


Figura 1 - Funcionamento do gateway de comunicação em um sistema fotovoltaico com microinversores, fazendo a ponte entre os microinversores e a rede de local. Neste exemplo a conexão do gateway com os microinversores emprega comunicação sem fio



Figura 2 - Exemplos de gateways de comunicação. Fontes: Tsun, Enphase, Hypontech, Hoymiles, Deye, APSystems

## Canais de comunicação

Existem dois canais de comunicação nos sistemas fotovoltaicos com gateway. O primeiro canal é estabelecido entre o gateway e os inversores.

O segundo canal destina-se à comunicação do gateway com o mundo

exterior, possibilitando a conexão da planta fotovoltaica com aplicativos móveis e com a internet.

Os dois canais podem ser estabelecidos através de cabos de comunicação ou por meio de comunicação sem fio.

## Canal de comunicação gateway-inversores

Nos sistemas com microinversores a comunicação com o gateway pode ser realizada pelo próprio cabeamento de energia através de uma tecnologia conhecida como PLC (power line communication), ilustrada na Figura 3.

A tecnologia PLC permite o tráfego de informações nos mesmos cabos que conduzem a energia elétrica, evitando a necessidade de um cabeamento adicional de dados na instalação fotovoltaica.

Embora fabricantes de inversores mundialmente reconhecidos (a exemplo da Enphase) apostem na solução PLC, esse tipo de comunicação é frequentemente alvo de críticas, pois o compartilhamento do mesmo cabo entre o sistema de potência e o sistema de comunicação pode sofrer com ruídos que prejudicam a comunicação entre os microinversores e o gateway.

Apesar de o compartilhamento do meio físico para energia e comunicação realmente oferecer desafios, essa dificuldade pode ser vencida com métodos adequados de transmissão de dados em alta frequência e técnicas de filtragem, o que torna confiável a tecnologia de comunicação PLC.

No caso de gateways para uso com inversores de strings, quando uma comunicação por cabos é necessária, é mais comum o emprego de um cabea-

mento de dados exclusivo, empregando-se o padrão RS-485.

Por outro lado, na comunicação do gateway com os microinversores alguns fabricantes adotam sistemas de comunicação sem fio (como foi ilustrado na Figura 1) – que podem empregar algum padrão de comunicação conhecido (como Zigbee) ou um padrão proprietário do fabricante do microinversor.

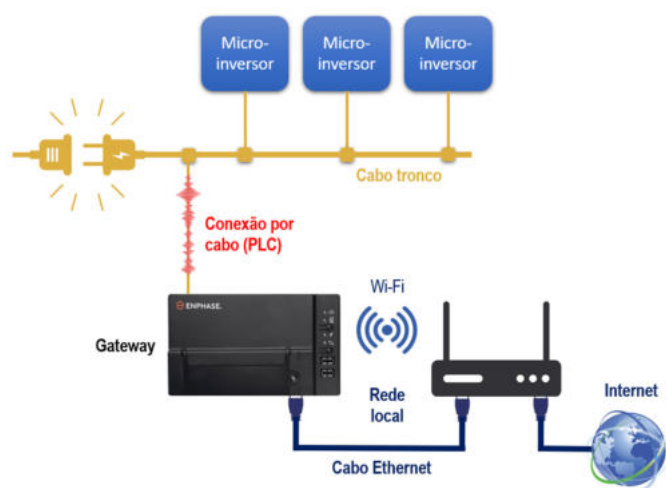


Figura 3 - Sistema PLC (power line communication) para a comunicação entre o gateway e os microinversores

## Canal de comunicação gateway-internet

Na comunicação do gateway com o mundo exterior realiza-se a conexão a uma rede local, por meio de um ponto de rede ou roteador, por cabo Ethernet ou via Wi-Fi, de forma similar à conexão de qualquer outro dispositivo (como um computador, uma impressora ou um telefone celular).

O roteador local, por sua vez, faz a conexão com a Internet. Os gateways normalmente oferecem as duas opções de porta de comunicação: cabo Ethernet e Wi-Fi.

A comunicação do gateway com a internet (por cabo ou Wi-fi) permite o envio de dados de geração dos mi-

croinversores para plataformas de comunicação baseadas na nuvem, que podem ser acessadas pela web pelo usuário ou proprietário do sistema fotovoltaico a partir de qualquer computador conectado à internet.

Além da conexão com a internet, a presença do recurso de comunicação Wi-fi no gateway também possibilita a conexão direta com um dispositivo móvel, celular ou tablet. O fabricante do microinversor normalmente disponibiliza um aplicativo que permite a visualização de informações dos microinversores.

Essa conexão direta do gateway com o aplicativo móvel é útil tanto para o acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico pelo usuário (sem a necessidade de uma conexão à internet), como para o diagnóstico do sistema pelo instalador, durante a etapa de comissionamento do sistema fotovoltaico, possibilitando assegurar que todos os microinversores estão em perfeito funcionamento ou, eventualmente, permitindo a visualização de códigos de erro.

## Microinversores que dispensam o gateway de comunicação

Nos sistemas com microinversores a comunicação direta com a rede local, sem utilizar um gateway, é mais rara, mas já começa a ser adotada por alguns fabricantes.

Nesse caso, cada microinversor possui sua própria interface de comunicação Wi-Fi e pode conectar-se diretamente ao roteador local, dispensando o uso de um gateway.

Essa é uma tendência interessante observada no mercado e vários fabri-

# PORTFÓLIO DE PRODUTOS DA HOPEWIND

HSSP3-10K



hopeSun8-33KTL  
hopeSun10-17KTL-L



hopeSun36-50KTL  
hopeSun24-30KTL-L



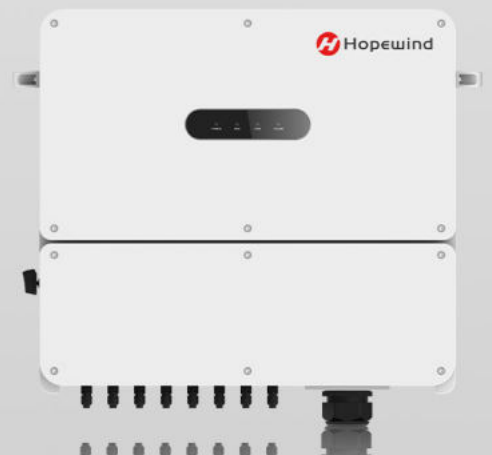
Wi-Fi Dongle



hopeComBox



hopeSun35-65KTL  
hopeSun60-110KTL



TEL: (11) 98123-0890  
Email: alex.hsu@hopewind.com

pt.hopewind.com  
Centro de Suporte - Sorocaba

cantes estão adotando esta solução atualmente. É possível identificar esses microinversores pela existência de uma antena Wi-Fi externa, como mostrado na Figura 4.

Entretanto, esse tipo de equipamento requer alguma atenção. Se os microinversores estiverem próximo a um roteador de rede local, a instalação ocorre de forma simples e a comunicação entre os microinversores e o roteador é direta, sem a necessidade de um gateway.

Entretanto, na maior parte dos locais o roteador encontra-se dentro da residência e os microinversores são instalados no telhado. Essa distância pode dificultar ou inviabilizar a comunicação entre os equipamentos.

Esse problema pode ser contornado com a colocação de um segundo roteador (conectado preferencialmente por cabo ao roteador primário) ou um repetidor de Wi-Fi, que acaba fazendo a mesma função de um gateway, como ilustra a Figura 6.

A vantagem, neste caso, é que o gateway é constituído por um roteador Wi-Fi ou Ethernet convencional, sem a necessidade de adquirir um gateway fornecido pelo fabricante do microinversor.



Figura 4 - Exemplo de microinversor com interface Wi-Fi integrada, que dispensa o uso de gateway e conecta-se diretamente ao roteador da rede local. Observa-se nesses equipamentos a presença de uma antena externa

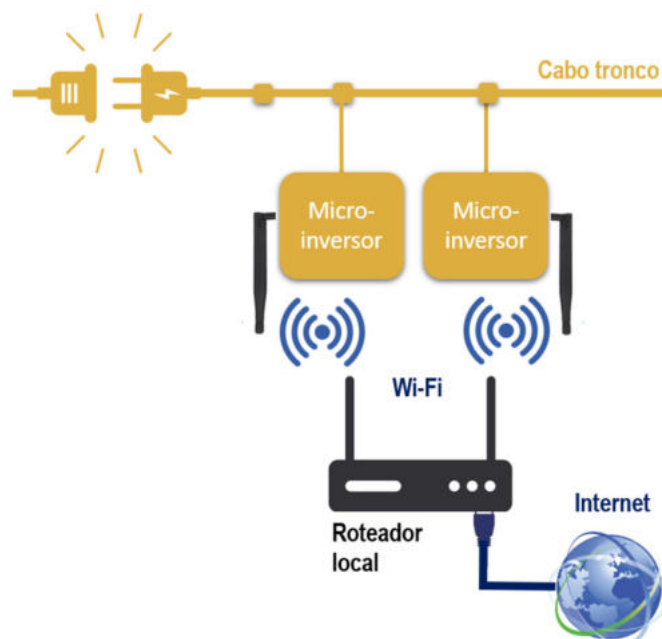


Figura 5 - Comunicação direta dos microinversores à rede local por comunicação Wi-Fi, dispensando o uso de um gateway

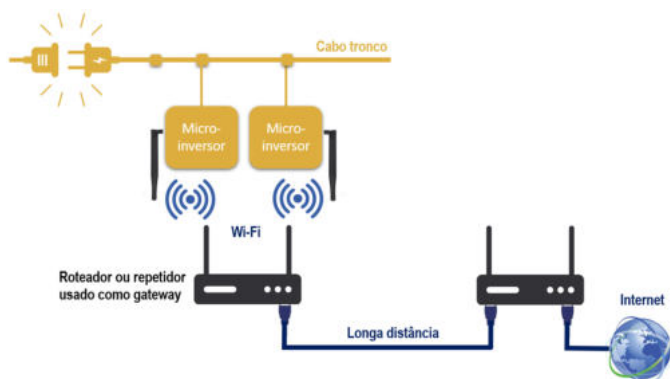


Figura 6 - Microinversores com interface Wi-Fi integrada podem exigir a proximidade de um roteador ou de um repetidor de Wi-Fi, fazendo a função de um gateway

## Onde instalar o gateway?

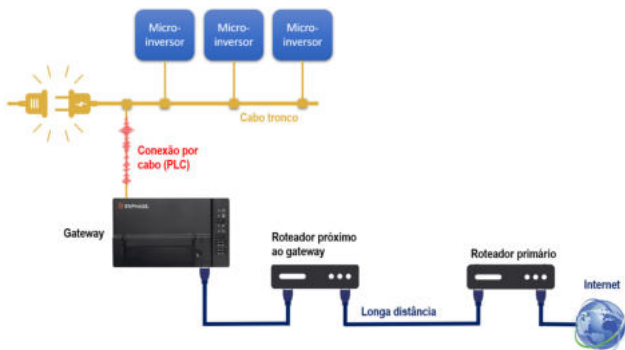
A resposta para essa pergunta precisa levar em conta dois aspectos: o gateway não pode estar muito longe dos microinversores, nem muito longe do ponto de conexão com a internet.

Normalmente nos sistemas baseados na tecnologia PLC é recomendável que o gateway esteja o mais próximo possível do ponto de conexão dos microinversores com a rede elétrica. Quanto maior essa proximidade, mais forte será o canal de comunicação e menor será a suscetibilidade do sistema a interferências eletromagnéticas causadas pelo próprio sistema foto-

voltaico e por fontes externas.

Nesse caso, quando a localização do gateway fica restrita à proximidade com o ponto de conexão com a rede elétrica, pode ser mais complicada a conexão com a internet. Conforme ilustra a Figura 7, pode ser necessária a instalação de um cabo de rede e um roteador próximo ao gateway, para permitir sua conexão com a rede local.

Nos gateways baseados totalmente



*Figura 7 - Um segundo roteador, próximo ao gateway, pode ser necessário na instalação com PLC, pois o gateway PLC deve ser conectado o mais próximo possível do ponto de conexão dos microinversores com a rede elétrica*

em comunicação sem fio, tanto no canal com os microinversores como no canal com a internet, a escolha da localização do equipamento é um pouco mais flexível – mas ainda requer cuidados.

Em qualquer caso, para determinar a localização do gateway deve-se examinar a folha de dados ou o manual do produto para verificar as recomendações do fabricante.

## **Cuidados na instalação da comunicação PLC**

O método de comunicação PLC utiliza a injeção de sinais de alta frequência (por exemplo, nas faixas de 110 kHz e 144 kHz [1]) nos cabos de potência, permitindo o compartilhamento de um mesmo meio físico para a trans-

missão de energia elétrica e dados.

A transmissão de energia elétrica emprega correntes elétricas de baixa frequência, enquanto a transmissão de dados emprega correntes de alta frequência. Embora as duas correntes se misturem durante o trajeto pelos cabos, elas podem ser separadas por meio de filtros de frequências, permitindo que as informações possam ser recuperadas nas extremidades dos cabos, tornando independentes os canais de energia e dados, apesar de compartilharem o mesmo condutor elétrico.

O estabelecimento de um bom canal de comunicação entre gateway e microinversores com a tecnologia PLC (power line communication) requer alguns cuidados para evitar ruídos e interferências externas. Como a comunicação PLC emprega sinais de alta frequência, a presença de equipamentos que produzem ruídos de alta frequência pode confundir a comunicação entre os microinversores e o gateway.

Alguns cuidados simples podem ser suficientes, como a adição de um quadro CA exclusivo para o sistema fotovoltaico, a fim de garantir algum distanciamento da instalação elétrica interna do consumidor. Em último caso, se um quadro exclusivo não for adotado, deve-se instalar o sistema fotovoltaico em um circuito individual, sem a presença de cargas, ligado ao quadro de distribuição CA por meio de um disjuntor exclusivo.

O fabricante Enphase, por exemplo, fornece as seguintes orientações [1] para uma boa comunicação PLC entre o gateway e os microinversores:



- Instalar um quadro dedicado para os circuitos do gateway e dos microinversores (conforme comentado acima);
- Manter os cabos entre o gateway e os microinversores o mais curto possível. Cabos longos são mais suscetíveis a ruído e interferência;
- Instalar o gateway com um disjuntor e um circuito exclusivos. Evite circuitos compartilhados por outros equipamentos;
- Adicionar anéis (toroides) de ferrite nos condutores de fase no trajeto entre o quadro CA do sistema fotovoltaico e o quadro de distribuição geral, como mostrado na Figura 8, na Figura 9 e na Figura 10. Isso cria indutâncias nos circuitos e bloqueia a propagação de sinais de alta frequência.

las três fases e alcançarem todos os microinversores da instalação.

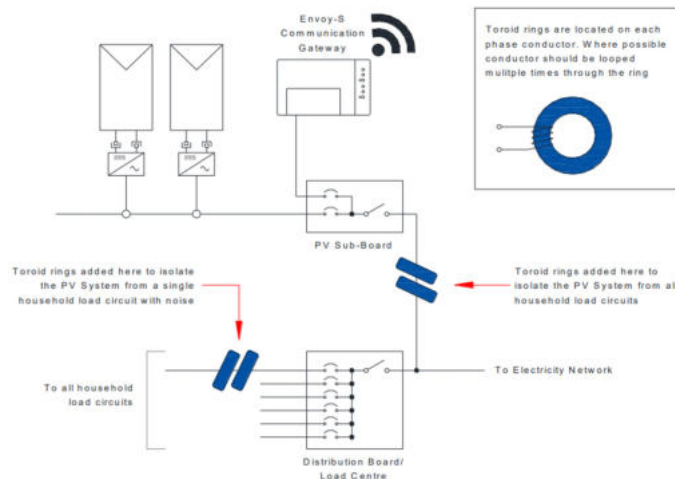


Figura 9 - Locais recomendados para a instalação de anéis de ferrite nos condutores de fase, para evitar que ruídos de alta frequência prejudiquem a comunicação com o gateway. Fonte: [1]



Figura 10 - Anéis de ferrite instalados nos condutores de fase dos circuitos dos microinversores em instalações monofásica (à esquerda) e trifásica (à direita). Fonte: [1]

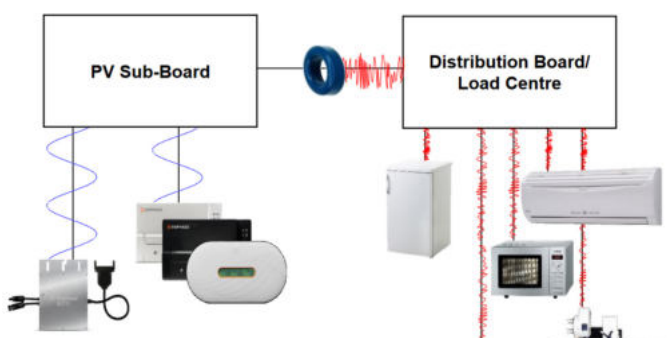


Figura 8 - Anéis de ferrite podem ser usados para impedir que ruídos de alta frequência produzidos pelas cargas propaguem-se para o circuito elétrico dos microinversores e prejudiquem a comunicação com o gateway. Fonte: [1]

Nos sistemas trifásicos recomenda-se o uso de um gateway trifásico. Isso parece óbvio, mas alguns gateways possuem conexão para apenas duas fases para o canal de dados, enquanto podemos desejar ter um circuito de potência com microinversores distribuídos em três fases. O desafio neste caso é fazer os sinais de comunicação de alta frequência propagarem-se pe-

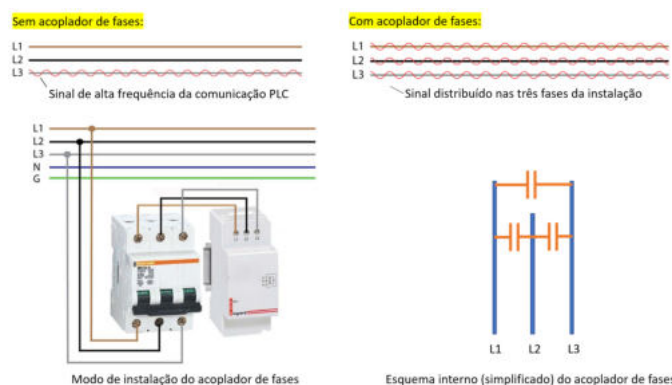


Figura 11 - Acoplador capacitivo de fases, para a distribuição do sinal do PLC nos sistemas trifásicos quando o gateway possui apenas duas fases. Esta solução pode ser dispensada se o gateway já possui conexão trifásica. Fontes: [2], [3]

A distribuição de sinais entre as três fases, quando o gateway é apenas bifásico, requer um dispositivo acoplador de fases [2], [3], não encontrado no mercado brasileiro. O acoplador de

fases é usado para distribuir o sinal do PLC entre as três fases da instalação através de um acoplamento capacitivo, como ilustra a Figura 11.

O fabricante Enphase, por exemplo, disponibiliza duas versões do seu gateway: IQ Envoy e IQ Commercial. A diferença entre eles é basicamente o número de fases, como mostra a Figura 12.

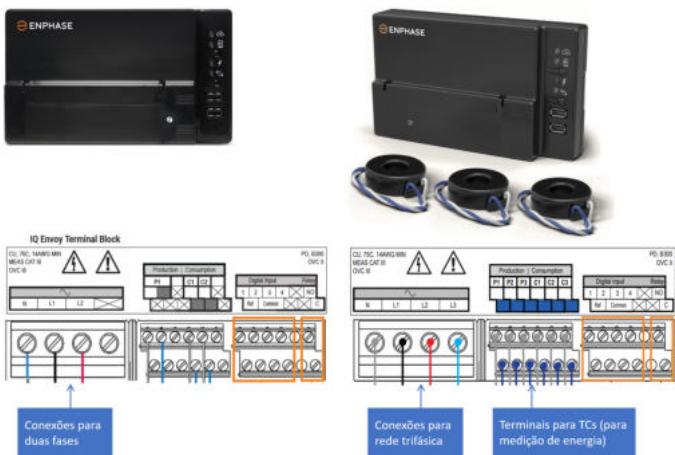


Figura 12 - Gateways IQ Envoy (para conexão de 2 fases) e IQ Commercial (para conexão trifásica) da Enphase

A versão IQ Envoy possui conexão para apenas duas fases, enquanto a versão IQ Commercial possui conexões para três fases (Figura 12), além de ser vendida em conjunto com três transformadores de corrente para a medição da geração.

Apesar de terem o mesmo aspecto, o primeiro modelo é recomendado para instalações bifásicas de pequeno porte, enquanto o segundo modelo é adequado para instalações trifásicas de maior porte.

## Referências

[1] Enphase, “Microinverter Power Line Communication (PLC) Troubleshooting - Nota Técnica”. Disponível aqui

[2] “Phase Couplers for Multi-Phase Enphase Systems (Europe)”.

[3] “Phase Couplers for Multi-Phase Enphase Systems in Australia and New Zealand”, 2014.

O nosso foco é entregar qualidade! Contamos com um atendimento diferenciado e a melhor plataforma do Brasil, sem esquecer o nosso compromisso social que faz da Esfera a melhor distribuidora de equipamentos de energia solar.

(19) 3995-0159  
(19) 99855-3989

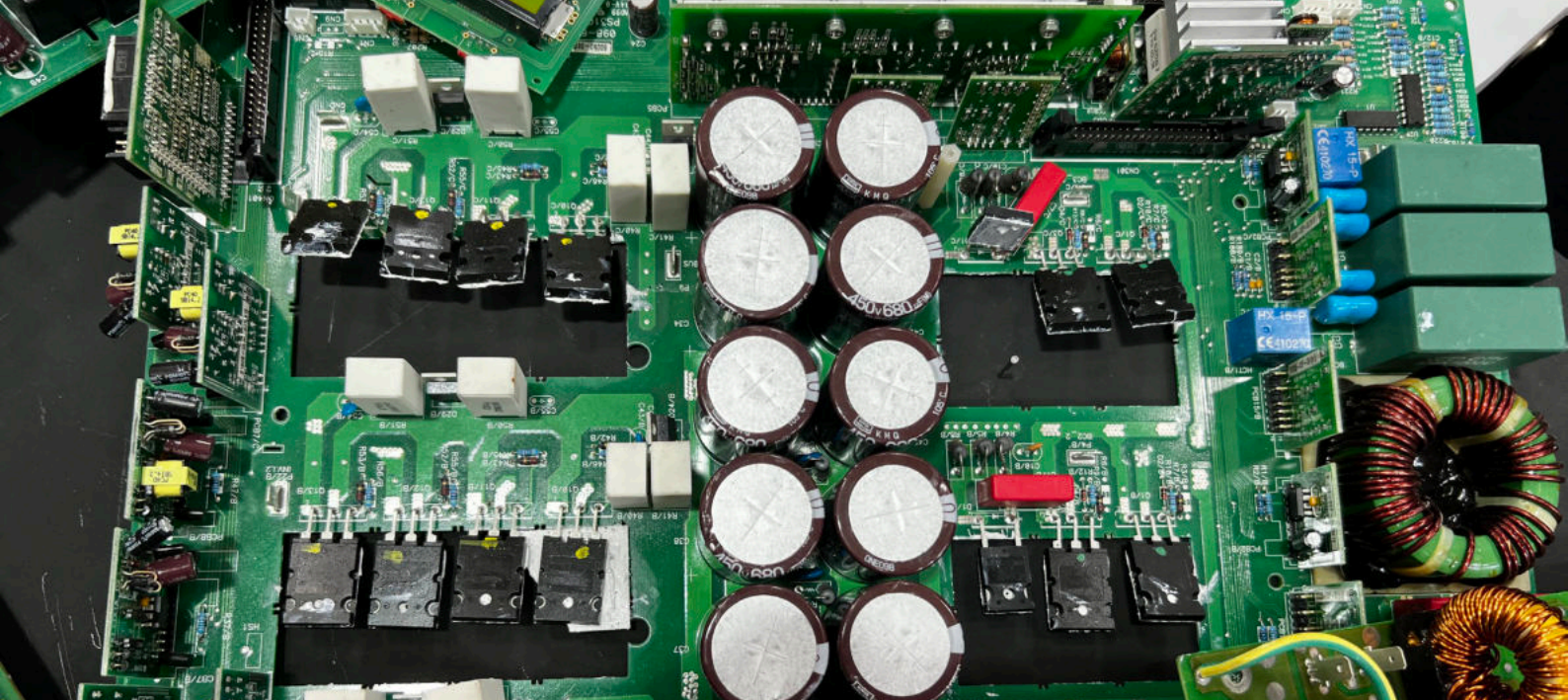
esferadistribuidora  
@esferasolar

ESFERA SOLAR ENERGIA SOLIDÁRIA

ESFERADISTRIBUIDORA.COM.BR  
PLATAFORMA.ESFERADISTRIBUIDORA.COM.BR

## Tabela comparativa de gateways

Fabricante	Modelo	Canal com inversores	Máxima distância em espaço aberto	Canal com a internet	Função medidor de energia	Número máximo de inversores
Enphase	IQ Envoy	PLC (cabo de energia)	Não informada	Wi-Fi, cabo Ethernet, GSM	Sim	600
	IQ Commercial Gateway	PLC (cabo de energia)	Não informada	Wi-Fi, cabo Ethernet, GSM	Sim	600
Tsun	Talent-MG2	Sem fio 2,4 GHz, padrão não informado	200 m	Wi-Fi, cabo Ethernet	Não	99
Hypontech	HiManager	RS-485 (cabo de dados)	1000 m (cabo)	Wi-Fi, cabo Ethernet	Não	32
Hoymiles	DTU-Pro	Sem fio 2,4 GHz, padrão proprietário (Nordic)	200 m	Wi-Fi, cabo Ethernet	Não	99
	DTU-Pro-S	Sem fio, Sub-1 GHz	400 m	Wi-Fi, cabo Ethernet	Não	99
	DTU-W100	Sem fio 2,4 GHz, padrão proprietário (Nordic)	150 m	Wi-Fi	Não	99
	DTU-G100	Sem fio 2,4 GHz, padrão proprietário (Nordic)	150 m	GSM	Não	99
	DTU-Lite-S	Sem fio, Sub-1 GHz	400 m	Wi-Fi	Não	99
APS	ECU-R, ECU-C	Sem fio 2,4 GHz, padrão Zigbee	Não informada	Wi-Fi, cabo Ethernet	Não	100
	ECU-B	Sem fio 2,4 GHz, padrão Zigbee	Não informada	Wi-Fi	Não	4
Deye	MECD	PLC (cabo de energia) / Sem fio 2,4 GHz, padrão Zigbee	Não informada	Wi-Fi	Não	32



# Configurações e topologias para integração de sistemas de armazenamento por baterias em sistemas FV de microgeração

Artigo apresentado no IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – Florianópolis, 23 a 27 de maio de 2022  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, PPGSE  
Weliton da Maia e Jair Urbanetz Júnior

**Resumo.** Este trabalho apresenta configurações e topologias para integração de armazenamento por meio de baterias em sistemas fotovoltaicos de microgeração. É evidenciado que a integração de sistemas de armazenamento em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) é uma tendência mundial e vem demonstrando grande potencial quando considerado o crescimento da fonte solar. A aplicação de baterias em SFCR, geralmente, está atrelada ao desenvolvimento de tecnologias de inversores bidirecionais, também chamados de inversores multifuncionais ou conversores fotovoltaicos multifuncionais (CFMs). Atualmente no Brasil, não existem normas específicas que tratam sobre inversores fotovoltaicos conectados

à rede com bateria, trazendo a necessidade de se trabalhar com normas e orientações de UPS (uninterruptible power supply), que possuem funcionamento similar por se tratarem de conversores CC-CA acoplados a baterias. Os CFMs possuem 3 principais modos de operação: modo conectado à rede, modo retificador e modo ilha. Para as configurações dos CFMs, com base nas configurações de UPS, tem-se: espera passiva, dupla conversão e interativa com a rede. Por fim, o estudo das configurações e topologias de inversores multifuncionais que possibilitam a adoção de baterias é importante para o bom desenvolvimento dessa aplicação no âmbito dos sistemas fotovoltaicos distribuídos, principalmente de microgeração.

*Palavras-chave: conversores fotovoltaicos multifuncionais, armazenamento, microgeração*

## 1. INTRODUÇÃO

O crescimento da energia solar fotovoltaica no mundo tem sido expressivo. Segundo dados do relatório REN21 (2021), com 139 GW adicionados, o ano de 2020 bateu recorde de capacidade instalada adicionada pelo 8º ano consecutivo. Esse expressivo número, somado aos anos anteriores, totaliza 760 GW de capacidade total instalada no mundo.

No Brasil, esse crescimento da energia solar fotovoltaica não foi diferente. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021b) apresentados pelo Sistema de Geração Distribuída (SISGD), o país possuía até a data de 28 de fevereiro de 2023 a capacidade instalada de 19,21 GW de potência na modalidade de geração distribuída (GD).

Em relação às usinas fotovoltaicas centralizadas, não pertencentes ao modelo de GD, com dados também obtidos da ANEEL (2021a) pelo Sistema de Informação de Geração da ANEEL (SIGA), a capacidade instalada chega a 8,3 GW. Somando as duas fontes de dados temos um montante de 27,51 GW de capacidade instalada de fonte solar fotovoltaica no Brasil.

Dentro desse crescimento expressivo da fonte solar, outros nichos de mercados estão começando a se desenvolver, como é o caso da energia solar com armazenamento. Segundo o relatório do REN21 (2021), em 2020 países como Áustria e Itália forneceram apoio financeiro para instalações

de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte que possuíam armazenamento.

A Áustria fomentou cerca de 36 milhões de euros e a Itália 20 milhões de euros. No mesmo relatório é apontado que a demanda por sistemas de energia fotovoltaica com armazenamento por baterias cresceu nos Estados Unidos em 2020. Aproximadamente, 6% dos sistemas fotovoltaicos para aplicação atrás do medidor e 25% de todos os contratos de usinas de grande porte continuam algum tipo de armazenamento.

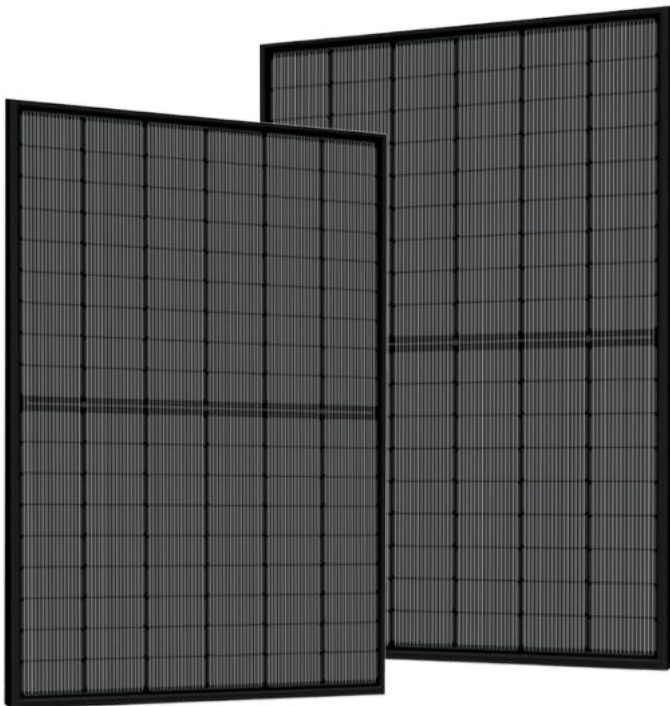
Segundo Pinho e Galdino (2014), há duas principais classificações para sistemas fotovoltaicos: isolados (SFI) e conectados à rede (SFCR). Os sistemas isolados geralmente possuem algum tipo de armazenamento de energia com baterias. Já os SFCR dispensam o uso de acumuladores pois toda a energia gerada pode ser consumida diretamente pela carga próximo ao gerador ou injetada na rede elétrica convencional.

Tradicionalmente os SFCR não possuem baterias. Entretanto, com a queda dos preços das tarifas Feed-in-Tariff, queda dos preços da instalação de sistemas fotovoltaicos e o aumento dos preços das tarifas de energia elétrica, o interesse pela utilização de SFCR com armazenamento de energia vem mudando (RASIN; RAHMAN, 2015).

Dessa forma, pode-se considerar que o SFCR com armazenamento seria uma terceira classificação de sistema fotovoltaico. Esse tipo de sistema também pode ser encontrado na literatura como: CFM (Conversor Fotovoltaico Multifuncional), SFH (Sistema Fotovol-

**NOVO LANÇAMENTO**

**MODULO COM FRAME  
POLIURETANO**



- ▶ Ultra baixo CO<sup>2</sup>
- ▶ Alta resistência
- ▶ Anti-reflexo
- ▶ Anti-reflexo
- ▶ Isolamento



**ZNSHINESOLAR**

SIGA NOSSO REDE SOCIAL :  
**ZHSHINE SOLAR BRASIL**



taico Híbrido), SFCR com armazenamento e SFCR com backup de energia.

Segundo Bellinaso (2017), recentemente, os conversores fotovoltaicos denominados multifuncionais, que reúnem as características de conversores de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede, estão sendo amplamente estudados. Os CFMs operam basicamente de 3 formas: modo conectado à rede fornecendo potência à rede elétrica, modo retificador recebendo energia da rede para carregar as baterias e pelo modo ilhado fornecendo energia do banco de baterias para as cargas.

Para Simpkins et. al. (2016), a utilização de armazenamento de energia por meio de baterias pode permitir que o excesso de energia solar produzida durante o dia seja utilizado à noite, evitando a injeção na rede quando esta for desfavorável financeiramente.

As baterias também podem aliviar picos de demanda durante o dia ou ser recarregadas pela própria rede durante períodos em que a energia elétrica consumida é mais barata. Em alguns locais, as unidades consumidoras (UC) podem fornecer serviços ancilares para a rede elétrica, contribuindo com a qualidade de energia.

Segundo Perez (2015), sistemas armazenamento de energia trazem diversas melhorias, das quais pode-se citar: melhoramento da qualidade e confiabilidade, gerenciamento da demanda de potência, suporte de tensão e frequência, alívio de congestionamento da transmissão, auto restabelecimento da energia, reserva suplementar de potência disponível,

capacidade de suprimento e postergação de investimentos.

## **2. LEGISLAÇÃO BRASILEIRA**

Atualmente, no Brasil, não há uma norma específica que discorra sobre inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede que utilizam armazenamento de energia por baterias. Segundo Bellinaso (2017), os inversores fotovoltaicos são a interface entre geradores fotovoltaicos (FV) e as cargas de corrente alternada.

Os inversores conectados à rede injetam a potência gerada pelo sistema FV diretamente na rede, sendo que, em caso de condições não nominais de tensão e frequência a desconexão da rede é obrigatória, de acordo com as normas NBR 16149 e NBR IEC 62116. Quando se fala de inversores multifuncionais ou CFMs, que possuem características de inversores conectados à rede com o adicional do uso de sistemas de armazenamento por baterias, por ser uma tecnologia recente, normas específicas ainda não foram desenvolvidas.

Entretanto, devido aos seus modos de operação, esses conversores podem ser caracterizados como a união de SFCR e UPS, o que nos permite usufruir das normas de inversores conectados à rede mencionados anteriormente, NBR 16149 e NBR IEC 62116, e as normas referentes a UPS, NBR 15204 e IEC 62040.

### **2.1 ANEEL**

A regulamentação da geração distribuída no Brasil iniciou-se com a resolução normativa (REN) nº 482:2012 da ANEEL (2012).

Nessa norma foram estabelecidas as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração e foi criado o sistema de compensação, além de outras providências.

Entretanto, devido a uma série de eventos e necessidades do setor, a norma foi revogada em 2023, tendo sido substituída pela REN nº 1.059:2023 e pela REN nº 1.000:2021.

A atualização da REN 482 foi um reflexo da publicação da Lei Federal nº 14.300, de 6 janeiro de 2022.

Essa lei foi amplamente discutida nos anos anteriores, tendo diversas mobilizações do setor de energia. Entre diversas imposições da lei, destaca-se:

- Artigo 1º, parágrafo IX: por definição, as fontes de geração fotovoltaica até 3 MW são consideradas despacháveis quando utilizam baterias com capacidade de pelo

menos 20% da geração mensal da usina;

- Artigo 1º, parágrafo XII: por definição, microrredes correspondem à integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistemas de distribuição, podendo operar de forma conectada à rede ou isolada;
- Artigo 2º: as concessionárias ou permissionárias deverão atender as solicitações de acesso de unidades consumidoras com ou sem sistema de armazenamento, bem como sistemas híbridos;
- Artigo 23: a possibilidade de contratação de serviços ancilares por meio de fontes despacháveis.

Até a alteração da REN 482, substituída pela REN 1.000, as normas da ANEEL não faziam menção a sistemas

## TOP 5

Fornecedor mundial de inversores e solução de armazenamento (S&P Global, antiga IHS Markit)

## TOP 10

Marca de inversor solar usado em projetos de financiamento a longo prazo (Bloomberg)



Tudo em um Sistema Híbrido de Bateria

Inversor trifásico inteligente 8-40K  
Tensão de saída AC 220V

**KEHUA  
TECH**



## Cantato

- ☎ WhatsApp / Tel: +55(15)99178-8249
- ✉ E-mail: [brazil@kehua.com](mailto:brazil@kehua.com)
- 🌐 [www.kehua.com](http://www.kehua.com)
- 🌐 LinkedIn: [@Kehua Tech Brasil](https://www.linkedin.com/company/kehua-tech-brasil)
- 📷 Instagram: [@Kehua\\_brasil](https://www.instagram.com/kehua_brasil)



fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia e participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Entretanto, mesmo com a atualização da resolução, ainda não há uma norma técnica específica que trate da conexão desses sistemas e apresente definições das dinâmicas de funcionamento e operação, e também as especificações que um SFCR com armazenamento deve seguir.

## 2.2 INMETRO

O Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO, 2011) possui a Portaria nº 4 de 2011 específica para avaliar a conformidade dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico. Essa portaria está com revogação agendada para 02 de maio de 2025 e será totalmente substituída pela portaria nº 140 de 2022.

A portaria nº 4 possuía uma série de limitações como: a obrigatoriedade de homologação de inversores com até 10 kW, inexistência de instruções técnicas para inversores conectado à rede com bateria, e restrição de uso de baterias para sistemas isolados com apenas tecnologias de níquel-cádmio e chumbo-ácido.

Essas limitações foram melhoradas com a portaria nº 140: inclusão da obrigatoriedade de homologação de inversores até 75 kW, inclusão de outras tecnologias de baterias como lítio, níquel hidreto e de fluxo, e apresentação de instruções técnicas para inversores conectados à rede com bateria.

## 3. CONFIGURAÇÕES E TOPOLOGIAS DE SFCR COM BATERIA

Para a exemplificação das configurações, topologias e modos de operação possíveis de um SFCR com bateria foram utilizados manuais de operação de fabricantes atuantes no mercado brasileiro. O material produzido pela Global Sustainable Energy Solutions (GSES, 2020) denominado “Grid Connected PV Systems With Battery Energy Storage Systems Installation Guidelines”, a CP nº 16 do INMETRO (2021), as normativas IEC 62040-3 “Uninterruptible power systems (UPS) - Part 3: Method of specifying the performance and test requirements” e NBR 15014 (ABNT, 2004) “Conversores a semicondutor – Sistema de alimentação de potência ininterrupta, com saída em corrente alternada (nobreak) – terminologia” e, por fim, a tese de doutorado de Bellinaso (2017) “Inversores fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia – classificação, recomendações técnicas e gerenciamento”.

### 3.1 Configurações

Segundo Bellinaso (2017), por falta de normatização específica e similaridade da aplicação, os CFMs podem ser classificados de uma forma similar às fontes ininterruptas (UPSs). A IEC 62040-3 classifica os sistemas de UPS em três configurações: espera passiva, dupla conversão e interativa com a rede. Seguindo a mesma linha, a NBR 15014 (ABNT, 2004) traz 3 configurações possíveis: On line, interativo (con-

vencional, ferroressonante e simples conversão) e, por fim, a configuração stand-by. As duas normas correspondem a configurações idênticas, sendo a norma brasileira visivelmente baseada na norma internacional.

**Espera passiva.** Segundo a norma NBR 15014 (2004), na configuração de UPS de espera passiva, a carga é alimentada diretamente com a energia da rede de corrente alternada (modo rede). Nessa configuração a UPS é classificada como VFD (voltage and frequency dependent).

O conversor em conjunto com a bateria só entra em operação (modo bateria) quando as características da rede CA estiverem fora das faixas operacionais. Quando o conversor e a bateria entram em operação, uma chave desliga a entrada da rede C.A., evitando retroalimentação.

Segundo Belinaso (2017), é possível aplicar a mesma configuração de UPS para CFMs, onde o inversor deve operar também em modo conectado

à rede. Na figura 1 são apresentadas 3 topologias para a configuração em espera passiva:

- (a) CFM com dois conversores C.C./C.A., sendo um deles trabalhando como retificador na entrada da rede, permitindo carregar as baterias em uma potência reduzida;
- (b) CFM com um único conversor C.C./C.A., do tipo bidirecional, com duas entradas. Nessa configuração o equipamento possui duas entradas, uma para a rede e outra para as cargas, sendo que a chave de desconexão da rede ( $S_1$ ) é interna ao equipamento;
- (c) CFM com um único conversor C.C./C.A., do tipo bidirecional, com uma entrada. Nessa configuração o equipamento possui apenas uma entrada para rede e as cargas, sendo necessário a inclusão de uma chave de desconexão da rede ( $S_1$ ) externa ao equipamento.

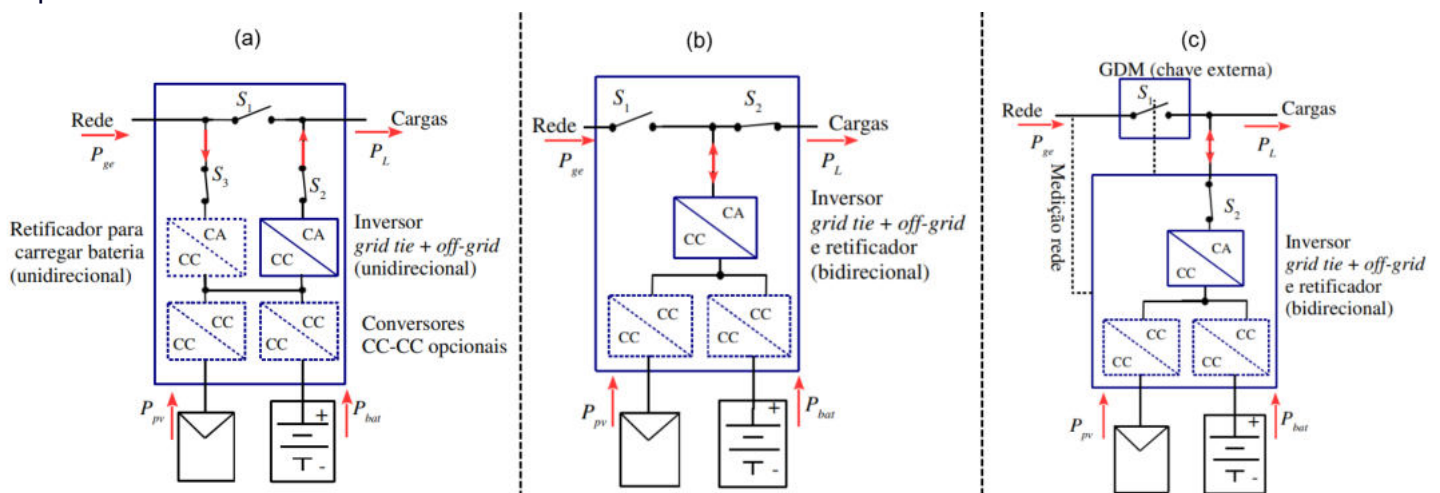


Figura 1: Configurações de espera passiva: (a) com retificador para carregar baterias; (b) com conversor único e chave de desconexão interna; (c) com conversor CC-CA único e chave de desconexão externa. Fonte: Bellinaso, 2017

**Dupla conversão.** Segundo a NBR 15014 (2004), na operação de UPS do tipo dupla conversão, a carga é continuamente alimentada pelo conjunto retificador e inversor (modo rede).

Em resumo, é realizada uma conversão C.A. para C.C. e posteriormente C.C. para C.A.

Dessa forma, a UPS de dupla conversão opera independente da frequência e da tensão, classe VFI (voltage and frequency independent).

O sistema de bateria e inversor só entra em operação quando as características da rede C.A. estiverem fora das faixas operacionais.

Para Bellinaso (2017), uma desvantagem dessa configuração é a redução da eficiência devido ao duplo processamento da energia.

Uma possibilidade de melhoria é a inserção da chave ( $S_3$ ) possibilitando a alimentação das cargas diretamente pela rede, possibilitando a energização das cargas em caso de falha dos conversores e aumentando a eficiência do inversor no modo conectado à rede. Na figura 2 é apresentada a configuração no modo de dupla conversão.

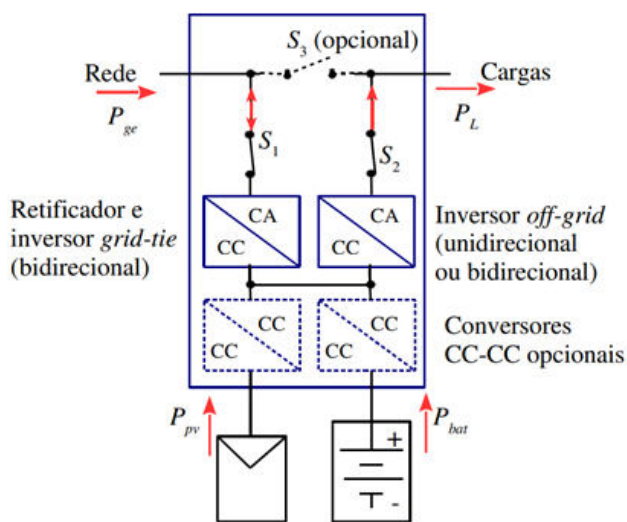


Figura 2: Configuração no modo de dupla conversão. Fonte: Bellinaso (2017)

Interativa com a rede. Segundo a NBR 15014 (2004), a operação de UPS do tipo interativo com a rede, a tensão de saída para as cargas permanece estabilizada e independente da tensão

da rede C.A. de entrada, mas dependente da frequência da rede C.A. de entrada (modo rede).

Classificado como VI (voltage independent). A partir do momento em que as características da rede C.A. ficam fora da faixa operacional estabelecidas pelo nobreak, o conjunto conversor e bateria entra em operação, mantendo a alimentação da carga, enquanto uma chave desliga a entrada da rede C.A.

Segundo Bellinaso (2017), essa configuração apresenta um único conversor C.C./C.A. bidirecional e é semelhante à configuração de espera passiva, sendo que a diferença está na adição de uma impedância ou uma interface de potência junto à entrada da rede.

Bellinaso conclui que essa interface de potência é usualmente um estabilizador de tensão que corrige a tensão nas cargas através de um transformador ou autotransformador.

Tanto a interface quanto a impedância apresenta três objetivos:

- i) reduzir a distorção harmônica;
- ii) limitar a corrente de curto-circuito;
- iii) permitir a regulação da tensão das cargas prioritárias.

Na NBR 15014 (2004), a interface de potência é apresentada como um transformador ferromagnético.

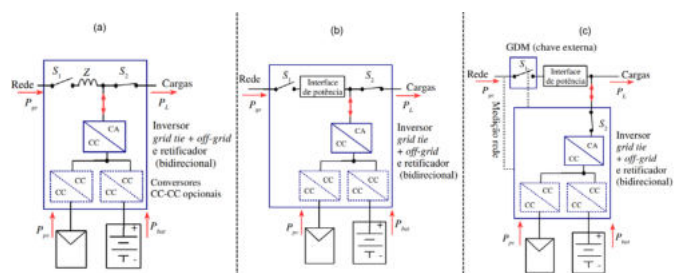


Figura 3: Configurações interativas com a rede: (a) com impedância; (b) com chave de desconexão interna; (c) com chave de desconexão externa. Fonte: Bellinaso (2017)

Na figura 3 são apresentadas as três possibilidades dentro da configuração de CFM na configuração interativa com a rede.

Da mesma forma que a de espera passiva, também pode apresentar a chave de desconexão interna ou externa.

Configuração em 3 ou 4 portas. Há ainda outros dois tipos de configurações: SFCR com bateria com de inversor de 4 portas e SFCR com bateria com inversor de 3 portas.

Essa denominação é uma nomenclatura diferente das configurações apresentadas de UPS mas possui o mesmo princípio de funcionamento quando comparadas com as configurações de dupla conversão (4 portas) e espera passiva com chave externa (3 portas). Ambas as configurações são apresentadas na figura 4

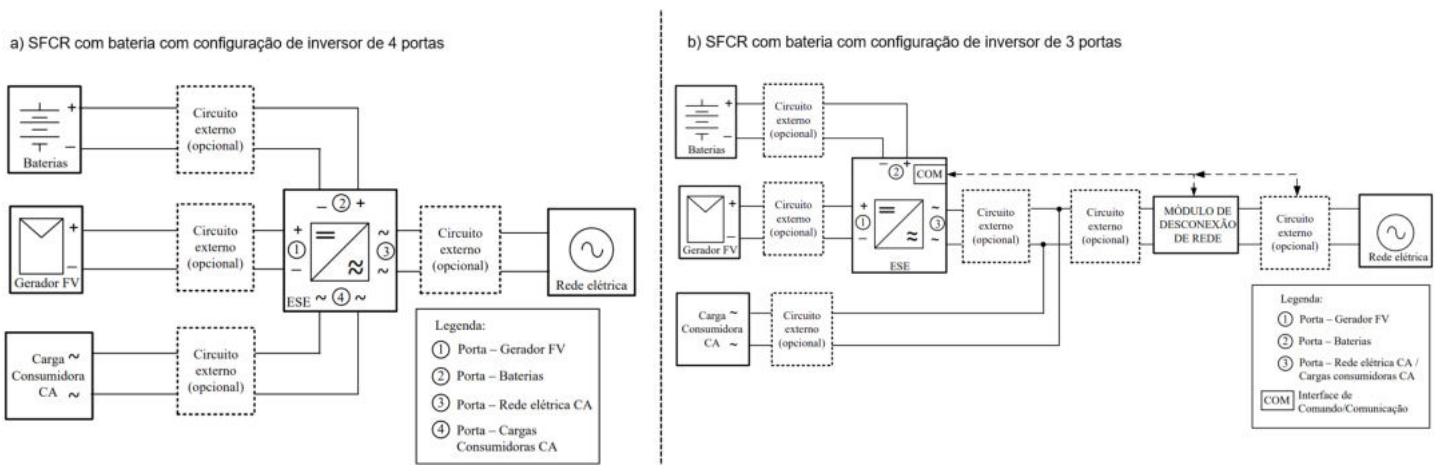


Figura 4: Configurações de SFCR com bateria com inversor de 4 portas (a) e com inversor de 3 portas (b). Fonte: adaptado de INMETRO, 2021

### 3.2 Topologias

Com base nas configurações dos CFMs apresentados, é possível elaborar uma série de topologias e arranjos utilizando SFCR com baterias. A seguir são apresentadas possíveis topologias segundo o material produzido pelo GSE e por três fabricantes atuantes no mercado brasileiro (Huawei, Growatt e Fronius) que compartilham tecnologias baseadas nas configurações apresentadas.

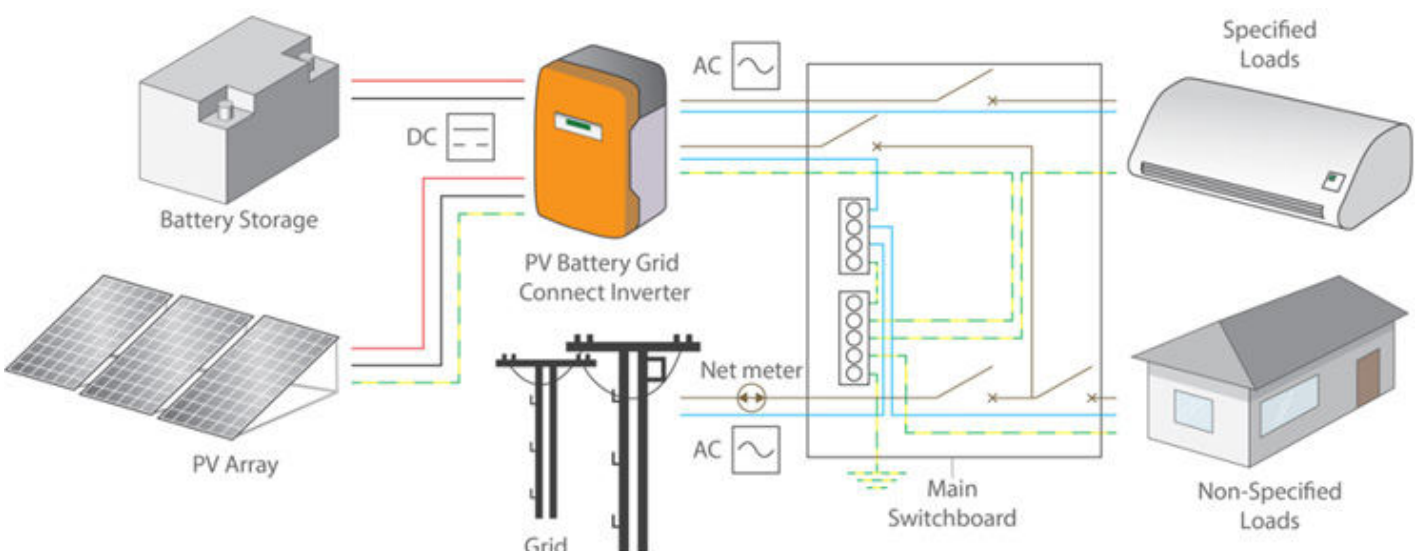


Figura 5: Configuração básica de um SFCR com bateria e inversor único. Fonte: GSES, 2020

**SFCR com bateria e inversor único.** No mínimo, um SFCR com bateria, irá consistir em um arranjo fotovoltaico, um conversor multifuncional (CFM) e um banco de baterias. Em alguns sistemas há também um equipamento condicionador de potência que adiciona algumas funcionalidades ao sistema (GSES, 2020). Na figura 5 é demonstrada a topologia básica de um SFCR com bateria.

O CFM apresentado na figura 5 possui entradas específicas para a bateria e para o arranjo fotovoltaico. Esse tipo de inversor multifuncional requer a substituição completa do inversor antigo em caso de um retrofit (GSES, 2020).

**SFCR com inversor único e controlador solar separado.** Nessa configuração é adotada a topologia de inversor único. Entretanto, existe uma única entrada em formato de barramento C.C. para o arranjo fotovoltaico e o sistema de bateria. Além disso, há um controlador solar entre o barramento e o arranjo fotovoltaico que tem como objetivo controlar a tensão e a corrente na entrada do barramento.

Assim como na configuração anterior, essa topologia também necessita a troca do inversor existente no sistema em um caso de retrofit. Na figura 6 é apresentada essa topologia de inversor único com controlador solar separado.

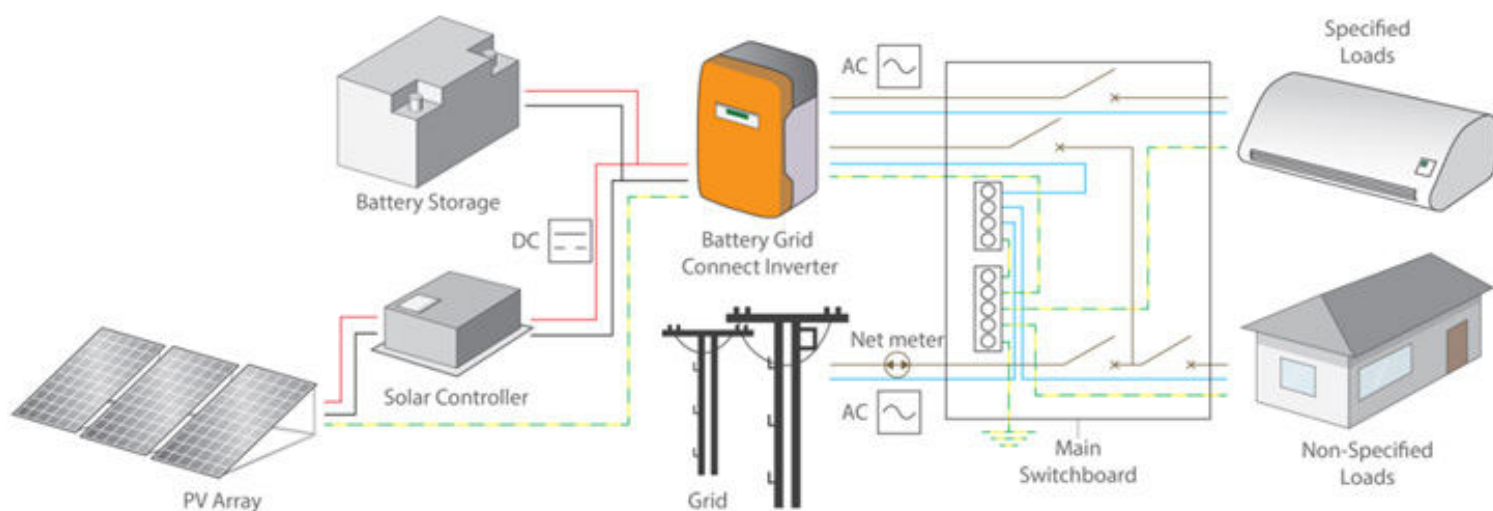


Figura 6: Configuração de um SFCR com bateria, inversor único e controlador CC separado. Fonte: GSES, 2020

**SFCR com dois inversores.** Na configuração apresentada na figura 7, há dois inversores no mesmo sistema, um conectado diretamente à bateria e um segundo inversor conectado ao arranjo fotovoltaico. Essa configuração permite que o inversor conectado possa trabalhar sendo carregado pela rede ou alimentando cargas específicas e o segundo inversor funcione da forma convencional, conectado e injetando energia na rede. Essa topologia pode ser facilmente inserida em um sistema existente em um caso de retrofit.

Inversores Huawei. A fabricante Huawei (2021), no manual do usuário das baterias LUNA2000, apresenta três modos de operação compatíveis com sua linha de inversores multifuncionais: Sistema de Armazenamento de Energia (ESS) conectado à rede elétrica, ESS conectado ou não à rede elétrica e ESS não conectado à rede elétrica. Dentre esses modos de operação são apresentadas algumas topologias, como a da figura 8, onde a bateria funciona como um acumulador

de energia sendo acionado em momentos oportunos para complementar a geração do inversor.

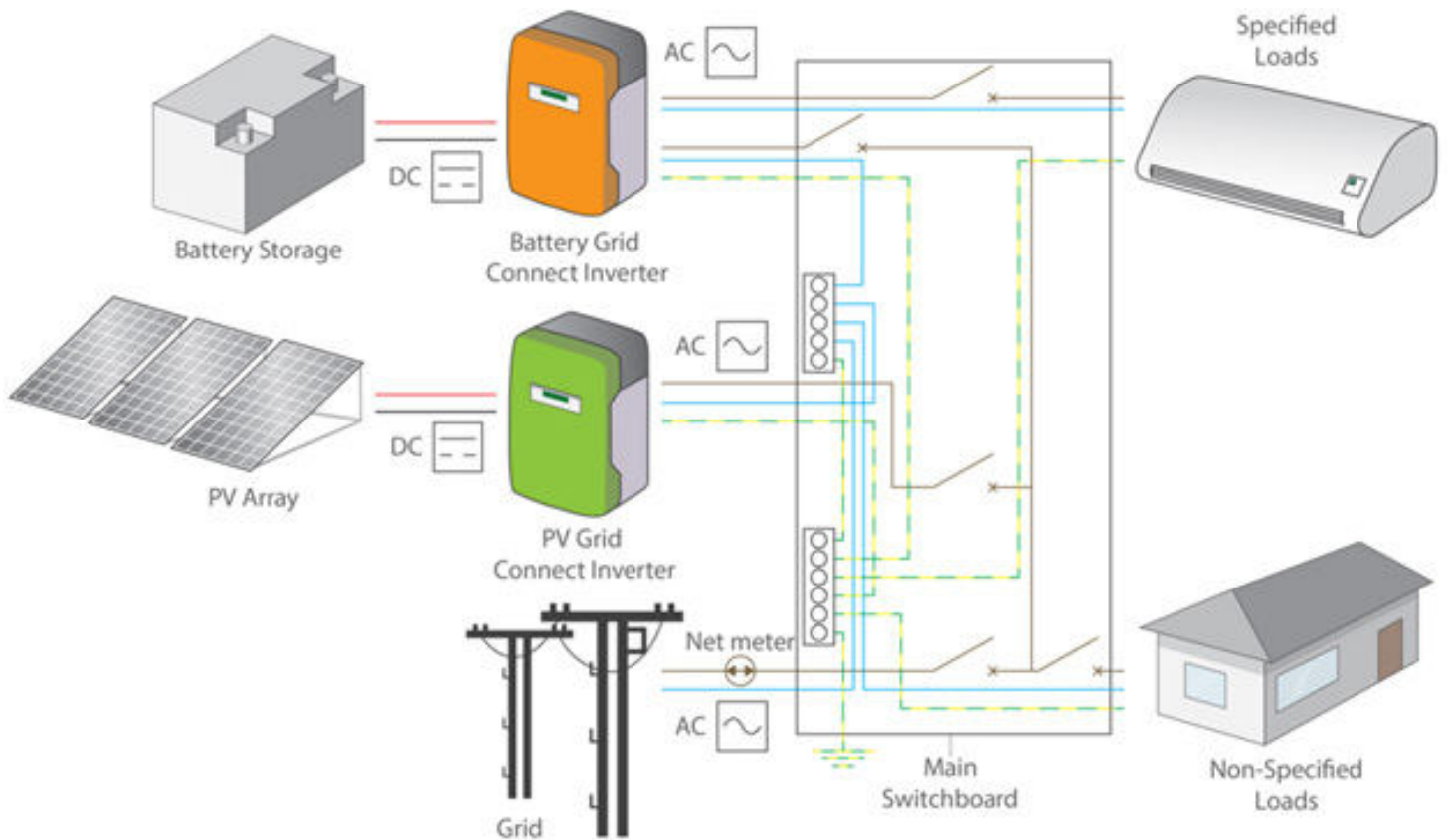


Figura 7: Configuração básica de um SFCR com baterias com dois inversores. Fonte: GSES, 2020

Nesse modo não há chave de seccionamento para isolar as cargas. Sendo assim, quando não houver energia da rede não haverá geração de energia proveniente do arranjo e/ou da bateria.

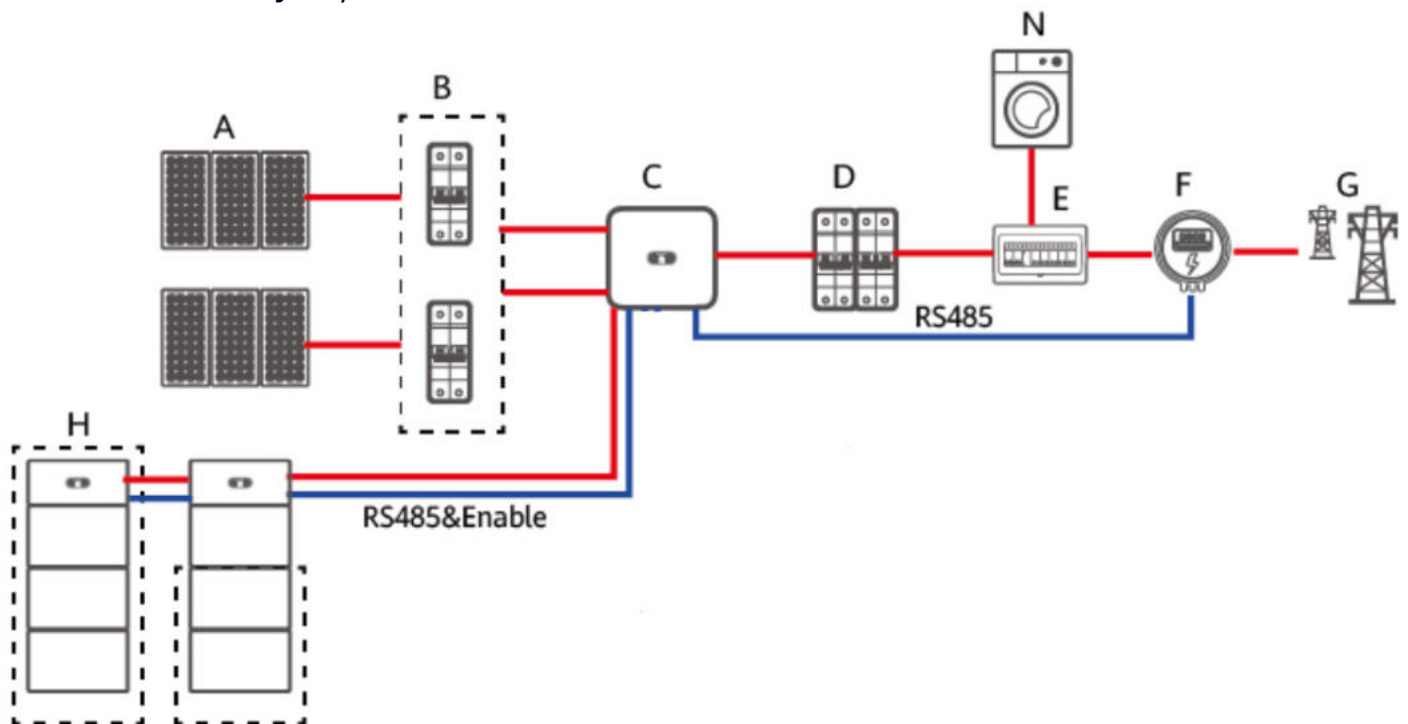


Figura 8: Topologia ESS conectada à rede elétrica, Inversor + Bateria (A - Arranjo Fotovoltaico, B - Interruptor CC, C - Inversor Huawei SUN2000, D - Interruptor CA, E - Quadro de distribuição, F - Sensor de energia elétrica inteligente, G - Rede elétrica, H - Bateria LUNA2000 e N - Cargas gerais). Fonte: Huawei, 2021



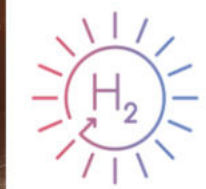
# A SMA com você de Sol a Sol



**Cada vez mais presente em soluções para o Agronegócio**

## **SMA ENERGY SYSTEMS**

- Eletrificação Rural
- Armazenamento de Energia
- Gestão Energética Inteligente
- Sistemas Híbridos (Solar + Gerador)
- Carregamento de Veículos Elétricos
- Sistemas Isolados (Off-Grid)



No modo ESS básico, conectado ou não à rede elétrica, a Huawei (2021) apresenta a topologia que permite a utilização da energia elétrica proveniente das baterias em momentos de falta da concessionária. Nesse modelo há a necessidade de uma chave de desconexão (chamada de backup pela fabricante) que mantém o fornecimento de energia para cargas prioritárias, isolando a rede elétrica externa.

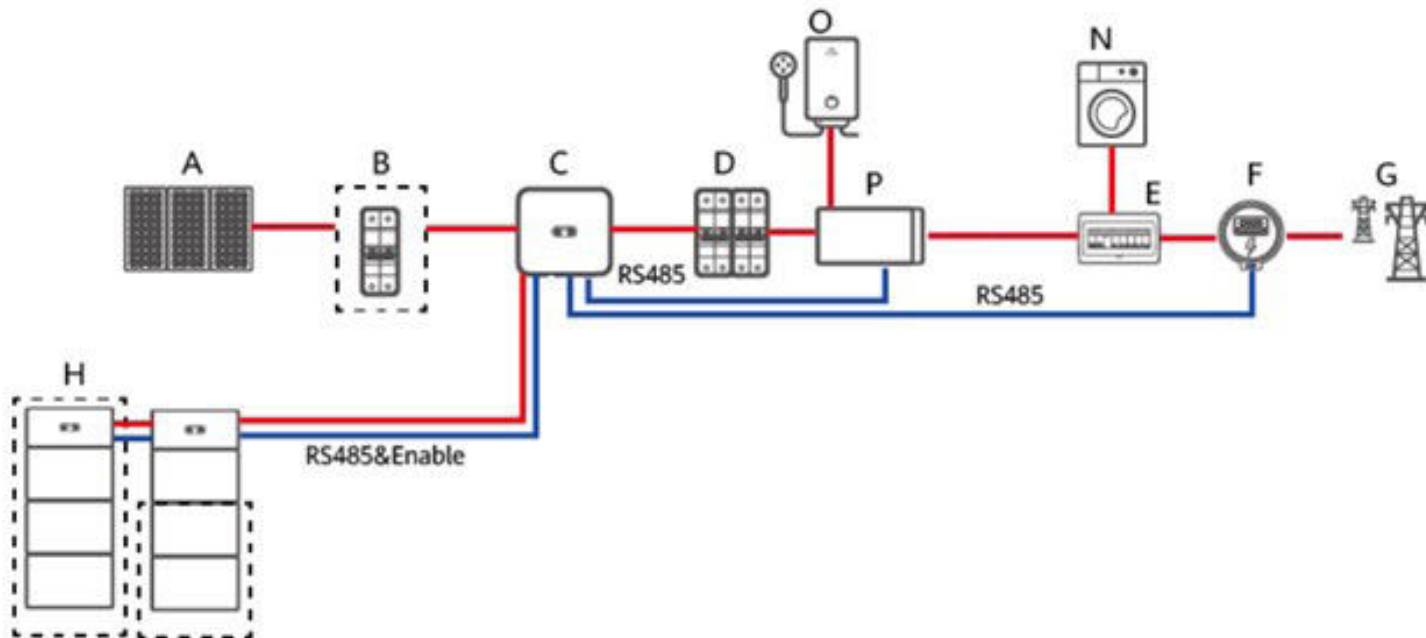


Figura 9: Topologia ESS básica paralela não conectada à rede elétrica, Inversor + Bateria (P - Backup e O - Cargas prioritárias). Fonte: Huawei, 2021

**Inversores Growatt.** A fabricante Growatt (2021), possui duas linhas de inversores conectados à rede com bateria, a linha SPH e SPA. A linha SPH, assim como outras fabricantes, apresenta a integração de geradores fotovoltaicos com armazenamento por baterias, possibilitando o fornecimento de energia para cargas prioritárias. Entretanto, em sua linha SPA, é apresentado o inversor sem a entrada do arranjo fotovoltaico, trabalhando apenas com bateria e a rede.

Na figura 10 é apresentada a topologia com inversor SPA que, em uma expansão ou retrofit, também pode trabalhar com inversores multifuncionais que possuem a entrada do arranjo fotovoltaico, assim como apresentado na figura 7. É possível observar que nessa topologia também é necessária uma chave de transferência para separar cargas prioritárias das cargas gerais conectadas à rede.

**Inversores Fronius.** A fabricante Fronius (2021), possui a linha de inversores multifuncionais GEN24. Assim como a Huawei e Growatt, também é possível o fornecimento de energia para cargas prioritárias e a injeção de energia complementar das baterias à rede.

Além disso, a fabricante traz a possibilidade de full backup, onde o inversor com o painel FV e bateria alimenta todas as cargas da UC, e PV Point onde há uma saída externa isolada para alimentação de cargas específicas de até 3 kW. O PV Point traz o mesmo entendimento da configuração de CFM de dupla conversão.



As configurações apresentadas pela Fronius permitem classificar a linha GEN24 como 3 e 4 portas. Na figura 11 é possível identificar a topologia com a função PV Point da linha GEN24.

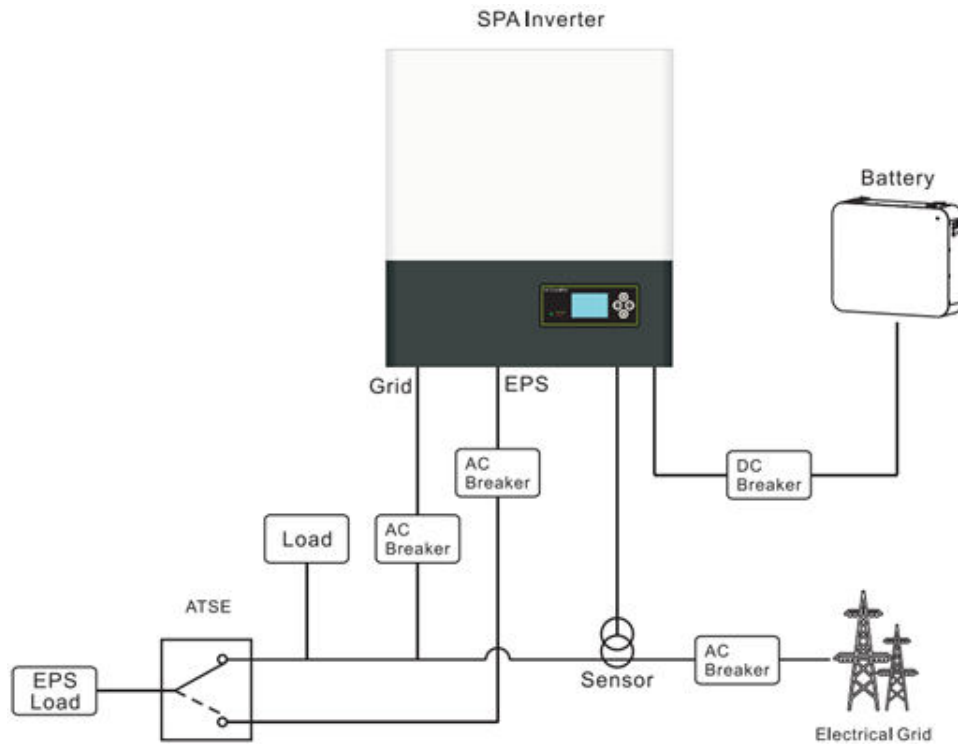


Figura 10: Topologia para conexão do inversor SPA Growatt. Fonte: Growatt, 2021

**Inversores Fronius.** A fabricante Fronius (2021), possui a linha de inversores multifuncionais GEN24. Assim como a Huawei e Growatt, também é possível o fornecimento de energia para cargas prioritárias e a injeção de energia complementar das baterias à rede.

Além disso, a fabricante traz a possibilidade de full backup, onde o inversor com o painel FV e bateria alimenta todas as cargas da UC, e PV Point onde há uma saída externa isolada para alimentação de cargas específicas de até 3 kW. O PV Point traz o mesmo entendimento da configuração de CFM de dupla conversão.

As configurações apresentadas pela Fronius permitem classificar a linha GEN24 como 3 e 4 portas. Na figura 11 é possível identificar a topologia com a função PV Point da linha GEN24.

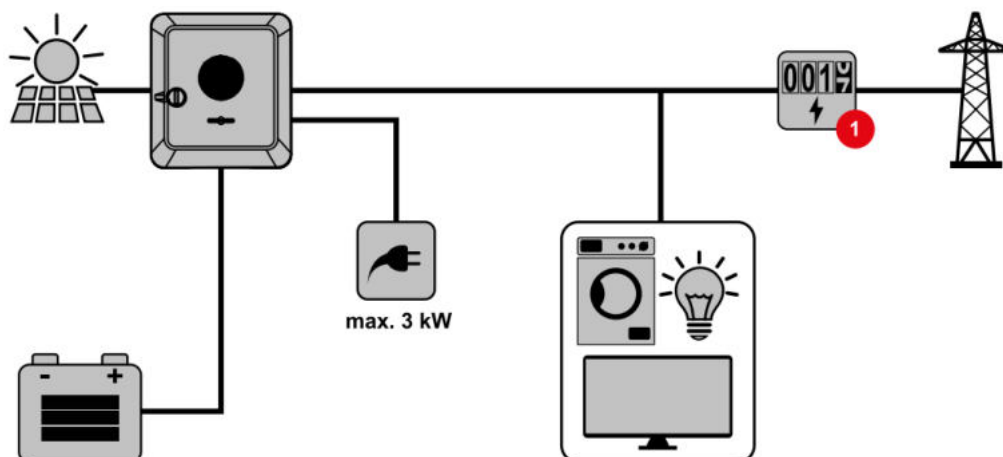


Figura 11: Topologia com PV Point GEN24 Fronius. Fonte: Fronius, 2021



# A CONTA DIGITAL QUE ACELERA O CRESCIMENTO DO INTEGRADOR SOLAR

Vamos juntos fomentar o setor de Energia Solar

## ABRA SUA CONTA

[bancogenyx.com.br](http://bancogenyx.com.br)

\*Consulte condições  
\*\* Sujeito a análise de crédito

GET IT ON  
Google Play

Download on the  
App Store



## 4. DISCUSSÕES E CONCLUSÕES

As configurações apresentadas neste trabalho levaram em conta a inexistência de normas, principalmente brasileiras, que apresentassem configurações ou topologias especificamente relacionadas a conversores fotovoltaicos multifuncionais. Dentro do que foi apresentado, as normas referentes a UPS se adequaram para a realização da análise pois tratam de orientações para sistemas de conversores que também trabalham com a integração da rede C.A. e baterias, fazendo apenas o complemento da adição de uma porta de entrada C.C. de um arranjo fotovoltaico.

Dentro das possibilidades de configurações apresentadas, a configuração de espera passiva de conversor único e chave interna parece ser mais aderente aos sistemas fotovoltaicos, levando em conta eficiência, redução de custos e possibilidades de modos de operação.

A eficiência e redução de custos é retratada pela utilização de um único conversor CC-CA e a adoção de chave de desconexão interna. No que se refere aos modos de operação, a funcionalidade que permite ao sistema de baterias atuar fornecendo energia para a rede traz diversas melhorias ao sistema elétrico e possibilidade de serviços.

As topologias baseadas em inversores com espera passiva e chaveamento externo facilitam a inserção de novos SFCR com bateria, inclusive trazendo de fábrica as funcionalidades como controlador de carga, controle da bateria e comunicação com chaves externas para ilhamento do sistema.

Visando a atividade de retrofit de sistemas já existentes, as topologias que possuem menor intervenção são as que possuem dois inversores. O primeiro inversor já existente com entrada para os painéis e sem bateria. O segundo inversor adicionado posteriormente com entrada para bateria, sem entrada para painéis e trabalhando em paralelo com a rede CA. Essa versão compreende o que foi apresentado nos inversores Growatt da linha SPA.

Os inversores que possuem a configuração somente com a chave de desconexão do tipo interna, possuem uma desvantagem em relação aos inversores com chave externa. Essa desvantagem se situa na impossibilidade de se realizar o ilhamento do sistema, podendo alimentar as cargas em um momento de falta. Sua atuação principal está concentrada no fornecimento de energia pelo seu banco de baterias em paralelo com o fornecimento da rede local, podendo diversificar sua carga e descarga buscando otimizar a geração solar fotovoltaica.

Um ponto a ser destacado é a utilização imprescindível de chaves de desconexão, internas ou externas, que garantem a isolação do circuito C.A. da rede de entrada do circuito C.A. provindo do conversor conectado à bateria. Por norma, a desconexão do inversor da rede de distribuição é obrigatória, garantindo que o sistema não trabalhe de forma ilhada.

Atualmente, a desconexão dos inversores convencionais conectados à rede é realizada internamente, enquanto nos inversores multifuncionais, em algumas topologias, há uma

ou mais chaves externas que são controladas por meio de sinais vindo do próprio inversor e de medidores inteligentes conectados à instalação. Alguns pontos de atenção devem ser considerados nestas topologias:

- Pode haver uma grande distância entre as chaves de desconexão e o inversor, aumentando a possibilidade de falhas na instalação do sistema. Dessa forma, a execução de testes durante o comissionamento é imprescindível;
- O sistema de chaveamento deve conter algum tipo redundância ou ter níveis altos de confiabilidade para que não ocorra ilhamento desproposital do sistema em momentos de falha da rede;
- Quando ocorrer a reconexão do inversor na rede de forma instantânea (bateria rede) e este depender de leituras de medidores inteligentes localizados posteriores as chaves de desconexão, é imprescindível que o sincronismo seja realizado de forma precisa e segura para garantir a integridade das cargas da instalação.

Segundo relatório da empresa de pesquisas em energia Greener (2021), os preços das baterias de lítio caíram 89% desde 2010, chegando em 2020 a patamares de 135 USD/kWh. Dentro de um sistema fotovoltaico, essas baterias podem constituir quase 50% do custo total do sistema.

O estudo ainda afirma que dentro das possibilidades, a aplicação de sistemas de armazenamento tem maior competitividade financeira em unidades consumidoras de média tensão

que possuem uma variação mais alta no valor da energia no horário de ponta e fora de ponta cobrada pela distribuidora.

Com base nisso, mesmo não sendo abordado ao decorrer deste trabalho sobre os custos dos sistemas com armazenamento, é válido afirmar que os sistemas residenciais possuem uma barreira financeira a ser quebrada maior que os sistemas comerciais e industriais.

Entretanto, visando os benefícios desse tipo de aplicação, principalmente ligados ao backup de energia aumentando a confiabilidade do sistema, o mercado residencial rural ou de regiões afastadas dos grandes centros pode ser cotado como promissor para o desenvolvimento dessa tecnologia.

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2012. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, Brasília. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2021a. SIGA - Sistema de Informação de Geração da ANEEL. **Disponível aqui.**
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2021b. SISGD - Sistema de Geração Distribuída. **Disponível aqui.**
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2021c. Nota Técnica nº 0030/2021- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL - Análise das contribuições da CP nº 25/2020 e proposta de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Brasília.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). ABNT NBR 15014:2004 – Conversor a semicon-

- dutor – Sistema de alimentação de potência ininterrupta, com saída em corrente alternada (nobreak) - Terminologia. 2003. Comitê Brasileiro de Eletricidade. Rio de Janeiro.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. 2013. Comitê Brasileiro de Eletricidade. Rio de Janeiro.
  - Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). ABNT NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 2012. Comitê Brasileiro de Eletricidade. Rio de Janeiro.
  - Bellinaso, L. V. Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede com Armazenamento de Energia – Classificação, Recomendações Técnicas e Gerenciamento. 2017. Tese de doutorado, PPGEE, UFSM, Santa Maria. Brasil.
  - Câmara dos Deputados. 2021. Projeto de Lei 5829/2019 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). **Disponível aqui.**
  - Brasil. Presidência da República. 2022. Lei nº 14.300 de janeiro de 2022 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). **Disponível aqui.**
  - FRONIUS. Fronius Primo GEN24 PLUS – Manual de Instruções. 2021. **Disponível aqui.**
  - GREENER. Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento – Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras. 2021. **Disponível aqui.**
  - GROWATT. Growatt SPA-1000-3000TL BL – User Manual. 2021. **Disponível aqui.**
  - GSES - Global Sustainable Energy Solutions. 2020. Grid Connected PV Systems With Battery Energy Storage Systems Installation Guidelines. Pacific Power Association. **Disponível aqui.**
  - HUAWEI. Manual do usuário do LUNA2000-(5-20)-S0. **Disponível aqui.**
  - Instituto Nacional De Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). 2021. Consulta Pública nº 16, de 11 de abril de 2021. Brasília.
  - Perez, F. Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 2015 Dissertação de Mestrado, PPGEE, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá.
  - Pinho, J. T.; Galdino, M. A, 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL - CRESESB.
  - Rasin, Z. Rahman, M. F. Control of Bidirectional DC-DC Converter for Battery Storage System in Grid-connected Quasi ZSource PV Inverter. 2015. IEEE Xplore. **Disponível aqui.**
  - REN21. renewables 2021 global status report. 2021. Paris. ISBN 978-3-948393-03-8. **Disponível aqui.**
  - Simpskins, T. Anderson, T. Cutler, D. Olis, D. Optimal Sizing Od A Solar-Plus-Storage System For Utility Bill Savings And Resiliency Benefits. National Renewable Energy Laboratory – NREL. 2016. **Disponível aqui.**

# Capacitação não é custo, **É INVESTIMENTO!**

Cursos do básico ao avançado para você atuar com excelência no mercado de energia solar!

**Curso Avançado**

**Projeto Avançado de Usinas**

**GD até 3MW**

**Curso Intermediário**

**Energia Solar no Mercado**

**Livre (ACL)**

**Curso Básico**

**Hidrogênio Verde: Tecnologias,**

**Custos e Transição Energética**



**Canal**

**Solar**

[www.canalsolar.com.br](http://www.canalsolar.com.br)

