Custo atual e futuro da energia fotovoltaica

Cenários de longo prazo para desenvolvimento de mercado, preços de sistemas e LCOE de sistemas fotovoltaicos de grande porte

STUDY

Agora Energiewende

Versão brasileira por

transição energética

Fraunhofer ISE

Custo atual e futuro da energia fotovoltaica

EDITORIAL

STUDY

Custo atual e futuro da energia fotovoltaica

Cenários de longo prazo para desenvolvimento de mercado, preços de sistemas e LCOE de sistemas fotovoltaicos de grande porte

COMISSIONADO POR

Agora Energiewende
Rosenstrasse 2 | 10178 Berlim | Alemanha

Líder do projeto: Daniel Fürstenwerth
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

Editor: Mara Marthe Kleiner

ESTUDO POR

Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE)
Heidenhofstr. 2 | 79110 Friburgo | Alemanha

Autor Principal e Coordenação do Projeto:
Johannes N. Mayer (Fraunhofer ISE)
johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de

Equipe do Projeto:
Johannes N. Mayer, Dr. Simon Philipps, Noha Saad Hussein, Dr. Thomas Schlegl, Charlotte Senkpiel

Layout: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Tradução para português: Bráullio de Souza
Capa: ©iStock/trekandshoot

059/01-S-2015/EN

Publicação: fevereiro de 2015

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer a todos os especialistas que participaram dos *workshops* e aos entrevistados por sua valiosa contribuição para este estudo.

Supported by:

Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Citar como:
Fraunhofer ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems.* Study on behalf of Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

Prefácio

Caro leitor,

Desde sua primeira aplicação em missões espaciais em 1958, a tecnologia solar fotovoltaica já percorreu um longo caminho. Na Alemanha, uma revolução nos custos foi observada nos últimos anos, após uma década de investimentos maciços em pesquisa e implantação de projetos. Atualmente, novas usinas de energia solar fotovoltaica custam quase 80% menos do que as construídas há vários anos no país.

Enquanto alguns especialistas da indústria proclamam hoje a chegada de uma "era solar" que mudará completamente a aparência dos sistemas elétricos em todos os cantos do mundo, outros especialistas esperam um fim no declínio dos preços e, assim, ver o fim da "bolha solar". Essa incerteza representa um desafio para os formuladores de políticas, pois uma avaliação das opções de políticas geralmente requer análise de cenários futuros, incluindo cenários do futuro distante.

Por isso, solicitamos ao Fraunhofer ISE que desenvolvesse cenários da evolução futura dos custos da eletricidade produzida por sistemas fotovoltaicos – tanto sob suposições conservadoras como otimistas. Os resultados são muito interessantes – espero que você goste de lê-los.

Sinceramente,
Dr. Patrick Graichen
Diretor Agora Energiewende

Resumo das principais conclusões

1. **A energia solar fotovoltaica já é hoje uma tecnologia de energia renovável de baixo custo.**
O custo da eletricidade de instalações fotovoltaicas de grande escala na Alemanha caiu de 40 ct/kWh em 2005 para 9 ct/kWh em 2014. Preços ainda mais baixos têm sido relatados em regiões mais ensolaradas do mundo, já que uma grande parcela dos componentes de custo é comercializada em mercados globais.

2. **A energia solar será, em breve, a forma mais barata de geração de eletricidade em muitas regiões do mundo.**
Mesmo em cenários conservadores e sem grandes avanços tecnológicos, o fim da redução de custos não está à vista. Dependendo da insolação anual, um custo de eletricidade de 4-6 ct/kWh é esperado até 2025, chegando a 2-4 ct/kWh até 2050 (estimativa conservadora).

3. **Ambientes financeiros e regulatórios serão fundamentais para reduzir custos no futuro.**
O custo de equipamentos nos mercados globais diminuirá independentemente das condições locais. No entanto, regimes regulatórios inadequados podem aumentar o custo da energia em até 50% por meio de custos de financiamento mais altos. Isso pode até mesmo compensar o efeito de melhores recursos solares locais.

4. **A maioria dos cenários subestima fundamentalmente o papel da energia solar nos sistemas energéticos futuros.**
Com base em estimativas de custo desatualizadas, a maioria dos cenários que modelam sistemas de eletricidade futuros, regionais ou globais, prevê apenas uma pequena contribuição da energia solar. Os resultados da nossa análise indicam que é necessária uma revisão fundamental dos cenários otimizados pelo custo de expansão dos sistemas elétricos.

Conteúdo

1 Principais *insights* 5

2 Motivação e escopo do estudo 13

3 Cenários do desenvolvimento futuro do mercado fotovoltaico 19
3.1 Metodologia explicada: cenários do mercado fotovoltaico 19
3.2 Desenvolvimento histórico do mercado e perspectivas de curto prazo 20
3.3 Cenários do consumo global de eletricidade 20
3.4 Cenários do mercado fotovoltaico 22

4 Curva de experiência de módulos fotovoltaicos e inversores 29
4.1 Metodologia explicada: a curva de experiência 29
4.2 Curva de experiência dos módulos fotovoltaicos 31
4.3 Cenários para a eficiência futura dos módulos 34
4.4 Curva de aprendizado de inversores fotovoltaicos 36

5 Projeção de custo para outros componentes dos sistemas (BOS) 39
5.1 Metodologia explicada: estimando custos futuros de BOS 39
5.2 Visão geral do custo atual de balanço do sistema 41
5.3 Análise detalhada dos potenciais de redução de custo de BOS 43
5.4 Resumo da projeção de custo de BOS 49

6 Projeção de custo do sistema e cálculo de LCOE 51
6.1 Preços futuros de sistemas FV em grande escala 51
6.2 Metodologia explicada: custos nivelados de eletricidade 54
6.3 Análise de custos nivelados de eletricidade 55

7 Discussão dos resultados 59

8 Cálculos de LCOE para países selecionados 61

9 Apêndice 69
9.1 Resumo dos resultados em tabelas 69
9.2 Perspectiva tecnológica: módulos solares bifaciais 70
9.3 Cenários de desenvolvimento do mercado 70
9.4 Cenários de custos do sistema 72
9.5 Suposições detalhadas e resultados sobre o custo de BOS 74
9.6 Referências bibliográficas 76
9.7 Lista de figuras 77

1 Principais *insights*

Nossa análise visa estimar a evolução do custo futuro da energia solar fotovoltaica (FV) para apoiar futuras discussões.

Após a surpreendente evolução de custos de sistemas fotovoltaicos ao longo da última década, os decisores políticos de hoje enfrentam uma grande incerteza quanto ao futuro papel dessa tecnologia. Nosso objetivo é contribuir para uma discussão baseada em fatos, fornecendo uma análise da variedade de possíveis evoluções de custos da energia solar fotovoltaica no longo prazo, com base no conhecimento e nas tecnologias disponíveis atualmente. Iniciamos nossa análise com o custo atual de uma usina de eletricidade solar fotovoltaica montada no solo na Alemanha, representando um dos mercados mais desenvolvidos para usinas fotovoltaicas em todo o mundo. Com base em cenários de evolução do mercado global, do melhor para o pior caso, aplicamos a curva de experiência (também conhecida como "curva de aprendizado")* para estimar a evolução futura dos custos dos módulos e inversores solares fotovoltaicos. Dessa forma, usamos uma abordagem conservadora que não assume avanços tecnológicos e se baseia apenas em desenvolvimentos tecnológicos dentro da tecnologia de silício cristalino já conhecida. Desenvolvimentos de outros custos ("Equilíbrio do Sistema") são estimados para cada componente, assumindo diferentes cenários de eficiência futura dos módulos. Os cenários e estimativas foram desenvolvidos pelo Fraunhofer ISE e discutidos e refinados intensivamente em *workshops* com especialistas da indústria, ciência e política.

Com base nessa análise aprofundada dos custos de investimento futuros, são calculados os limites futuros do custo nivelado da eletricidade produzida pela energia solar fotovoltaica de grande escala em diferentes países, de acordo com as condições climáticas locais e o custo de capital.

A análise mostra que a energia solar logo será a forma mais barata de eletricidade em muitas regiões do mundo.

Objetivo do estudo: fornecer faixas de custos futuros de FV para apoiar discussões suplementares — Figura E1

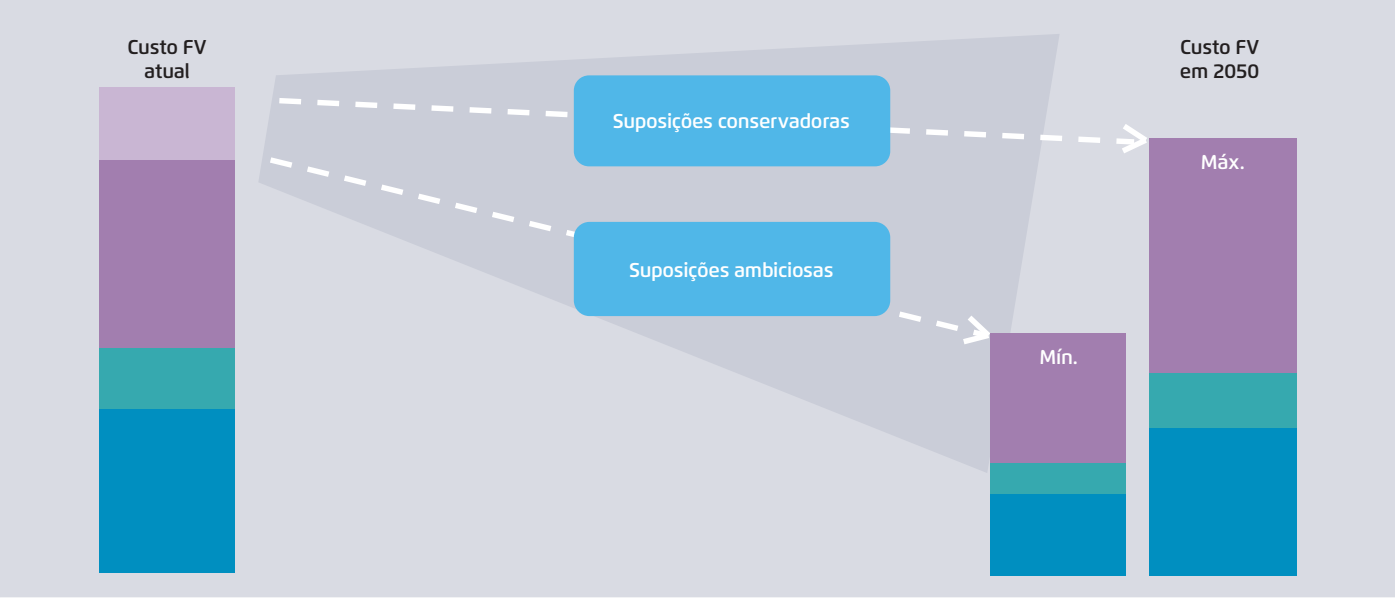
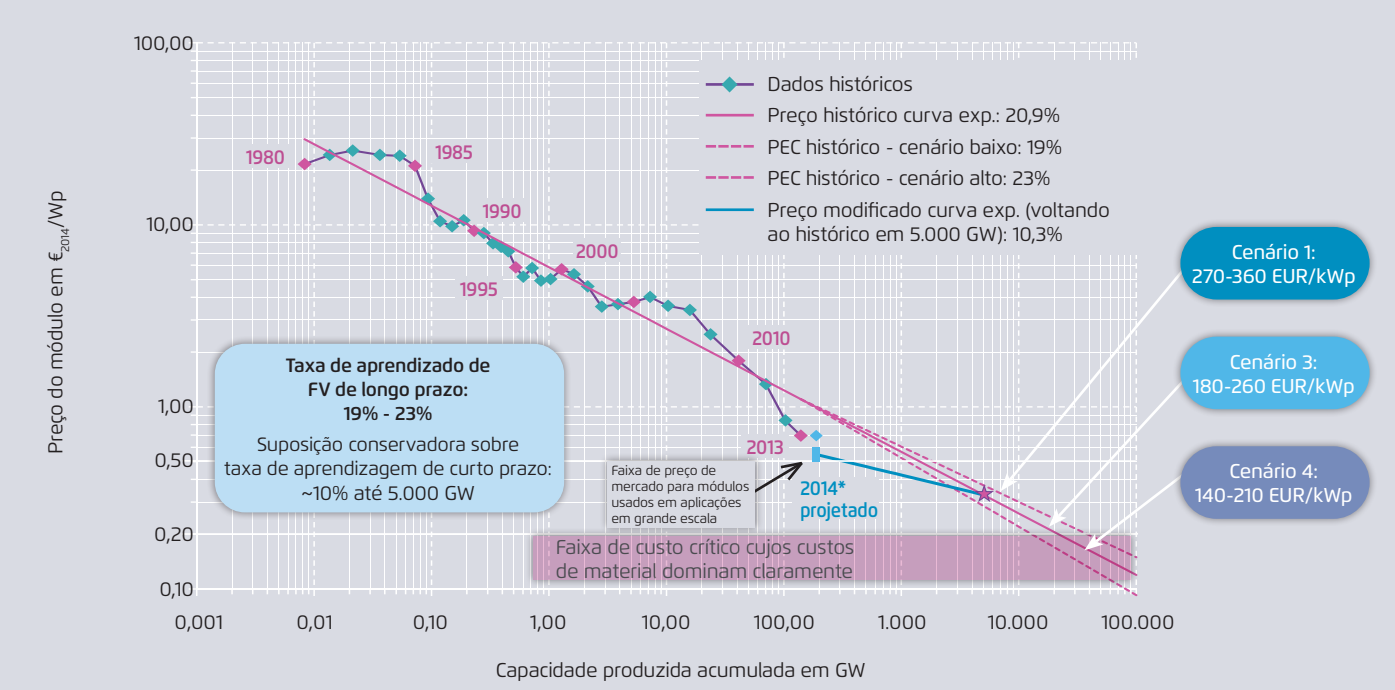


Ilustração própria

* Na edição em português, consideramos apenas o conceito de curva de aprendizado.
Curva de aprendizado: redução do custo do trabalho ou do tempo de trabalho em função do aumento do volume da produção.

Preços futuros dos módulos em diferentes cenários com base na "taxa de aprendizado" histórica — Figura E2



Fraunhofer ISE, ilustração própria

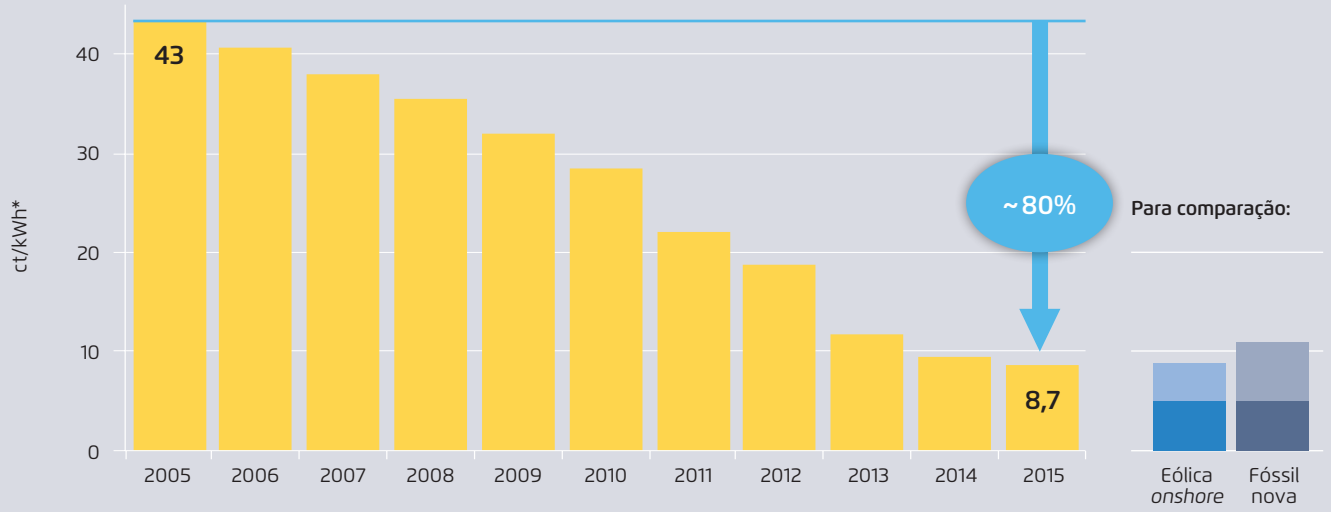
A energia solar fotovoltaica já é hoje uma tecnologia de energia renovável de baixo custo.

A tarifa *feed-in* paga pela eletricidade de grandes instalações fotovoltaicas na Alemanha caiu de mais de 40 ct/kWh para instalações conectadas em 2005 a 9 ct/kWh para aquelas conectadas em 2014. Essa redução repentina veio como uma grande surpresa para a maioria dos especialistas e decisores políticos. A energia produzida pela energia solar fotovoltaica, conhecida há muito tempo como uma das mais caras tecnologias de energia renovável, é hoje competitiva em termos de custos com a energia eólica *onshore* e com a energia gerada por combustíveis fósseis na Alemanha. A tarifa *feed in* para usinas de energia solar fotovoltaica de grande escala na Alemanha, instalada em janeiro de 2015, é de 8,7 ct/kWh, não ajustada pela inflação. Isso se compara à tarifa *feed-in* para a energia eólica *onshore*, variando de 6 a 8,9 ct/kWh na Alemanha, e ao custo de produção de eletricidade de usinas a gás ou carvão recém-construídas, variando de 7 a 11 ct/kWh.

Preços ainda mais baixos da energia solar foram relatados em regiões mais ensolaradas do mundo. Um contrato de compra de energia para uma fazenda solar de 200 MW em Dubai foi assinado recentemente por 5 ct/kWh (5,84 $ct/kWh). Projetos em construção no Brasil, Uruguai e em outros países foram noticiados com custo a menos de 7 ct/kWh. Esses custos de geração de eletricidade confirmam amplamente a noção de que o custo de construir e operar uma usina solar fotovoltaica de grande escala é comparável em todo o mundo uma vez que as barreiras de mercado sejam removidas.[1]

1 Uma estimativa mostra que o custo de construir e operar uma usina solar em Dubai deve ser aproximadamente igual aos projetos desenvolvidos na Alemanha: enquanto a produção total de eletricidade de uma usina solar em Dubai é aproximadamente 70% maior devido à maior irradiação solar, o custo específico por unidade de eletricidade produzida é 70% maior que na Alemanha (o custo total pode ser calculado multiplicando-se o custo específico por unidade pelas unidades produzidas). O custo de capital aplicável é aproximadamente comparável entre os dois países.

Tarifa *feed-in* para novos sistemas solares fotovoltaicos de grande escala na Alemanha — Figura E3



* Valores nominais, tarifa *feed-in* aplicável em 1º de janeiro de cada ano, valor 2015 excl. ajuste de 0,4 ct/kWh para comercialização direta

Lei de energias renováveis alemã, Agora Energiewende

A energia solar será em breve a forma mais barata de eletricidade em muitas regiões do mundo.

Nossa análise de diferentes cenários conclui que o fim da redução de custos para a energia solar fotovoltaica não está à vista. Mesmo nos cenários mais conservadores para o desenvolvimento do mercado, sem considerar inovações tecnológicas, são esperadas reduções adicionais significativas.

A seguinte metodologia foi utilizada para chegar a esta conclusão: o ponto de partida da análise foi derivar cenários consistentes para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico global entre 2015 e 2050. Esses cenários foram discutidos e revisados em *workshops* especializados e representam uma faixa de "muito pessimista" a "muito otimista" em termos de desenvolvimento de mercados fotovoltaicos globais. No cenário mais pessimista, as instalações fotovoltaicas adicionais anuais aumentariam de ~40 GW em 2014 para 175 GW em 2050 (capacidade produzida acumulada até 2050 de ~6.000 GW). No cenário mais otimista ("cenário de inovação"), 1.780 GW de sistemas fotovoltaicos serão instalados por ano até 2050 (capacidade produzida acumulada até 2050: ~36.000 GW).

Com base nesses cenários de mercado, os preços futuros dos módulos fotovoltaicos foram estimados usando a "curva de aprendizado fotovoltaica", que se baseia na experiência histórica de que, a cada duplicação no número total de módulos produzidos, o preço por módulo caiu aproximadamente 20%. Com base em discussões de especialistas no *workshop*, variamos a taxa de aprendizado futura entre 19% e 23%, e introduzimos a premissa conservadora de que os preços cairão com uma taxa de aprendizado de apenas 10% nos próximos anos, até que uma capacidade total (acumulada) de 5.000 GW seja produzida. Essa abordagem faz com que os custos dos módulos diminuam de cerca de 550 EUR/kW hoje para 140–210 EUR/kWp até 2050, no cenário de inovação, e para 270–360 EUR/kWp, no cenário mais pessimista. Uma abordagem semelhante foi aplicada para estimar o custo futuro dos inversores solares, resultando em custos de investimento de 110 EUR/kWp hoje para entre 23 e 39 EUR/kWp até 2050.

Para estimar o custo futuro de outros componentes ("custo de balanço do sistema"), os custos atuais, vetores de custos e potenciais de redução de custos foram discutidos para cada componente nos *workshops* de especialistas, e três cenários para eficiência futura de módulos foram desenvolvidos (24%, 30% e 35% em 2050). Em grande parte, impulsionado pela maior eficiência dos módulos, espera-se que os custos de balanço do sistema caiam de cerca de 340 EUR/kWp hoje para entre 120 e 210 EUR/kWp até 2050.

O custo da geração solar pode ser derivado com base nesses números. Dependendo da insolação anual, custos de eletricidade de 4-6 ct/kWh são esperados na Europa até 2025, chegando a 2-4 ct/kWh até 2050. Para a próxima década, isso representa uma redução de custo de aproximadamente um terço abaixo do nível de 2015. Essa evolução de preço a curto prazo inclui a suposição conservadora de que os preços dos módulos voltarão à trajetória determinada pela curva histórica de experiência de preço em nossa análise. A longo prazo, espera-se uma redução de aproximadamente dois terços em relação ao custo atual.

Nossa análise identificou o aumento de eficiência do módulo como um fator-chave para a redução de custos a longo prazo: a duplicação esperada de eficiência do módulo até 2050 permitirá a produção de duas vezes mais energia a partir da mesma superfície e, assim, reduzirá o custo de muitos componentes (dentro do custo do balanço do sistema) pela metade.

Esses resultados indicam que, no futuro, a eletricidade produzida em usinas solares fotovoltaicas de grande escala será mais barata do que a eletricidade produzida com qualquer tecnologia convencional em grande parte da Europa. O custo da eletricidade produzida em usinas convencionais e de grande escala normalmente varia entre 5 e 10 ct/kWh. A competitividade em termos de custos será, assim, alcançada em condições ideais antes de 2025 e a competitividade total dos custos, mesmo em condições não ideais, até 2050, o mais tardar. Mais pesquisas são necessárias para analisar a competitividade de custos de diferentes tecnologias em contextos nacionais e regionais, e com diferentes taxas de penetração.

Custo da eletricidade de novas usinas de energia solar na Europa Meridional e Central — Figura E4

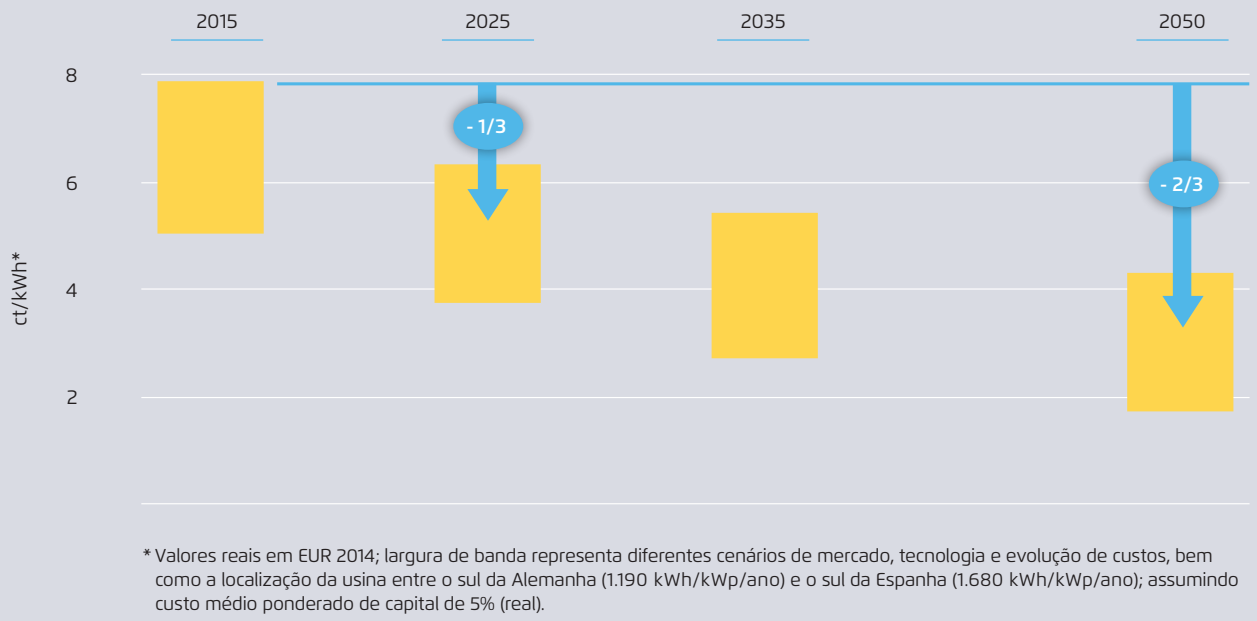
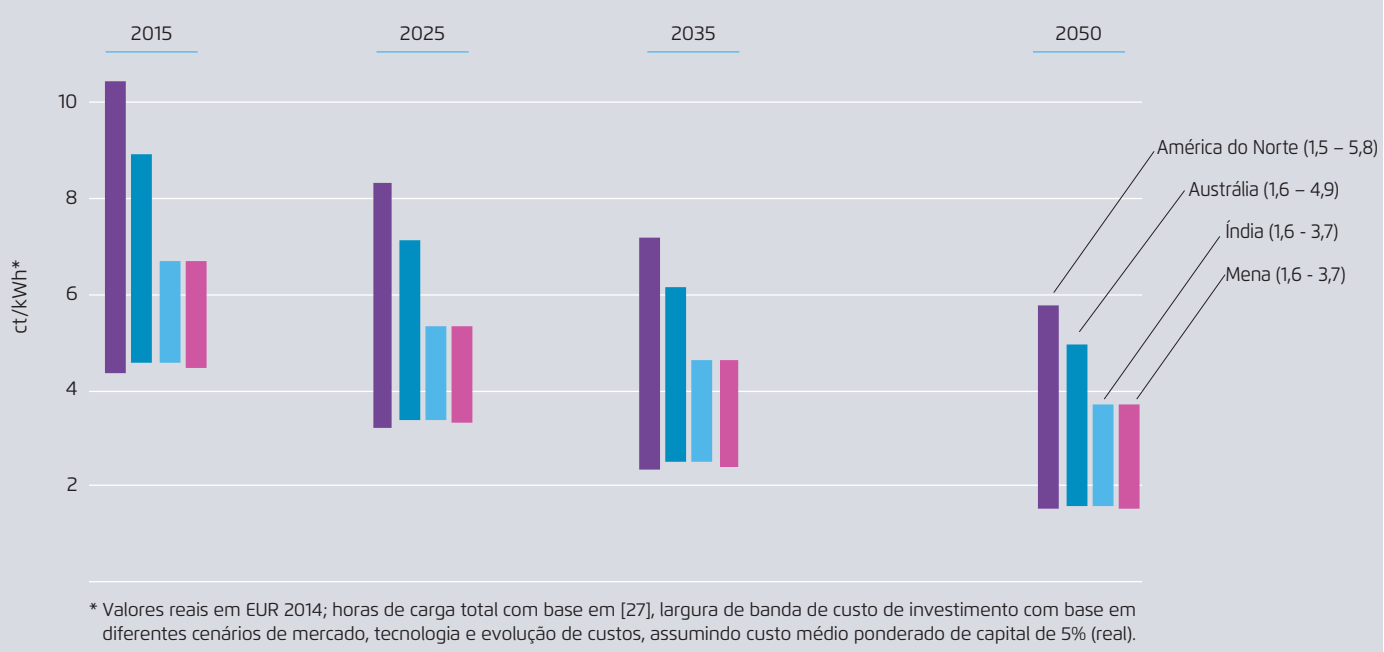


Ilustração própria

Custo da eletricidade de novas usinas de energia solar na América do Norte, Austrália, Índia e região do Mena* Figura E5



* Valores reais em EUR 2014; horas de carga total com base em [27], largura de banda de custo de investimento com base em diferentes cenários de mercado, tecnologia e evolução de custos, assumindo custo médio ponderado de capital de 5% (real).

Ilustração própria

Em outras regiões do mundo com maior irradiação solar, a energia solar será ainda mais barata do que na Europa. Nossos resultados indicam que a energia solar se tornará a fonte de eletricidade mais barata em muitas regiões do mundo, alcançando custos entre 1,6 e 3,7 ct/kWh na Índia e na região do Mena (Oriente Médio e Norte da África) até 2050. A competitividade de custo com usinas convencionais de grande escala será alcançada nessas regiões já na próxima década, a um custo de energia solar variando entre 3,3 e 5,4 ct/kWh até 2025.

Na América do Norte, os custos para a energia solar fotovoltaica de grande escala atingirão de 3,2 a 8,3 ct/kWh em 2025 e 1,5 a 5,8 ct/kWh em 2050, uma ampla faixa de custo devido a diferenças geográficas significativas na região. Na Austrália, os custos serão de 3,4 a 7,1 ct/kWh em 2025 e de 1,6 a 4,9 ct/kWh em 2050. Em ambas as regiões, a competitividade de custo de sistemas solares fotovoltaicos nos melhores locais será alcançada na próxima década e a competitividade de custo para todos os locais apenas alguns anos depois.

Tendo em vista a provável competitividade em custos da energia solar em muitas áreas do mundo, mais pesquisas são necessárias, especialmente sobre a competitividade de outras aplicações de energia além do setor elétrico, como transporte, aquecimento e refrigeração, assim como sobre a competitividade de custo dos sistemas elétricos com altíssimas parcelas de energia fotovoltaica.

Ambientes financeiros e regulatórios serão fundamentais para reduzir custos no futuro.

O custo de equipamentos provenientes de mercados globais diminuirá independentemente das condições locais. Módulos solares fotovoltaicos e inversores já são negociados hoje em dia nos mercados globais, semelhantes aos produtos do tipo *commodities*, e os custos de outros componentes são similarmente globais. Embora possam existir diferenças regionais devido à natureza muito jovem dos mercados fotovoltaicos de grande escala em diferentes partes do mundo, é muito improvável que grandes diferenças nos custos de investimento entre diferentes regiões do mundo persistam no futuro.

Custo de eletricidade solar fotovoltaica a diferentes custos de capital: exemplos mostram casos do sul da Alemanha e sul da Espanha em 2025 Figura E6

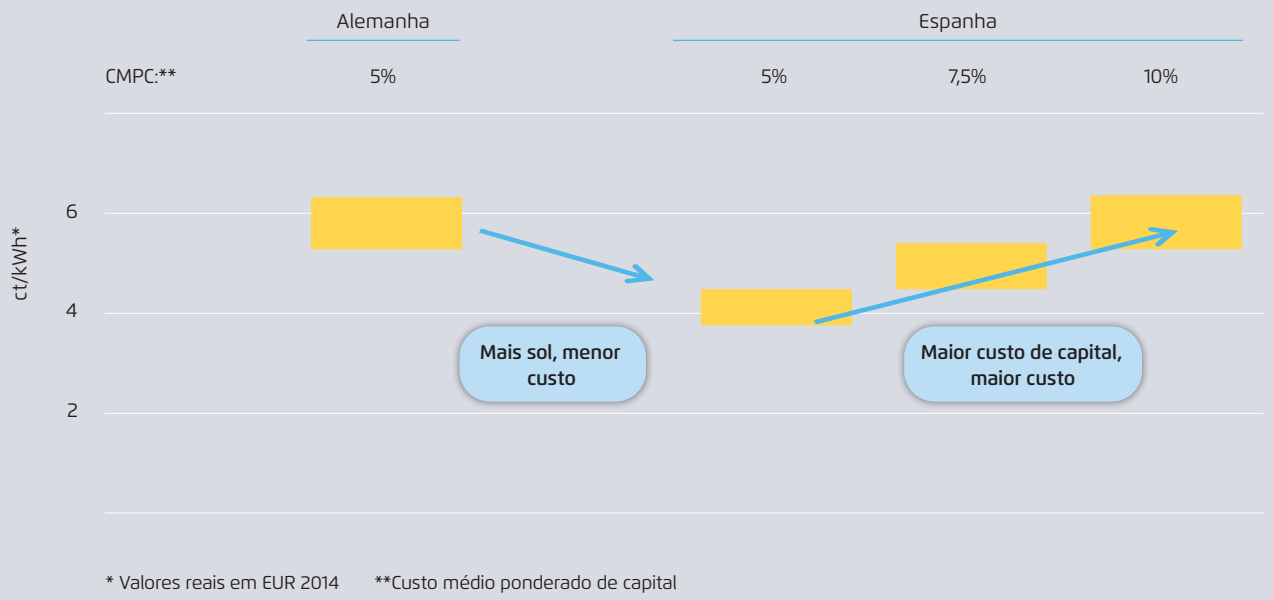


Ilustração própria

No entanto, o custo do capital é e continuará a ser um importante vetor de custo da energia solar fotovoltaica. Produzir eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica requer um alto investimento inicial, mas subsequentemente permite a produção de eletricidade por 25 anos ou mais a um custo marginal próximo de zero. Trata-se, portanto, de uma tecnologia de geração de eletricidade com uso intensivo de capital, e os juros pagos sobre o valor financiado e o capital próprio têm um grande efeito sobre o custo total de um projeto fotovoltaico de grande escala.

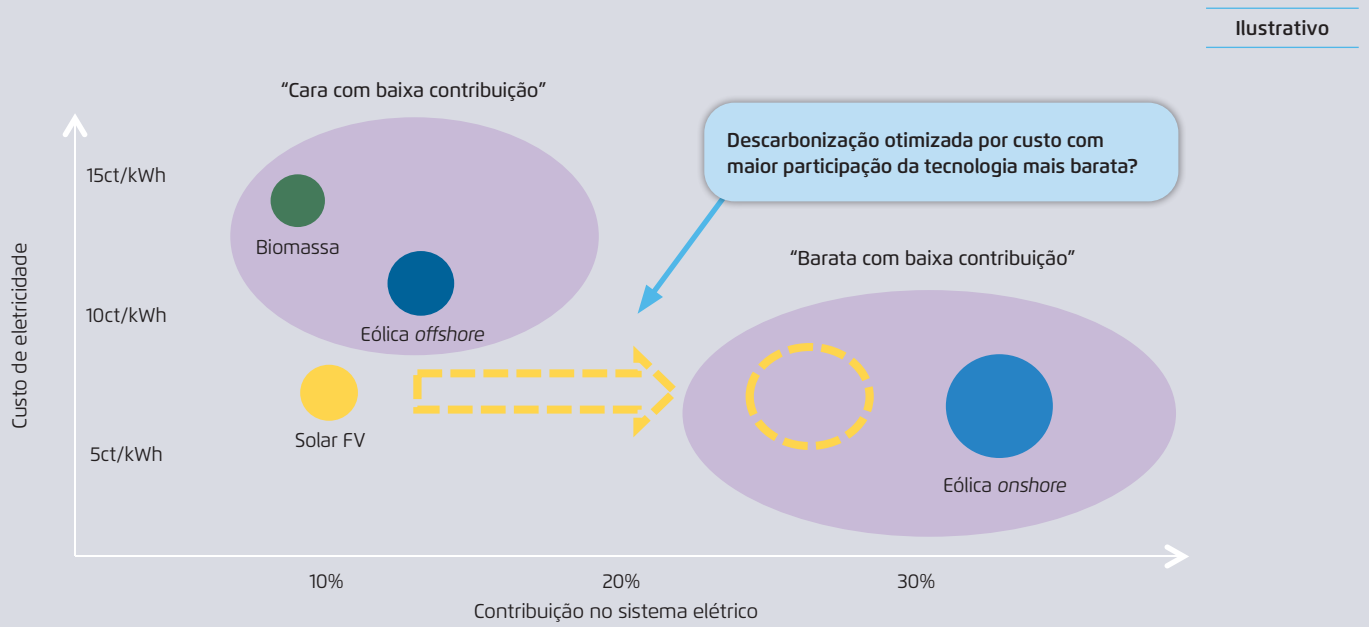
Esse efeito de custo de capital diferente pode até ter um impacto maior sobre o custo de geração de energia do que a diferença em recursos solares, que é comumente considerada fundamental para a qualidade do potencial de um país ou região de produzir eletricidade a partir do sol. Nossa análise de sensibilidade mostra que um custo de capital mais alto pode aumentar o custo da eletricidade em cerca de 50% em um caso extremo. No exemplo ilustrativo que compara o sul da Alemanha e o sul da Espanha, esse efeito de custo de capital poderia fazer com que os preços da energia solar em ambas regiões fossem iguais, embora o sul da Espanha tenha 50% mais horas de sol do que o sul da Alemanha.

O ambiente regulatório será, portanto, fundamental para reduzir o custo da energia solar fotovoltaica no futuro, já que o custo do capital é em grande parte impulsionado pelo risco percebido pelos investidores. Acordos confiáveis de compra de eletricidade a longo prazo ajudam a reduzir o custo de capital para os desenvolvedores de projetos, como mostram experiências na Alemanha e em outros países. A falta de tais contratos de longo prazo ou mesmo o medo de mudanças retroativas nos regimes regulatórios pode levar a um aumento significativo no custo de capital.

Maioria dos cenários subestima fundamentalmente o papel da energia solar nos futuros sistemas elétricos.

Um grande conjunto de literatura científica, bem como publicações de instituições nacionais e internacionais, descreve possíveis desenvolvimentos de futuros sistemas elé-

Custo da eletricidade e contribuição para o sistema elétrico por tecnologia, na Alemanha em 2035* Figura E7



* Contribuição de renováveis com base no cenário B2035 do plano de desenvolvimento da rede 2015, custo para outras tecnologias baseadas em Agora Energiewende 2014

Ilustração própria

tricos. A maioria desses cenários prevê apenas uma pequena contribuição da energia solar para futuros sistemas elétricos nacionais, regionais ou globais. Em muitos casos, isso pode ser facilmente explicado pelo uso de estimativas de custo ultrapassadas para a energia solar fotovoltaica, levando a uma contribuição menor da fonte em cenários otimizados pelo custos. A enorme redução de custos dos sistemas solares fotovoltaicos nos últimos anos ultrapassou a maioria das previsões para a próxima década, muitas vezes apenas no intervalo que levou para publicar um artigo revisado.

Os resultados de nossa análise indicam que é necessária uma revisão fundamental dos cenários otimizados pelos custos dos sistemas elétricos. Embora não seja o único fator, o custo da produção de eletricidade é o fator-chave que determina a matriz ótima de diferentes tecnologias de geração num sistema elétrico. Como exemplo, os cenários de longo prazo do governo alemão preveem apenas uma pequena contribuição de energia solar fotovoltaica no futuro sistema elétrico do país. Esses cenários baseiam-se em uma análise realizada há cerca de cinco anos, quando a energia solar fotovoltaica certamente era uma das tecnologias de energia renovável mais caras, juntamente com a energia eólica *offshore* e a biomassa. A evolução recente dos custos, assim como os futuros desenvolvimentos esperados, indica que, em um sistema elétrico otimizado pelo custo, o papel da energia solar fotovoltaica deveria ser semelhante ao da eólica *onshore*, que é similarmente barato, mas desempenha um papel muito mais proeminente nos cenários futuros. O mesmo se aplica a um amplo conjunto de análises e cenários em várias regiões do mundo.

Uma revisão fundamental do papel futuro e da contribuição potencial da energia fotovoltaica ainda é necessária para cenários que envolvem não apenas o setor de eletricidade, mas também os setores de aquecimento, refrigeração e até mesmo o de transporte, indicando que a energia solar desempenhará um papel importante em futuras curvas globais de custos de emissão de carbono, bem como estratégias regionais de descarbonização em muitas partes do mundo.

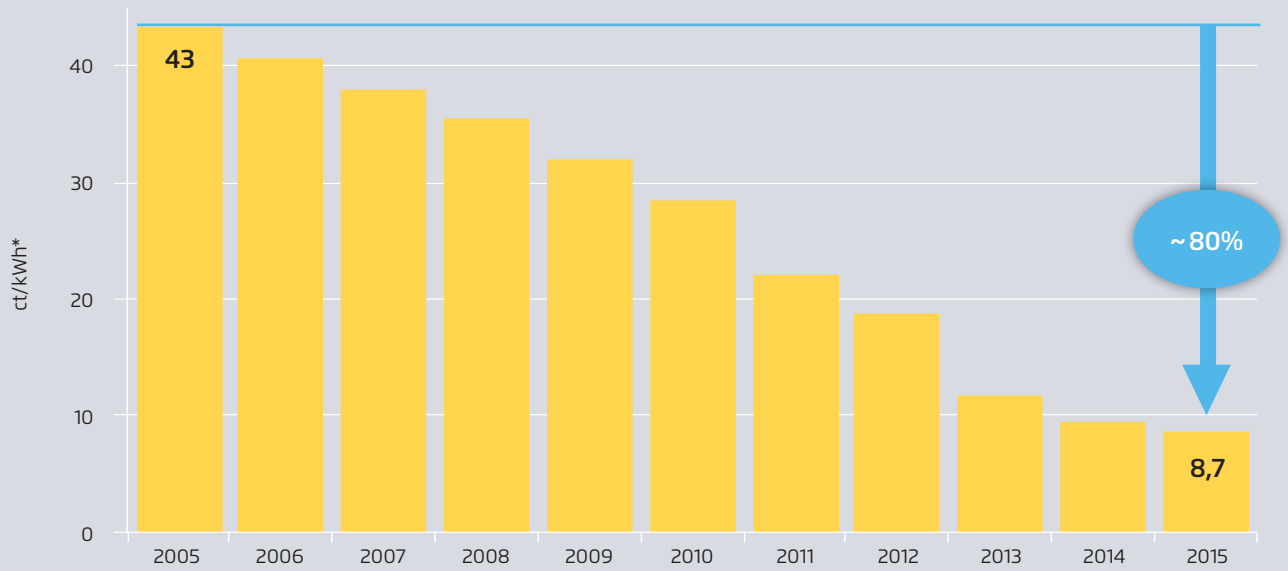
2 Motivação e escopo do estudo

O custo da eletricidade produzida a partir de energia solar fotovoltaica (FV) na Alemanha diminuiu significativamente nos últimos anos. A tarifa *feed-in* paga pelos sistemas fotovoltaicos de grande escala declinou de mais de 40 ct/kW em 2005 para menos de 9 ct/kWh hoje (Figura 1). Essa redução maciça dos custos de cerca de 80% em termos reais superou as expectativas de formuladores de políticas e de muitos especialistas do setor. A energia solar fotovoltaica, amplamente percebida como uma tecnologia de energia renovável muito cara, surpreendentemente se transformou em uma das formas mais baratas de energia renovável na Alemanha.

Reduções recentes de custos são atribuídas a avanços na tecnologia, processos de produção e desenvolvimento da indústria, e também ao envolvimento do governo em uma indústria global que está sujeita a disputas internacionais significativas. Isso levou a dúvidas sobre se as reduções de custos observadas na Alemanha são sustentáveis ou se serão revertidas no futuro –, e se e como a redução de custos de FV poderia continuar. A redução da velocidade de queda de custos dos sistemas fotovoltaicos no país no último ano aumentou ainda mais a divergência de opiniões sobre essa questão.

Para formuladores de políticas e tomadores de decisão na indústria de energia, o desenvolvimento futuro do custo de FV é de grande relevância. Tanto o projeto de regulamentação como as decisões de investimento requerem uma perspectiva de longo prazo, já que os investimentos no setor de energia têm uma vida útil de várias décadas. O custo futuro de FV determinará seu papel na descarbonização do sistema elétrico – uma questão que pode ou não precisar ser revisitada em vista dos desenvolvimentos dos últimos anos.

Tarifa *feed-in* para novos sistemas solares fotovoltaicos de grande escala na Alemanha — Figura 1



* Valores nominais, tarifa *feed-in* aplicável em 1º de janeiro de cada ano, valor 2015 excl. ajuste de 0,4 ct/kWh para comercialização direta

Lei de energias renováveis alemã, Agora Energiewende

A fim de apoiar a discussão suplementar sobre o papel dos sistemas FV, este estudo tem como objetivo analisar possíveis trajetórias de evolução a longo prazo do custo de FV. Isso é conseguido por meio da identificação de suposições-chave que podem ou não direcionar as reduções de custos e o desenvolvimento de cenários que combinam todas as hipóteses de melhor e pior caso (Figura 2). Como ano de referência para cenários de longo prazo, 2050 é escolhido. Este estudo visa, assim, responder qual é o maior custo para a energia solar fotovoltaica que pode ser esperado em 2050, bem como qual é o custo mais baixo que pode ser esperado em 2050 com as tecnologias atuais – ambas as questões sendo também perguntadas no ano 2014, com a plena consciência de que os cenários deste estudo têm de ser revistos em um par de anos para dar conta de novas conquistas tecnológicas e para incorporar o mercado real e o desenvolvimento de preços da indústria fotovoltaica.

Escopo

Uma restrição importante neste estudo é o foco em tecnologias solares convencionais baseadas em silício. Essa tecnologia é apenas uma das várias maneiras de gerar eletricidade por energia solar fotovoltaica (Figura 4). Sendo a tecnologia mais amplamente implantada em termos de capacidade instalada, usamos a tecnologia de silício cristalino como a linha de base conservadora para estimar futuras evoluções de custo. Possíveis avanços tecnológicos em outras tecnologias solares fotovoltaicas (por exemplo, células solares orgânicas), que poderiam levar a custos mais baixos do que os das tecnologias de silício, não foram consideradas neste estudo. Os cenários de custo neste estudo podem, portanto, ser considerados como uma linha de base conservadora do custo futuro da eletricidade fotovoltaica. As novas tecnologias de células solares têm sempre de competir com o custo da tecnologia de silício cristalino

Objetivo do estudo: fornecer uma amplitude de custos futuros de FV para apoiar mais discussões — Figura 2

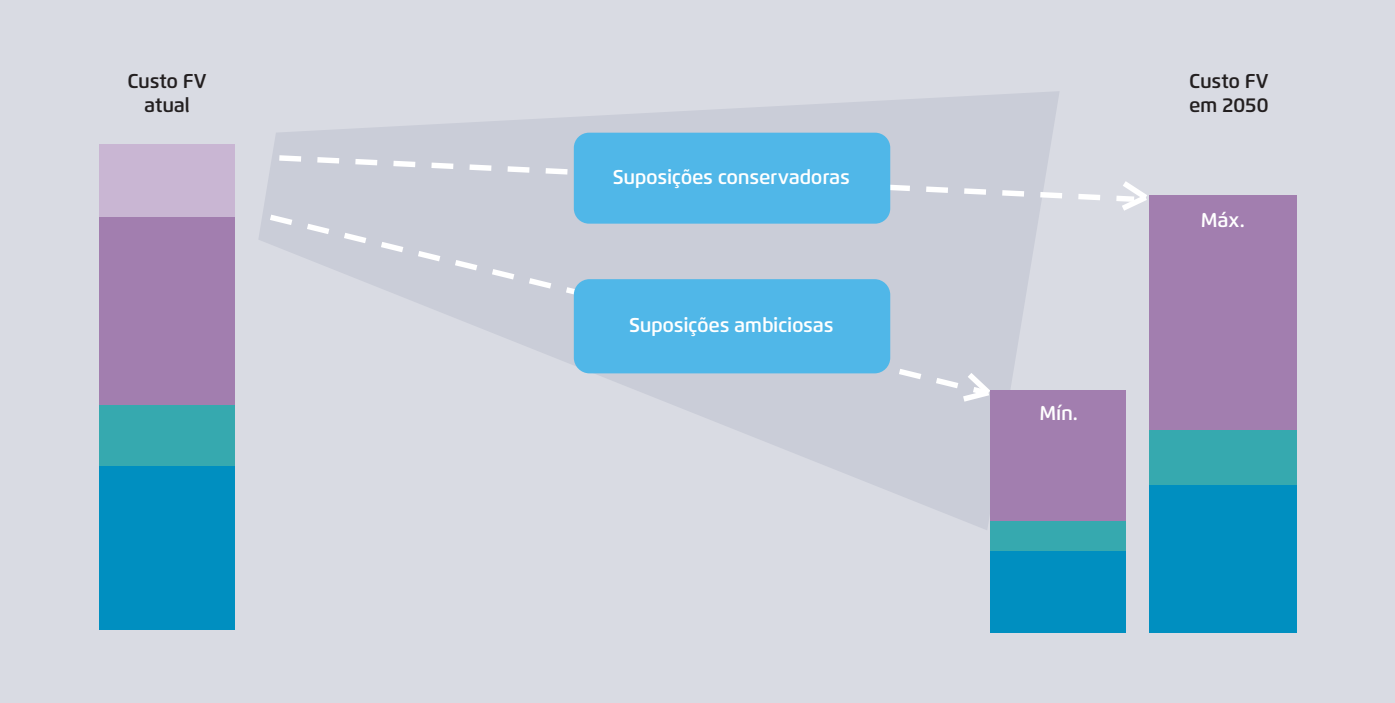
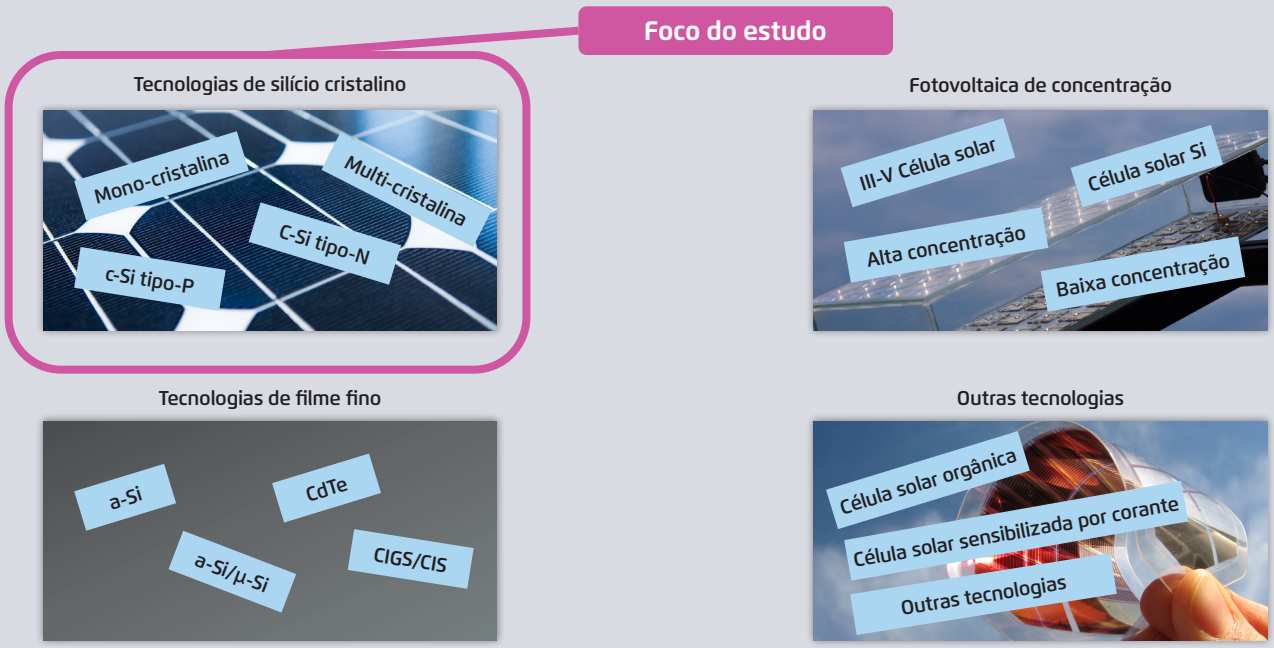


Ilustração própria

Escopo: foco em sistemas fotovoltaicos montados no solo — Figura 3

Imagens: Fotolia/Smileus, Naturstrom

O foco na tecnologia de módulos mais estabelecida leva a uma estimativa "conservadora" do custo futuro — Figura 4



Classificação de acordo com: EPIA, Solar Generation 6, 2011

Imagens: Fotolia/ls_design, Fraunhofer ISE, ilustração própria

existente, portanto, os custos precisam estar no mesmo nível ou inferiores para serem bem-sucedidos no mercado.

Uma segunda restrição no escopo deste estudo é o foco em sistemas montados no solo. Esse foco foi escolhido porque os custos dos sistemas montados no solo são, em grande parte, semelhantes em escala internacional, enquanto os vetores de custos para pequenas instalações em telhados podem diferir mais significativamente de país para país.

O foco deste estudo é o custo de investimento de usinas de energia solar fotovoltaica. "Custo" é entendido aqui como "custo chave na mão" de uma usina elétrica pronta para ser operada e conectada a uma rede de distribuição. Isso inclui custos de módulos e inversores, bem como o desenvolvimento, planejamento e permissões para instalação da infraestrutura. Não estão incluídos todos os custos que podem ser resumidos em "burocracia" ou "efeito de primeiro GW". Se, por exemplo, as autoridades licenciadoras não estão habilitadas a emitir autorizações ou a falta de experiência com a conexão da energia solar fotovoltaica a uma rede de distribuição representa um desafio significativo, isso pode levar a um custo mais elevado de uma central elétrica. Embora tais custos sejam relevantes em alguns mercados menos desenvolvidos, parece seguro assumir que não serão relevantes a longo prazo. Para estabelecer uma linha de base para o custo de FV hoje, a estrutura de custo para usinas solares montadas no solo construídas na Alemanha em 2013/2014 foi usada como ponto de referência, representando um mercado comparativamente bem desenvolvido.

Abordagem

Para desenvolver possíveis cenários do custo futuro de FV, este estudo aplica uma combinação de análises de literatura, entrevistas com especialistas e estimativas de especialistas e baseia-se fortemente na abordagem da curva de aprendizado para a evolução de custo de tecnologias. Conforme pesquisa existente do Fraunhofer ISE

Escopo: custo total do sistema de energia solar fotovoltaica ("custo chave na mão") a longo prazo — Figura 5

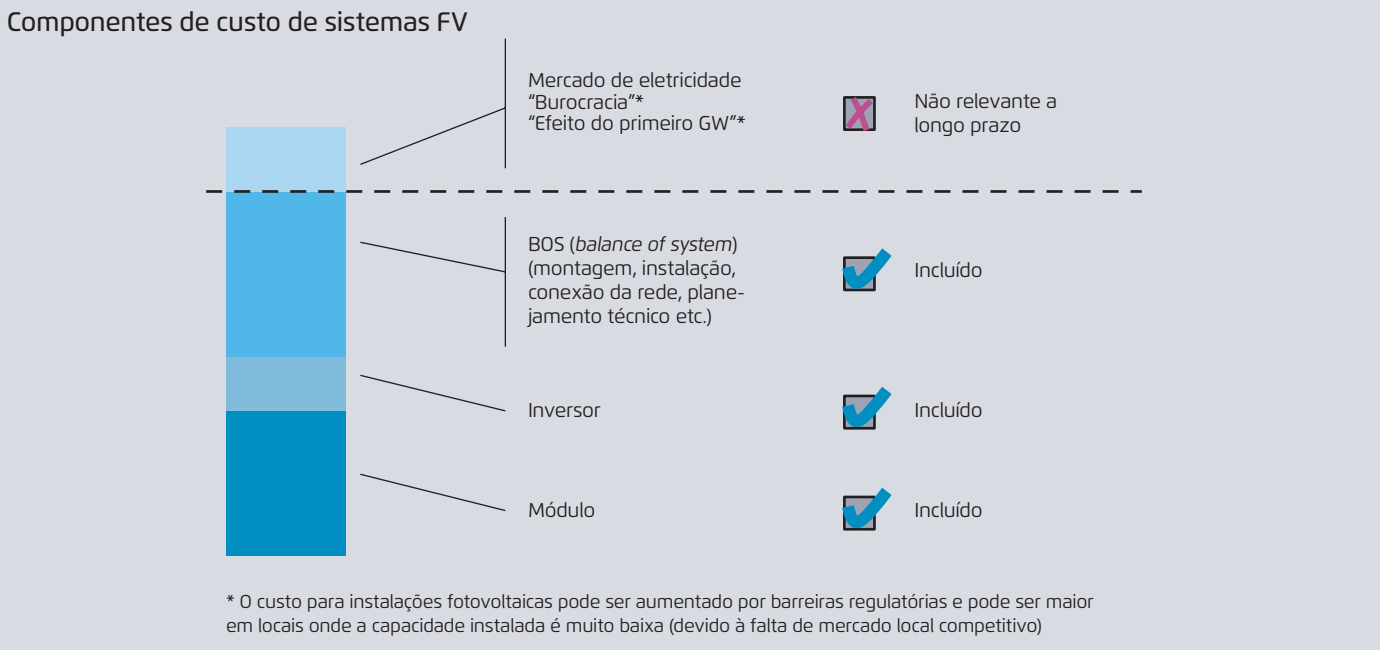


Ilustração própria

e entrevistas com especialistas, um conjunto de cenários iniciais foi desenvolvido e uma análise preliminar conduzida. Estes foram discutidos com uma vasta gama de especialistas em três *workshops* que tiveram lugar em Berlim, Bruxelas e Friburgo, em maio de 2014, bem como em entrevistas de acompanhamento. Os *workshops* reuniram especialistas da indústria (incluindo fabricantes de equipamentos modulares, fornecedores de módulos e inversores, desenvolvedores de projetos, concessionárias de eletricidade e investidores), pesquisadores e formuladores de políticas. Com base nas discussões do *workshop*, os cenários e os pressupostos de custo foram adaptados e análises posteriores foram realizadas.

Este estudo documenta os resultados da discussão e análise que são claramente restritos pelo tempo disponível para a sua realização. É importante enfatizar que são necessárias mais pesquisas que incluam análises mais detalhadas de diferentes tecnologias de energia solar fotovoltaica, diferenças de custo entre regiões do mundo e a influência de importantes fatores de custo, como o custo de financiamento.

3 Cenários do desenvolvimento futuro do mercado fotovoltaico

3.1 Metodologia explicada: cenários do mercado fotovoltaico

A fim de projetar o futuro desenvolvimento de custo da tecnologia fotovoltaica com uma curva de experiência mais adiante no estudo, primeiro é necessário desenvolver cenários para o mercado global de FV. Uma abordagem de duas etapas é usada neste estudo (Figura 6). Primeiro, uma abordagem *bottom-up* é aplicada para desenvolver cenários para o desenvolvimento do mercado com base em diferentes taxas de crescimento anuais até 2050. Em uma segunda etapa, uma verificação de viabilidade *top-down* é realizada calculando a participação resultante de FV na geração global de eletricidade em 2050. Com base nessa verificação de viabilidade e nas discussões com especialistas, uma variedade de cenários de desenvolvimento de mercado a longo prazo foi selecionada para análise posterior.

Para descrever um desenvolvimento de mercado a longo prazo mais realista, um modelo de curva em S para difusão de tecnologia foi então aplicado para detalhar a expansão anual da capacidade instalada.

A abordagem da curva S para o desenvolvimento do mercado de FV

Assumir um crescimento anual contínuo do mercado a uma porcentagem fixa resultaria em um crescimento exponencial cuja maior parte da capacidade seria adicionada nos últimos anos antes de 2050. Em mercados reais, tais desenvolvimentos exponenciais podem ocorrer em um tempo limitado, mas não persistir por longos períodos, incluindo várias décadas. O conceito da curva S é uma abordagem para descrever o processo de difusão de uma tecnologia no mercado [3].

A abordagem "*bottom-up*" é usada para estimar o desenvolvimento a longo prazo do mercado de FV até 2050, seguido por uma verificação cruzada "*top-down*" com a demanda de eletricidade em 2050 — Figura 6

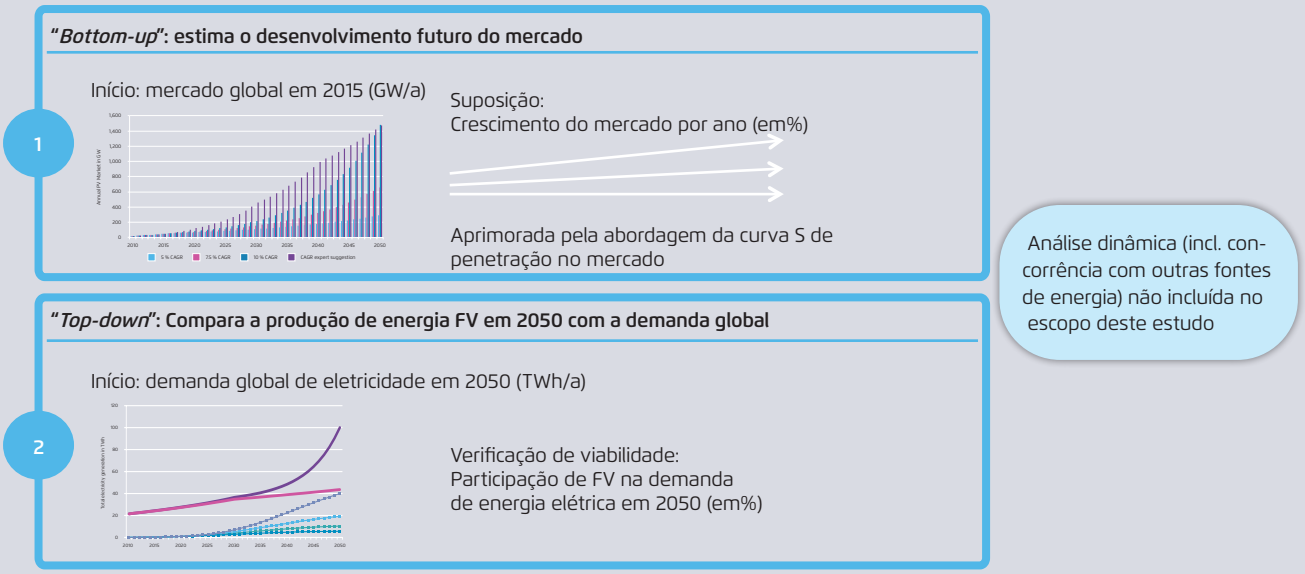


Ilustração própria

A dinâmica da penetração da tecnologia no mercado dependente do tempo é descrita por uma função de crescimento logístico:

$$f'(t) = k \cdot f(t) \cdot (S - f(t))$$

(t): quantidade no momento t
$f'(t)$: taxa de mudança no momento t
k: fator de crescimento
t: ponto no tempo
S: limite de saturação de (t)

A função de crescimento logístico pode ser resolvida pela função logística; a solução é uma curva em forma de S:

$$f(\mathrm{t}) = \frac{f(0)}{f(0) + (S - f(0)) \cdot e^{-Skt}}$$

com $f(0)$: quantidade no momento $t = 0$

Este estudo define o limite de saturação S como a capacidade de produção dos sistemas fotovoltaicos pela indústria (ou seja, o mercado fotovoltaico) em 2050. Assim, (t) denomina a produção anual de sistemas fotovoltaicos e $f'(t)$ a mudança na capacidade de produção desses sistemas, ou seja, o crescimento do mercado anual.

No cenário S, o tamanho da capacidade de produção do sistema fotovoltaico varia. Considerando a necessidade crescente de repotenciação dos sistemas fotovoltaicos existentes, a parcela do mercado de repotenciação fotovoltaica converge para o mercado fotovoltaico anual total a longo prazo (após 2050).

Outra abordagem para definir o limite de saturação S como a capacidade total instalada de FV foi testada. Isso resultou em uma curva em forma de "corcova de camelo" do mercado anual, alcançando o primeiro mercado máximo por volta de 2025 e o segundo próximo a 2050, com um declínio significativo entre esses máximos. Esse comportamento pode ser explicado pela necessidade de repotenciação, que basicamente repete o desenvolvimento do mercado histórico com um atraso na vida útil do sistema. Tal desenvolvimento do mercado obviamente não ocorre na realidade. Portanto, decidimos não aplicar essa abordagem alternativa, mas sim a curva S à capacidade de produção anual, conforme descrito.

3.2 Desenvolvimento histórico do mercado e perspectivas de curto prazo

Na última década, o mercado fotovoltaico global se desenvolveu muito rapidamente, multiplicando a capacidade instalada por um fator de 15 em apenas seis anos e chegando a 139 GW até o final de 2013, como ilustrado na Figura 7.

Antes de desenvolver cenários para o futuro, analisamos a situação histórica e as projeções de mercado de curto prazo até 2018 e 2020, descritas na Figura 8. Os dados históricos são baseados no EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics [4] e resultam em uma taxa de crescimento anual composto (compound annual growth rate – CAGR) de 50% entre 2000 e 2013. As projeções para o futuro próximo apresentadas na Figura 8 são resultados de diferentes instituições de pesquisa de mercado, bem como contribuições de especialistas nos *workshops*. As projeções até 2015 esperam uma CAGR de aproximadamente 20%; até 2020, uma CAGR reduzida, de 17% ou menos, é esperada.

Para os nossos cenários de mercado a longo prazo, tomamos a média das diferentes previsões de curto prazo para 2014 e 2015, de 45,2 GW e 52,7 GW, respectivamente, como ponto de partida. A variação do mercado anual começa em 2016.

3.3 Cenários do consumo global de eletricidade

Para calcular a participação de FV na matriz global de eletricidade resultante dos diferentes cenários de mercado *bottom-up*, é necessário fazer projeções sobre a geração global de eletricidade até 2050.

A primeira projeção é baseada em cenários desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA) para o relatório Energy Technology Perspectives 2014 [5]. Tomamos a média dos cenários 2DS e 4DS (Development Scenario), o que resulta em uma geração global de eletricidade de aproximadamente 43.600 TWh em 2050 (de 23.700 TWh em 2014).

Desenvolvimento histórico da capacidade instalada de FV em todo o mundo — Figura 7

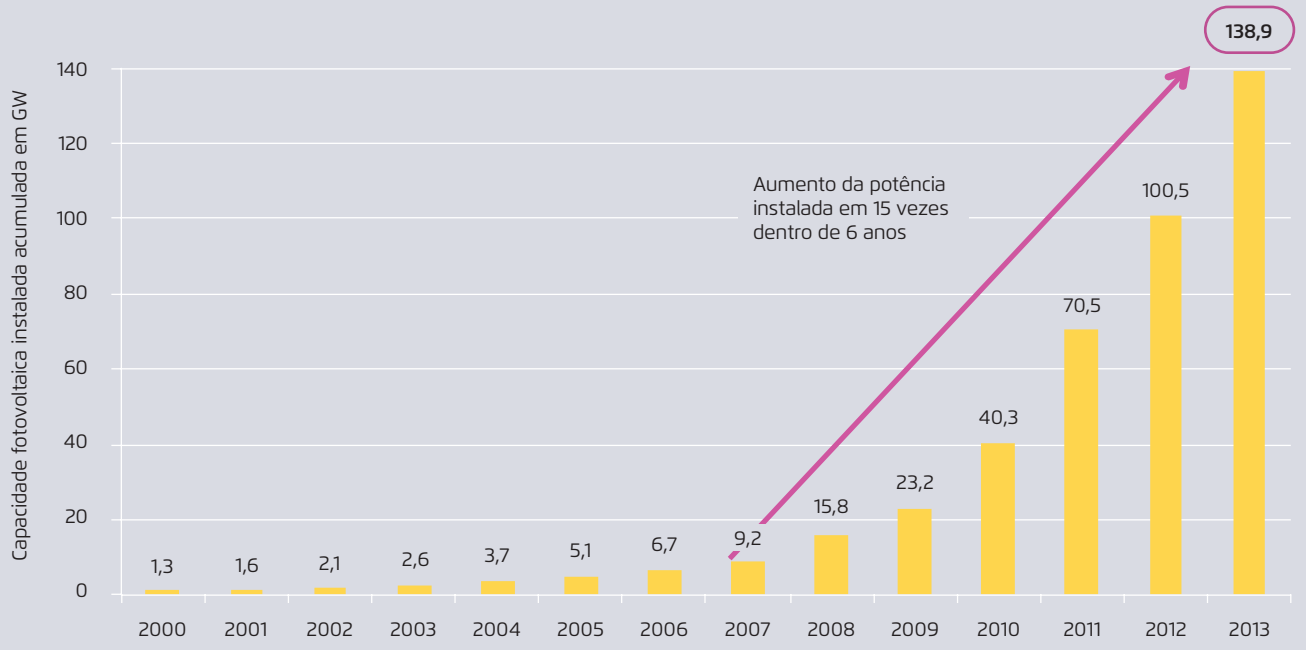
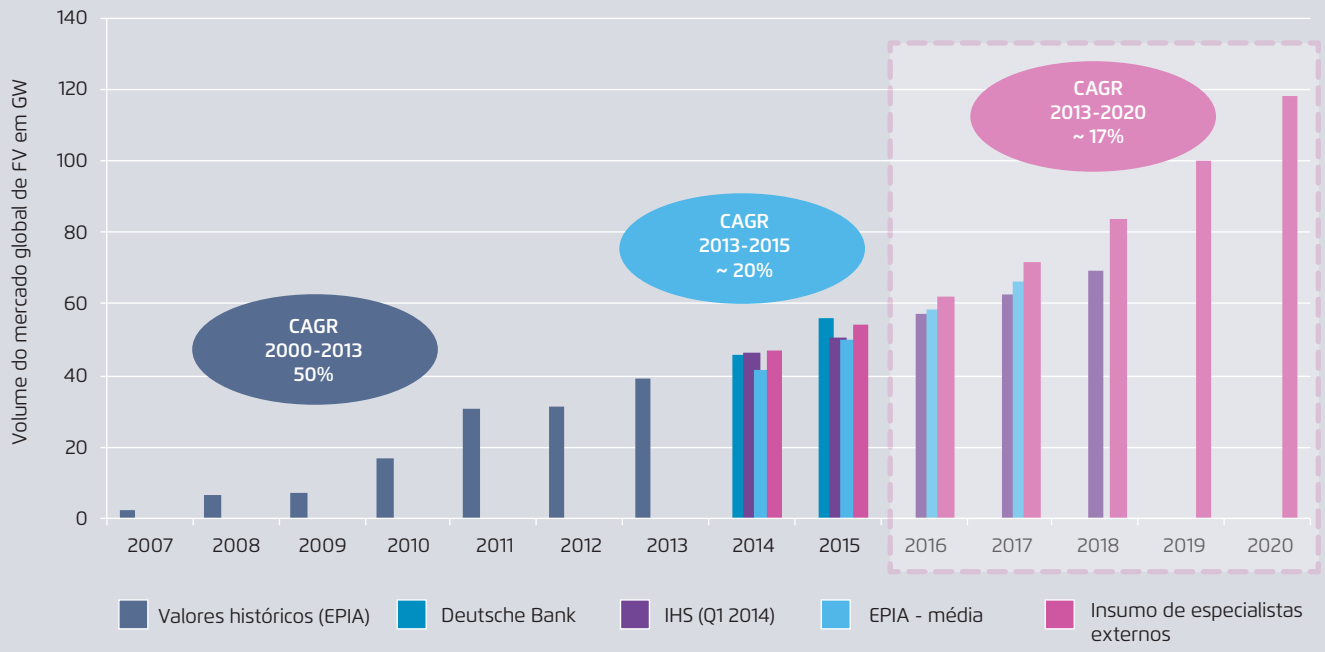


Ilustração própria baseada em dados da EPIA [4]

Estimativas de mercado a curto prazo para 2015 são usadas como ponto de partida para estimativas de cenário — Figura 8



Workshops de especialistas

Nos *workshops*, muitos especialistas enfatizaram a relevância da crescente tendência de eletrificação nos setores de transporte, construção e indústria como uma medida fundamental para substituir os combustíveis fósseis por energia renovável.

Consideramos, portanto, um segundo cenário ("alta eletrificação") que explica esse efeito e que foi sugerido pelo professor Christian Breyer, da Universidade Lappeenranta, na Finlândia. O cenário de "alta eletrificação" também está baseado nos números da Agência Internacional de Energia: ele incorpora os cenários 2DS e 4DS como base para a demanda de eletricidade até 2050. Além disso, assume que 50% da demanda projetada de energia fóssil (IEA, World Energy Outlook 2013, [6]) será substituída por energia elétrica, que é adicionada ao cenário de linha de base como demanda adicional de eletricidade. A mudança de combustíveis fósseis para eletricidade a partir de fontes renováveis induz ganhos de eficiência no que se refere à demanda de energia primária, que devem ser altos no setor de transporte, baixos no setor de construção e pouco claros no setor industrial neste momento. Um ganho de eficiência geral de 20% é, portanto, assumido no cenário de mudança de energia fóssil para renovável. O cenário "alta eletrificação" resulta em aproximadamente 100.000 TWh de geração de eletricidade global em 2050. Ambos os cenários são mostrados na Figura 9.

3.4 Cenários do mercado fotovoltaico

Uma combinação de abordagens *bottom-up* e *top-down* foi aplicada para desenvolver um conjunto de cenários discutido e refinado nos *workshops* com especialistas (Seção 3.1). Os quatro cenários selecionados para uma análise mais aprofundada neste estudo são descritos a seguir, incluindo algumas percepções da discussão nos *workshops*.

O **cenário mais pessimista** (cenário 1) considerado neste estudo é baseado em uma CAGR de 5% do mercado global de FV após 2015. Cenários mais pessimistas, por exemplo, não assumindo mais crescimento de mercado ou mesmo uma redução nos volumes de mercado a longo prazo, foram discutidos com especialistas, mas amplamente descartados como não realistas. Um **cenário intermediário** (cenário 2) baseia-se em uma CAGR de 7,5%

A demanda de eletricidade em 2050 depende muito da eletrificação do setor de energia – cenários da IEA são usados; além disso, um cenário do professor Breyer é considerado

Figura 9

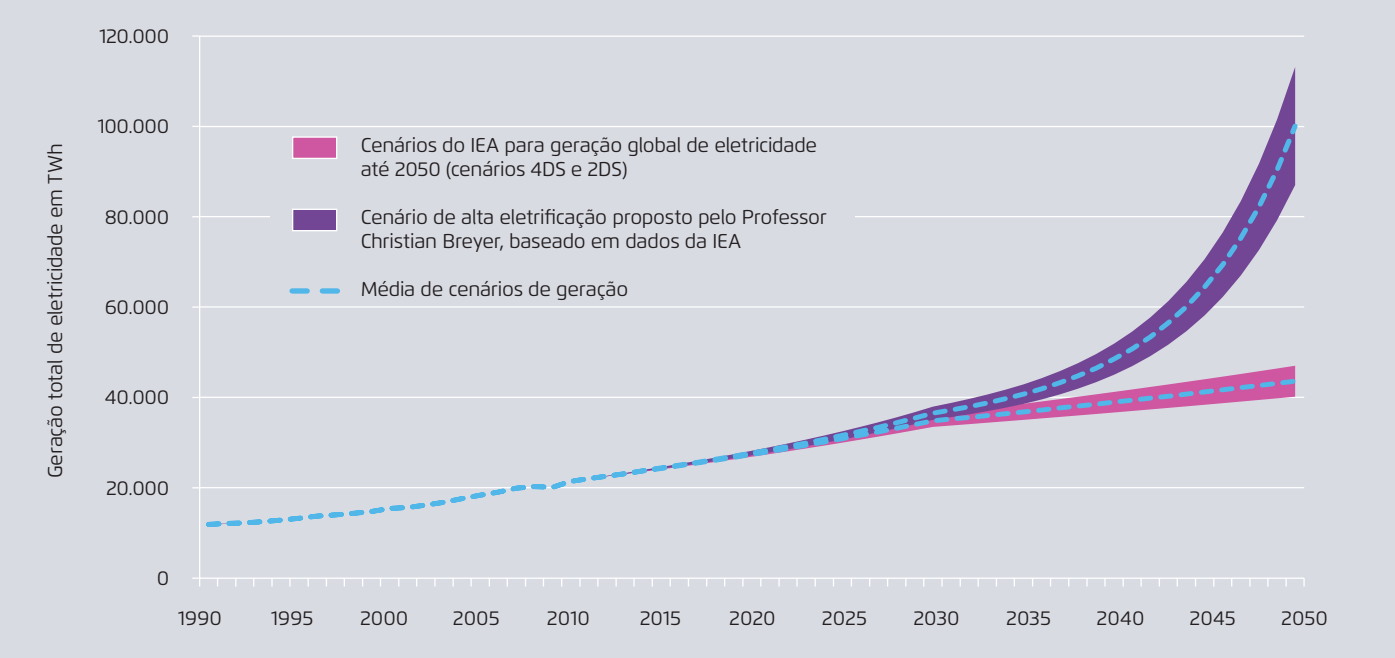


Ilustração própria, dados da IEA [5] [6]

e um **cenário otimista** (cenário 3), em uma CAGR de 10% (cenário 3) entre 2015 e 2050. Com base na discussão nos *workshops*, foi desenvolvido um **cenário de avanço fotovoltaico** adicional (cenário 4) para avaliar o impacto de um cenário de mercado "extremo". Este cenário não se baseia em uma suposição *bottom-up* sobre o crescimento do mercado, mas toma como ponto de partida um sistema elétrico baseado em FV em 2050, no qual a energia solar fotovoltaica fornece 40% da demanda global de eletricidade em um cenário de alta eletrificação.

A variação anual do crescimento do mercado fotovoltaico nos três principais cenários considerados é de 5%-10%, consideravelmente abaixo do crescimento histórico de 50% (CAGR 2000-2013). Isso se deve ao fato de que uma taxa de crescimento muito alta ocorre principalmente em mercados relativamente jovens, mas é improvável que se sustente por um período de tempo mais longo.

O desenvolvimento do mercado fotovoltaico com base nas hipóteses de crescimento anual nos cenários 1 a 3 é ilustrado na Figura 10. No *workshop* com especialistas, foi sugerido um cenário adicional que pressupõe uma CAGR de ~20% até 2020, ~14% no período de 2020 a 2030, ~8% de 2030 a 2040, e ~4% de 2040 a 2050. Esse cenário foi considerado o mais realista pela maioria dos especialistas do setor. Conforme descrito a seguir, a abordagem da curva S aplicada aos cenários *bottom-up* considerados leva a uma forma mais realista de penetração no mercado que se assemelha a esse padrão. Como o cenário 3 (cenário otimista) coincide largamente com a sugestão dos especialistas, ele não foi incluído à parte na análise.

O resultado de produção acumulada de capacidades fotovoltaicas de 2015 a 2050 e as capacidades instaladas em 2050 são resumidas na Tabela 1. Para calcular a capacidade instalada em 2050, a desativação de usinas fotovoltaicas antigas é considerada após 25 anos de vida útil. Para novas plantas construídas após 2025, a vida útil mais longa parece mais apropriada, devido a melhorias tecnológicas; mas elas não são relevantes para este cálculo específico. Para o cálculo dos custos nivelados de eletricidade (levelized cost of electricity – LCOE) para sistemas fotovoltaicos em 2050, uma vida útil de 30 anos é assumida.

Três cenários de longo prazo são desenvolvidos usando premissas de taxas anuais de crescimento do mercado de 5% a 10% ao ano após 2015 — Figura 10

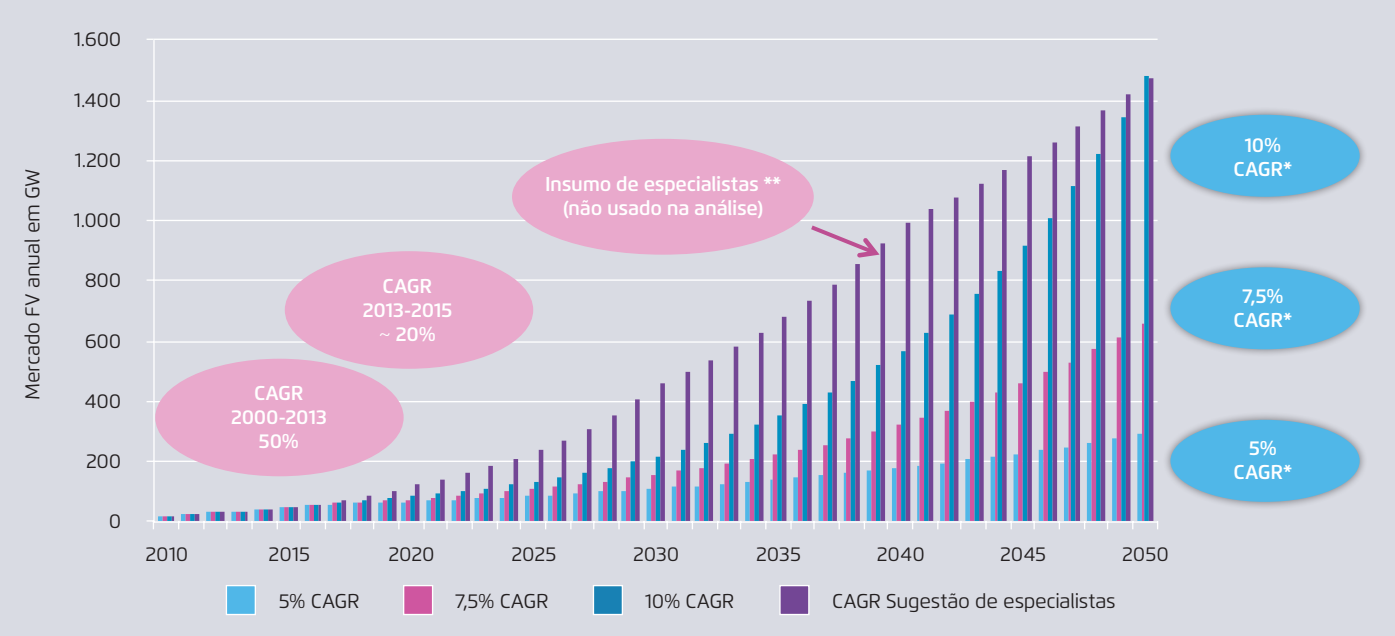


Ilustração própria

*CAGR = taxa de crescimento anual composta; **Sugestão de crescimento anual do mercado: 2014-2020: ~ 20%; 2020-2030: 14%; 2030-2040: 8%; 2040-2050: 4%; considerado pela aplicação da abordagem da curva S a todos os cenários

Potência fotovoltaica instalada e produzida até 2050 (valores arredondados) Tabela 1

Cenário	5% CAGR	7,5% CAGR	10% CAGR
Instalada em 2050	4.300 GW	7.900 GW	14.800 GW
Produção acum.	5.600 GW	9.600 GW	16.700 GW

Cálculos próprios

Para calcular a produção de energia fotovoltaica a partir da capacidade instalada total, é assumida neste estudo uma produção anual média global de 1.300 kWh por kWp instalado de eletricidade fotovoltaica. Embora esse número esteja sujeito a uma grande incerteza devido à futura distribuição de sistemas fotovoltaicos e às condições locais de irradiação, bem como à quantidade de sistemas de orientação Leste-Oeste, de maneira geral foi apoiado nos *workshops* como uma base conservadora para se estimar o rendimento de eletricidade FV em uma escala global. Outro estudo mencionado no *workshop* calculou uma média ponderada de irradiação global em sistemas fotovoltaicos inclinados fixos (sem rastreamento) de 1.690, 1.780 e 1.850 kWh/m²/ano, com o fator de ponderação sendo a geração atual de eletricidade, território e população, respectivamente [7]. Assumindo uma taxa média de desempenho de 80%, isso se traduziria em uma produção anual de eletricidade de 1.352, 1.424 e 1.480 kWh/kWp, respectivamente. Com os sistemas de rastreamento aplicados a uma determinada parcela de instalações, a eletricidade média é aumentada ainda mais, enquanto os sistemas voltados para Leste-Oeste potencialmente reduziriam a produção média. Considerando todos esses fatores, nossa suposição de 1.300 kWh/kWp parece ser uma estimativa bastante razoável e conservadora.

Os cenários resultantes da produção global de eletricidade a partir de FV e os cenários de demanda global de eletricidade (Seção 3.3) estão resumidos na Figura 11. As parcelas de FV na demanda de eletricidade em 2050 para cada um dos quatro cenários de mercado de FV que serviram de base para a verificação de viabilidade estão representadas no lado direito da Figura 11.

Verificação dos cenários com geração global de eletricidade: cenário de inovação em FV (4) viável somente com eletrificação Figura 11

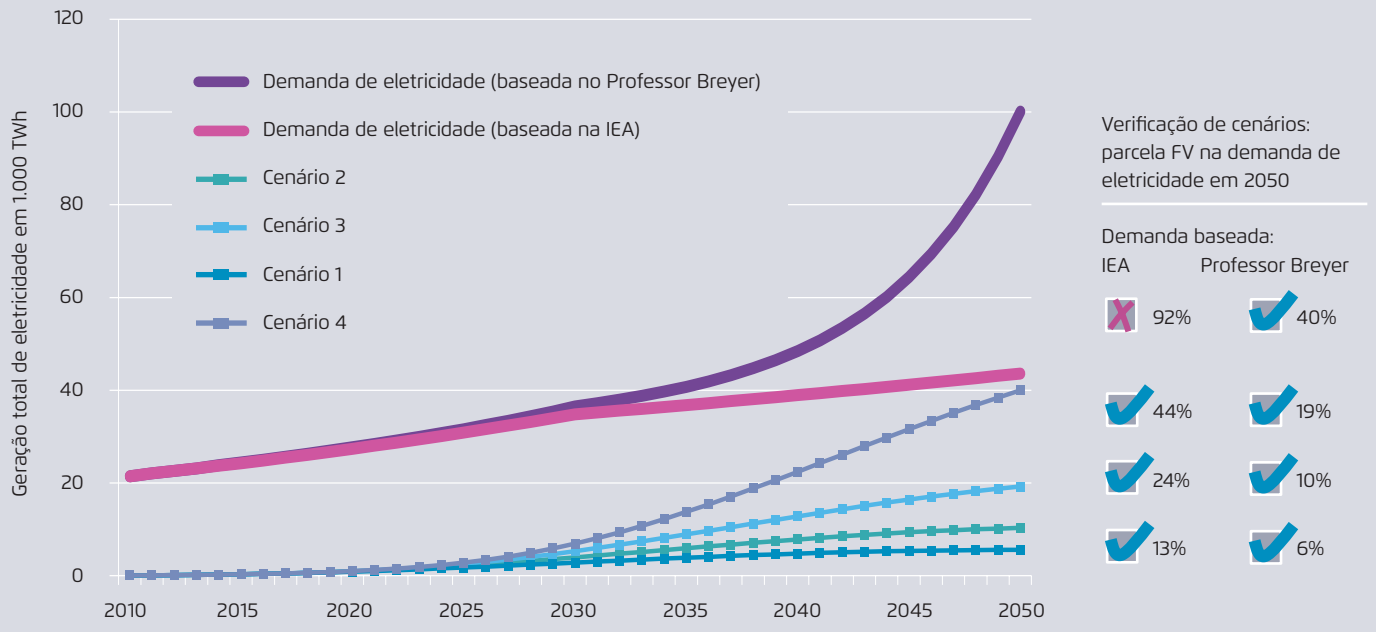


Ilustração própria

Com base na projeção da IEA para a geração global de eletricidade, o cenário 1 (CAGR de 5%) resulta em 13% de participação de energia fotovoltaica no mercado. O cenário 2 (CAGR de 7,5%) leva a uma participação de FV no mercado de 24% e o cenário 3 (CAGR de 10%) resulta em uma participação de mercado de 44%. Com base no cenário de geração de eletricidade mais elevado de acordo com o Professor Breyer, as participações de FV são menores, de 6%, 10% e 19%, respectivamente.

A verificação de viabilidade realizada neste estudo baseou-se no julgamento e na discussão de especialistas. As parcelas resultantes da contribuição de até 18% de FV para a demanda de eletricidade em 2050 foram amplamente reconhecidas como sendo possíveis, sem dúvida, do ponto de vista do sistema elétrico. Assinalou-se que hoje em dia várias regiões da Itália já apresentam taxas de penetração da fonte de quase 10%. A participação de 44% resultante no cenário 3, combinada com uma geração global de eletricidade conforme o cenário da IEA, foi considerada viável, mas foi discutida de maneira controversa nos *workshops*. Uma eletrificação mais forte do sistema elétrico (cenário de demanda de eletricidade, conforme o Professor Breyer) reduziria a participação de FV neste cenário para 19%, enfatizando a importância das suposições relativas a todo o sistema elétrico nas avaliações dos futuros cenários de mercado fotovoltaico.

O cenário de inovação (cenário 4) claramente não é viável no caso de um desenvolvimento de demanda de eletricidade de acordo com os cenários da IEA, pois um sistema de eletricidade baseado em 92% de energia solar parece tecnicamente não realista, dadas as variações sazonais das irradiações solares. Esse cenário de desenvolvimento do mercado depende de uma eletrificação significativa do setor de energia. Nesse caso, os 40% de participação de FV na eletricidade foram considerados tecnicamente mais viáveis do que no cenário não eletrificado, já que novos consumidores de eletricidade, como veículos elétricos, implicariam aumento significativo na demanda flexível.

Outro cenário baseado em uma CAGR de longo prazo de 15% foi excluído de uma análise mais aprofundada, já que a participação de 67% de FV na demanda de eletricidade – mesmo no caso de alta demanda de eletricidade – não foi considerada tecnicamente viável.

Cenários de desenvolvimento do mercado são ajustados com a abordagem da curva S para representar a penetração típica do mercado

Figura 12

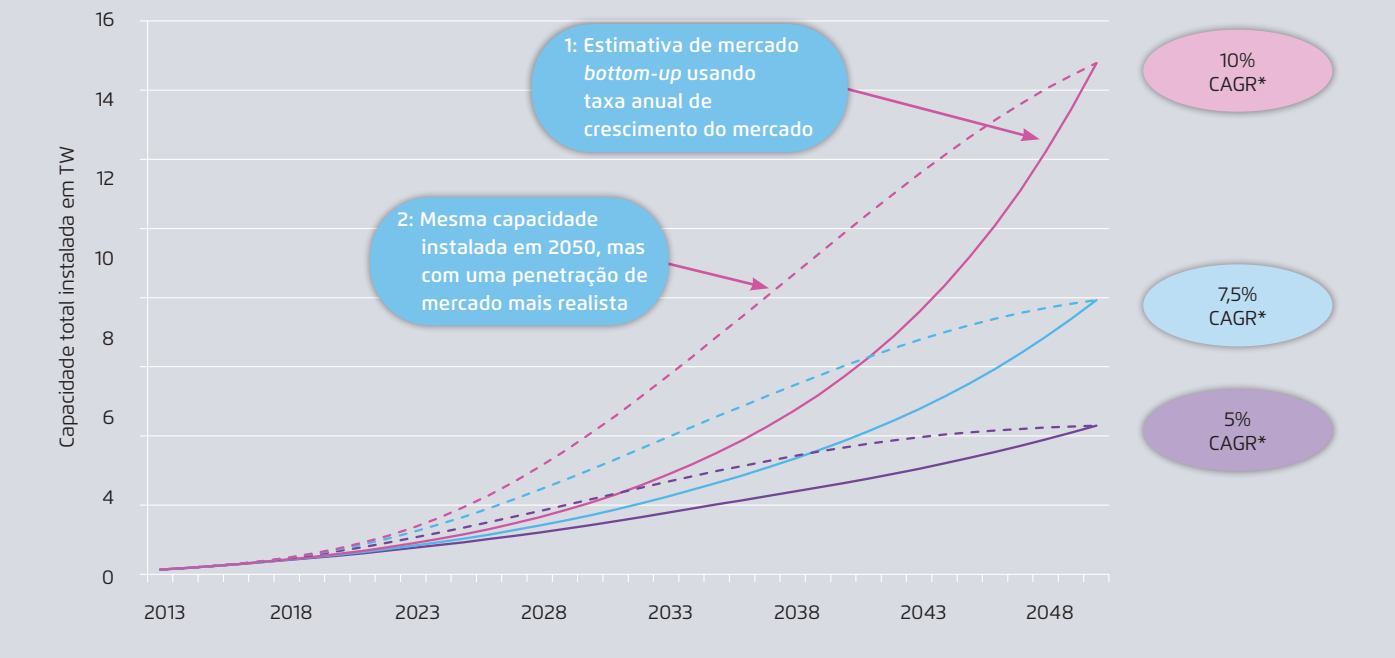


Ilustração própria

Projeção do desenvolvimento anual do mercado fotovoltaico global em quatro cenários diferentes Figura 13

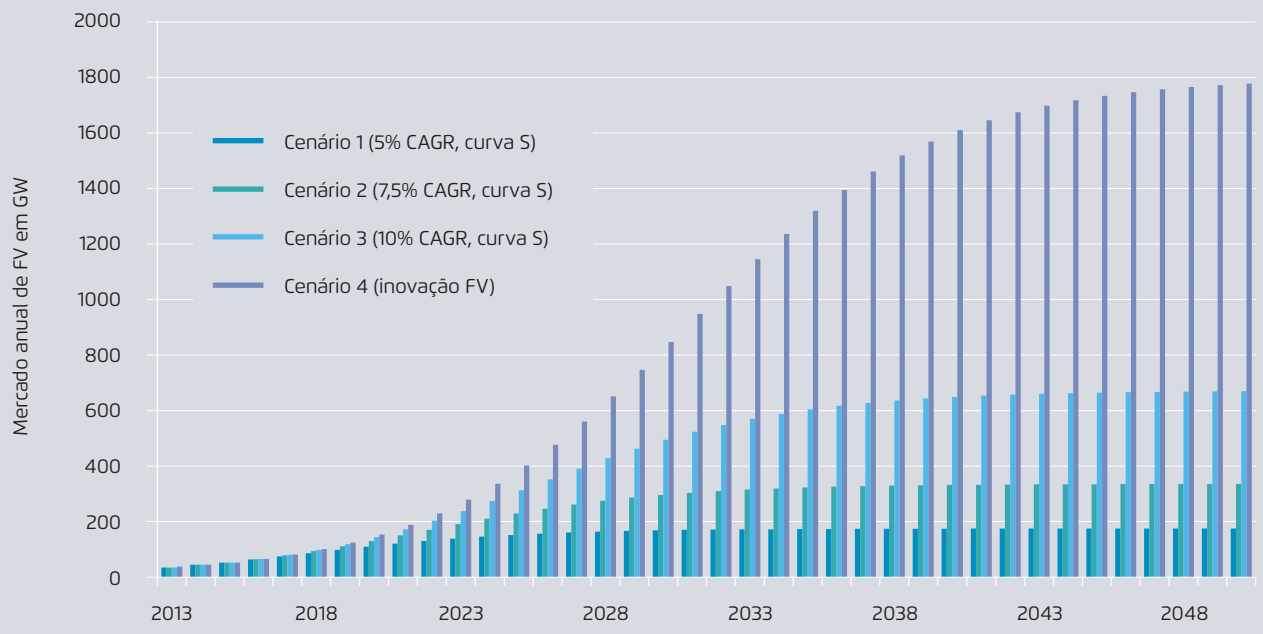


Ilustração própria

Usando a capacidade instalada total de FV em 2050 dos quatro cenários como ponto de partida, um caminho de penetração no mercado mais realista foi desenvolvido para cada cenário. O método da curva S, conforme descrito na Seção 3.1, foi aplicado para definir a curva de produção anual, o que resulta na trajetória da capacidade instalada. A Figura 12 ilustra essa abordagem para os cenários 1 a 3. As curvas S detalhadas para os diferentes cenários são apresentadas no Apêndice na Seção 8.1.

A Figura 13 mostra o desenvolvimento anual do mercado fotovoltaico nos três cenários, bem como o cenário de inovação, representando o formato mais realista da curva em S dos desenvolvimentos de mercado. O cenário 1 resulta em um mercado fotovoltaico anual de 200 GW em 2050, o cenário 2, de 400 GW, o cenário 3, de 850 GW, e o cenário de inovação, de 1.800 GW de adições anuais de capacidade fotovoltaica bruta. Observe que a capacidade FV anual adicionada líquida é menor devido à substituição de sistemas antigos no final de sua vida útil.

Para testar os resultados dos cenários de curva S modelados para curto prazo, os comparamos com a previsão de mercado a curto prazo até 2020 descrita na Seção 3.2. A média das diferentes previsões anuais do mercado fotovoltaico é traçada na Figura 14 em conjunto com os cenários modelados da curva S.

O mercado para 2014 e 2015 foi fixado no processo de modelagem, conforme descrito na Seção 3.2. O cenário 1 encaixa-se muito bem com a previsão de especialistas; o cenário 2 é apenas ligeiramente superior, com um desenvolvimento anual do mercado de aproximadamente 130 GW em 2020, comparado a 120 GW na previsão de especialistas. Os números de mercado no cenário de inovação são cerca de 30 GW maiores do que a média da previsão de mercado a curto prazo. É importante notar que, se o desenvolvimento real do mercado a curto prazo difere de um cenário, isso não significa que esse cenário não seja realista a médio e longo prazo. A evolução real do mercado está sempre sujeita a flutuações que não se refletem na abordagem da curva S. Para determinar qual cenário é o

Caracterização dos cenários da curva S (valores para 2050) Tabela 2

Valores para 2050	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Tamanho do mercado [GW/a]	175 GW	336 GW	670 GW	1.583 GW
Capacidade instalada [GW]	4.295 GW	7.931 GW	14.778 GW	30.749 GW
Geração anual de eletricidade [TWh/a]	5.584 TWh	10.310 TWh	19.212 TWh	39.974 TWh
Capacidade total de produção [GW]	5.649 GW	9.597 GW	16.721 GW	32.925 GW
Capacidade total repotenciada [GW]	1.354 GW	1.666 GW	1.942 GW	2.174 GW

Cálculos próprios

mais realista a médio e longo prazo, teremos que reavaliar os números deste estudo em alguns anos. A Tabela 2 apresenta uma visão geral dos cenários do mercado de FV que desenvolvemos usando a abordagem da curva em S.

O principal parâmetro para determinar o custo futuro dos componentes dos sistemas fotovoltaicos por uma abordagem de aprendizagem (metodologia da curva de experiência descrita na Seção 4.1) é o número de duplicações na capacidade fotovoltaica produzida acumulada até 2050. Calculamos as duplicações correspondentes para cada um dos quatro cenários (Figura 15). A partir de hoje, a quantidade total de sistemas fotovoltaicos pro-

Verificação de plausibilidade dos cenários da curva S com as perspectivas do mercado a curto prazo Figura 14

Ilustração própria

Projeção da capacidade fotovoltaica produzida acumulada e o número de duplicações correspondentes nos cenários Figura 15

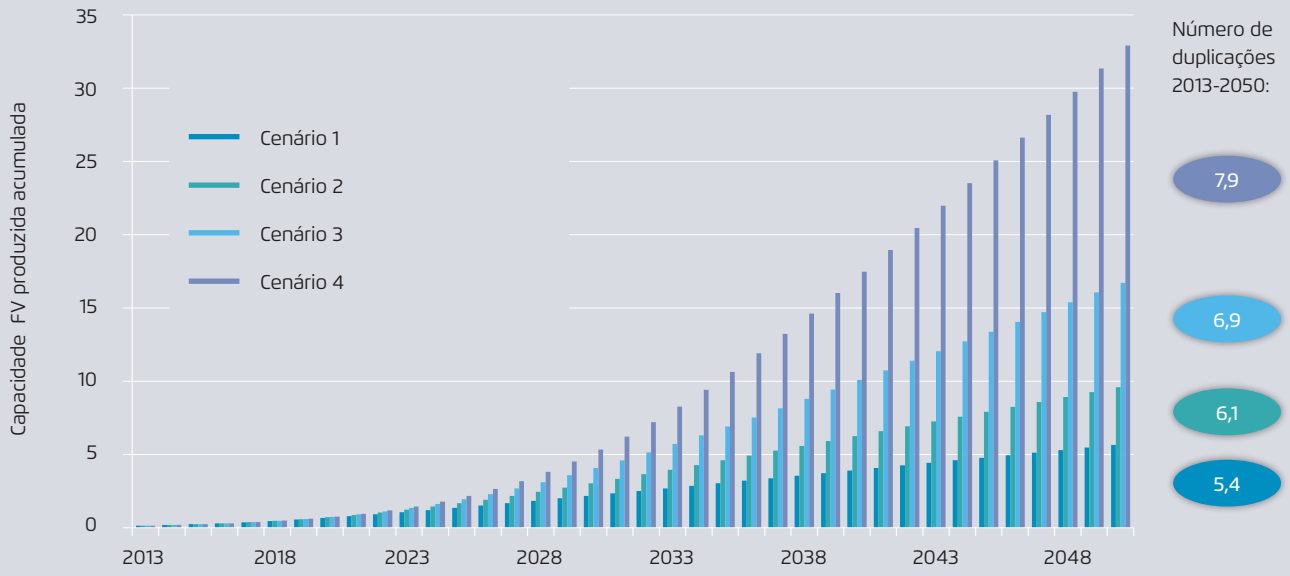


Ilustração própria

duzidos seria duplicada entre 5,4 e 7,9 vezes nos quatro cenários considerados.

À primeira vista, a diferença relativamente pequena do número de duplicações entre o cenário de inovação 4 e os outros cenários parece ser surpreendente, tendo em vista as grandes diferenças nas hipóteses sobre a demanda global de eletricidade e a participação de FV na geração de eletricidade nos diferentes cenários. Se você olhar mais de perto, isto é ainda menos surpreendente, uma vez que uma duplicação da capacidade cumulativa leva naturalmente a uma duplicação, por exemplo, da participação da fonte na demanda de eletricidade.

4. Curva de experiência de módulos fotovoltaicos e inversores

4.1 Metodologia explicada: a curva de experiência

As dinâmicas de custo e preço das tecnologias são frequentemente quantificadas seguindo a abordagem da curva de experiência, que corresponde às quantidades acumuladas produzidas de um produto e aos custos unitários de produção. O conceito é baseado em efeitos de aprendizagem, que foram descritos pela primeira vez por Wright, já em 1936, em um modelo matemático para os custos de produção de aviões [8]. Mais tarde, foi generalizado por Henderson, do Boston Consulting Group (BCG), para o desenvolvimento de preços de um produto comercializado globalmente [9] [10]. A observação empírica central é que os custos (preço) de um produto específico mudam (na maioria das vezes diminuem) por um percentual individual (fator de experiência de preço) toda vez que dobra o volume acumulado produzido. Matematicamente isso é expresso por (por exemplo [11]):

$$C(x_t) = C(x_0)\left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

com a produção acumulada x_t e o custo (ou preço) $C(x_t)$ no momento t em relação aos valores correspondentes x_0 e $C(x_0)$ em um ponto de partida arbitrário. O parâmetro central b é chamado de parâmetro de aprendizado. A aplicação da função logarítmica à equação (1) permite traçar uma curva de experiência linear com b como o parâmetro de inclinação. Observe que a curva de experiência geralmente se refere ao preço de um produto, enquanto o termo curva de aprendizado é usado quando o conceito é aplicado no custo. O principal resultado dessa análise é geralmente a taxa de aprendizado (learning rate – LR) ou a taxa de progresso (progress ratio – PR), que é definida como (por exemplo, [11]):

$$LR = 1 - 2^b = 1 - PR$$

Por exemplo, se o volume produzido acumulado dobra e os custos (preço) diminuem em 20%, fala-se de uma taxa de

Explicação da metodologia: a curva de experiência — Figura 16

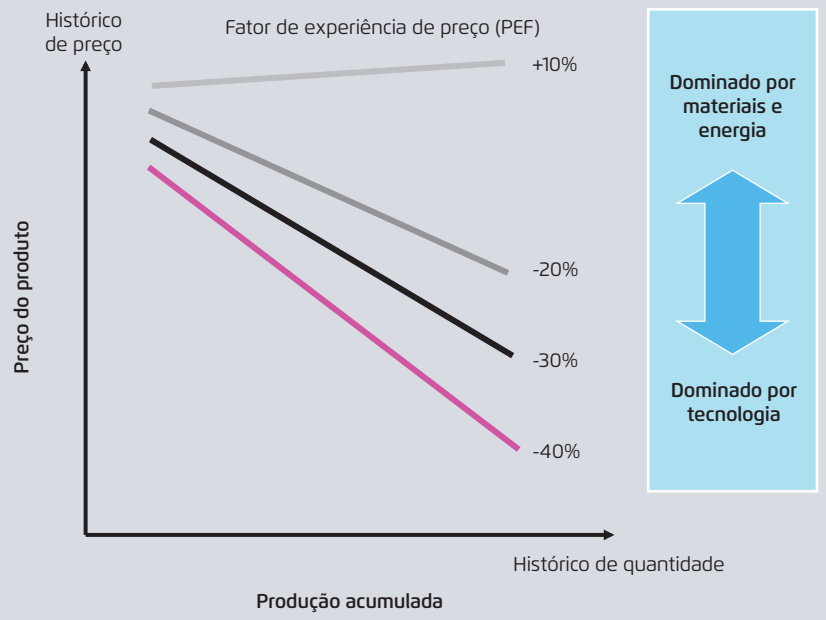
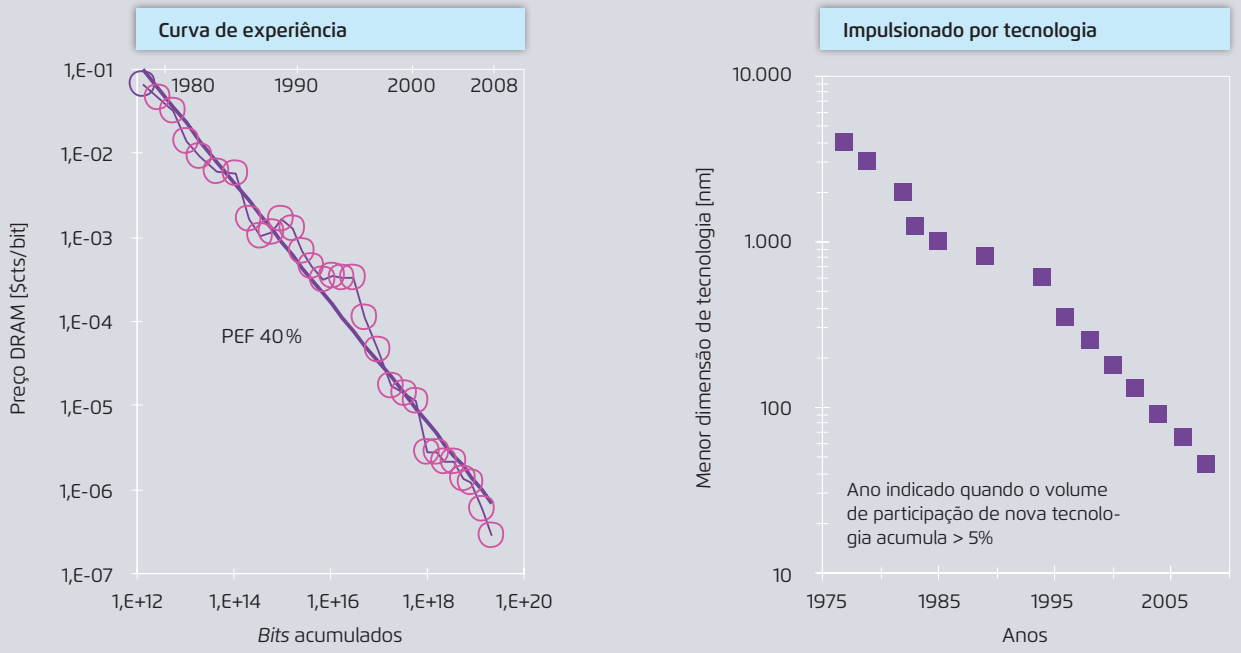


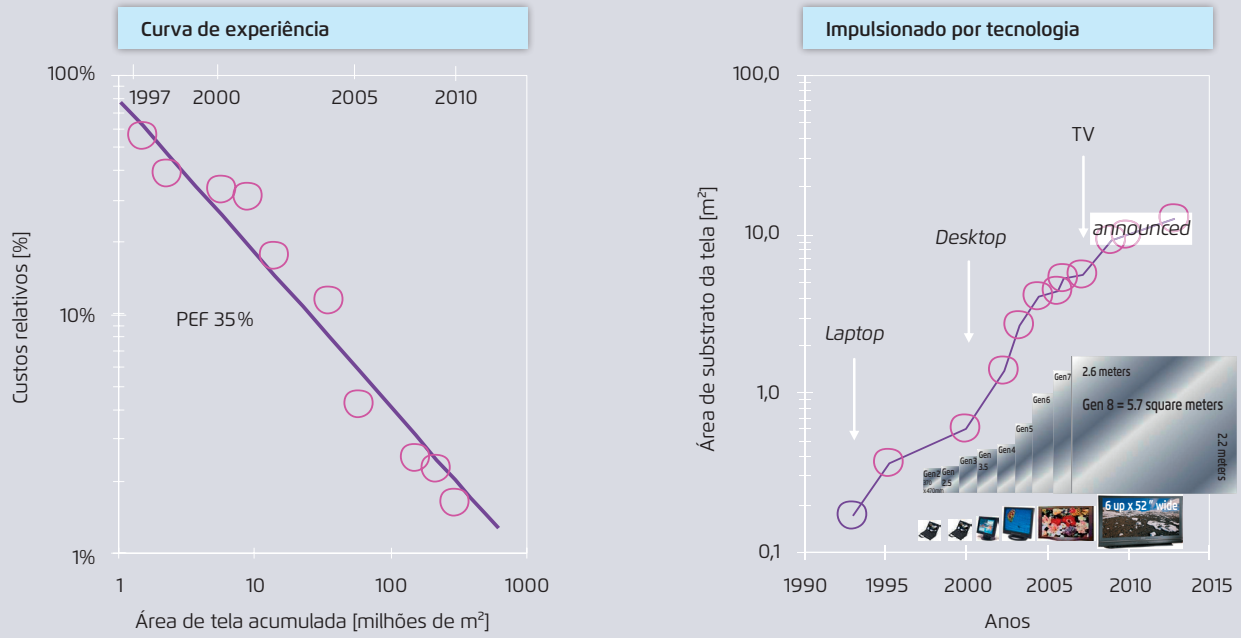
Ilustração própria baseada em Winfried Hoffmann [14]

Exemplo para fatores de experiência de preço de outras indústrias: tecnologia DRAM — Figura 17



Winfried Hoffmann [14]

Exemplo para fatores de experiência de preço de outras indústrias: monitores de tela plana — Figura 18



Winfried Hoffmann [14]

aprendizado de 20% (ou uma taxa de progresso de 80%), veja a Figura 16. Se aplicada ao preço de um produto, a taxa de aprendizado é frequentemente chamada de fator de experiência de preço (price experience factor – PEF).

Embora a abordagem possa, a princípio, parecer incidental, ela já foi validada para vários produtos, em particular para tecnologias de oferta e demanda de energia, por exemplo. [12] [13].

4.2 Curva de experiência dos módulos fotovoltaicos

A dinâmica de preços dos módulos fotovoltaicos seguiu uma curva de experiência desde 1980 (Figura 19). Diversas oscilações abaixo e acima da linha de tendência são observáveis. Tal comportamento de preço não é incomum e foi observado para várias tecnologias. As oscilações do módulo fotovoltaico acima da curva de aprendizado foram, por exemplo, causadas pela escassez de material e escassez de instalações de produção em diferentes partes da cadeia de valor da produção do módulo. Uma extensa discussão da curva de experiência para FV pode ser encontrada em [11].

É importante observar que a taxa de aprendizado depende do período de tempo, que é usado para ajustar a linha de tendência. O ano inicial para as curvas de experiência do módulo FV é 1980 em nossa análise. A Figura 20 mostra as taxas de aprendizado, dependendo da data até a qual os dados são ajustados. Os valores variam de 19,8% a 22,6%, levando a uma taxa média de aprendizado de 20,9%, o que está de acordo com a literatura verificada [15].

Para usar a curva de experiência a uma estimativa do desenvolvimento de custo dos módulos fotovoltaicos a longo prazo, duas questões precisam ser respondidas e foram discutidas intensivamente nos *workshops* de especialistas:

→ 1. O desenvolvimento do preço histórico, de acordo com a curva da taxa de aprendizado (linha vermelha na Figura 21), continuará no futuro, e, em caso afirmativo, a que taxa?
→ 2. O desvio atual da taxa de aprendizado histórico (anos 2013 e 2014 estão significativamente abaixo da linha vermelha na Figura 21) retorna à curva de aprendizado histórico, e, em caso afirmativo, em qual data?

Curva de experiência histórica de módulos fotovoltaicos desde 1980 — Figura 19

Ilustração própria

Faixa da taxa de aprendizado histórico por variação da escala de tempo considerada — Figura 20

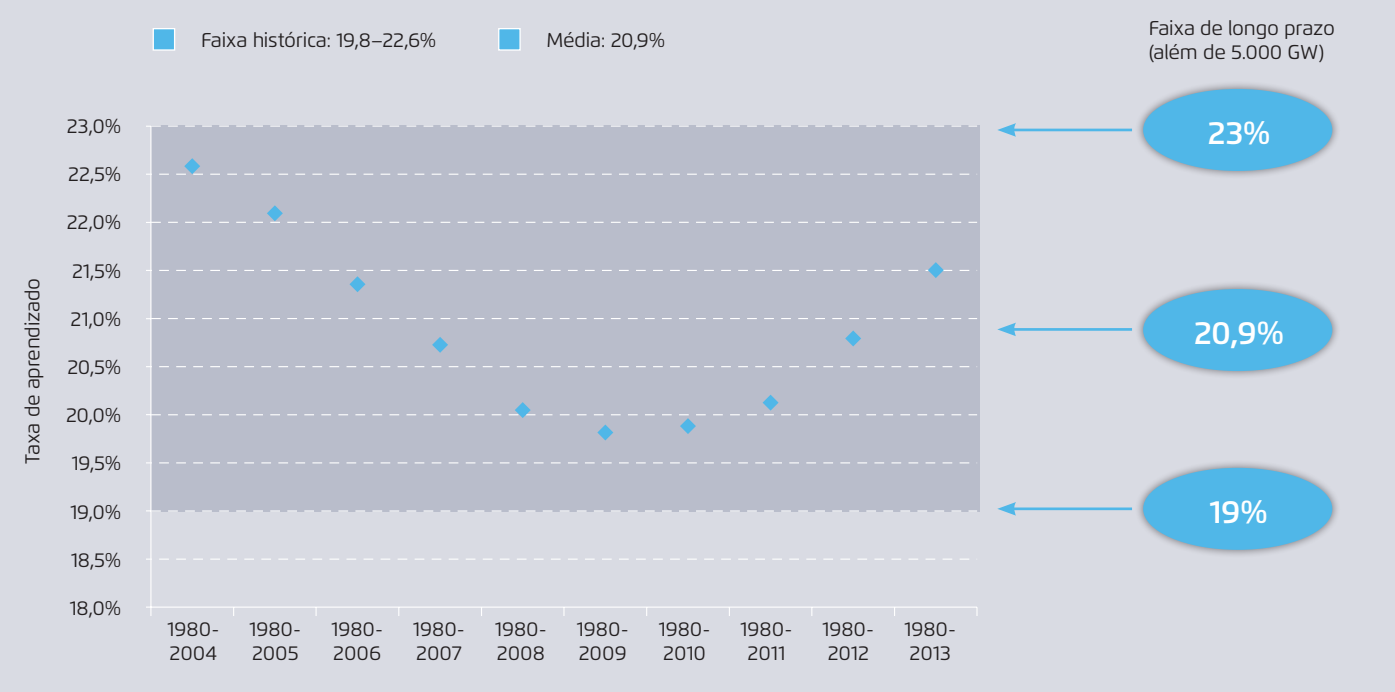


Ilustração própria

Em relação à primeira pergunta, nossa sugestão é que a taxa de aprendizado se mantenha no longo prazo. A análise inicial realizada no Fraunhofer ISE sugere que uma faixa de custo crítico, cujo custo fundamental do material dominará o preço dos módulos, será alcançada somente quando os preços forem tão baixos quanto 0,1 a 0,2 EUR/Wp (Figura 21). Essa sugestão foi amplamente apoiada pelos especialistas da indústria nos *workshops*. A taxa de aprendizado foi discutida de maneira mais controversa, com vários especialistas apontando para diferentes análises cobrindo diferentes períodos históricos que indicavam uma taxa de aprendizado acima de 23%, enquanto outros especialistas sugeriram que as futuras taxas de aprendizado poderiam ser mais baixas que as históricas. Para uma análise mais aprofundada neste estudo, variamos a taxa de aprendizado futura de longo prazo em aproximadamente +/- 2% em torno da taxa histórica de 20,9% (Figura 20).

A segunda questão foi discutida intensiva e controversamente nos *workshops*. Vários especialistas expressaram a opinião de que os preços atuais estão abaixo do custo real de produção, e uma oscilação da curva de preço de volta para a curva de aprendizado histórico é provável nos próximos anos. Outros especialistas compartilharam a opinião de que os preços refletem o custo de produção dos melhores produtores da atualidade e que outros produtores provavelmente investirão em *upgrades* de equipamentos que podem levar a custos de produção ainda mais baixos nos próximos anos. Assinalou-se que os produtores de módulo Nível 1 na China especificam seu próprio custo de produção de módulo em 2014 abaixo de 0,4 EUR/W e que, com melhorias incrementais, novas reduções de custos podem ser esperadas nos próximos anos – ambas impulsionadas pela melhoria da célula e redução de custos de material (redução de perdas de kerf, redução do uso de prata etc.).

Com base na incerteza dos desenvolvimentos de mercado, neste estudo aplicamos uma premissa conservadora sobre o desenvolvimento futuro dos preços: assumimos que o preço dos módulos retornará à curva histórica de experiência no longo prazo em uma capacidade produzida acumulada de 5.000 GW. Isso implica uma taxa de aprendizado de preço muito conservadora de 10,3% até que essa capacidade acumulada seja alcançada. A análise da Figura 15 mostra que, no

cenário pessimista 1, esse é o caso apenas em 2050 – assim, nesse cenário, as taxas históricas de aprendizado não são, de longe, atingidas novamente. Mesmo no cenário de inovação, essa suposição conservadora resulta em uma taxa de aprendizado reduzida de 10,3% nos próximos 15 anos.

A combinação dessas suposições de desenvolvimento futuro da curva de experiência com os cenários de desenvolvimento do mercado descritos na Seção 3.4 leva a preços futuros de módulos entre 140 e 350 EUR/kWp em 2050. A Tabela 3 lista os resultados dessa análise em detalhes.

Custo dos módulos fotovoltaicos em 2050 em diferentes cenários (preço para o investidor) — Tabela 3

Taxa de aprendizado	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
19%*	35,7 ct_{EUR}/Wp	30,4 ct_{EUR}/Wp	25,7 ct_{EUR}/Wp	20,9 ct_{EUR}/Wp
20,9%**	31,5 ct_{EUR}/Wp	26,4 ct_{EUR}/Wp	21,9 ct_{EUR}/Wp	17,5 ct_{EUR}/Wp
23%***	27,3 ct_{EUR}/Wp	22,3 ct_{EUR}/Wp	18,1 ct_{EUR}/Wp	14,0 ct_{EUR}/Wp

Cálculos próprios

Extrapolação da curva de experiência para módulos fotovoltaicos — Figura 21

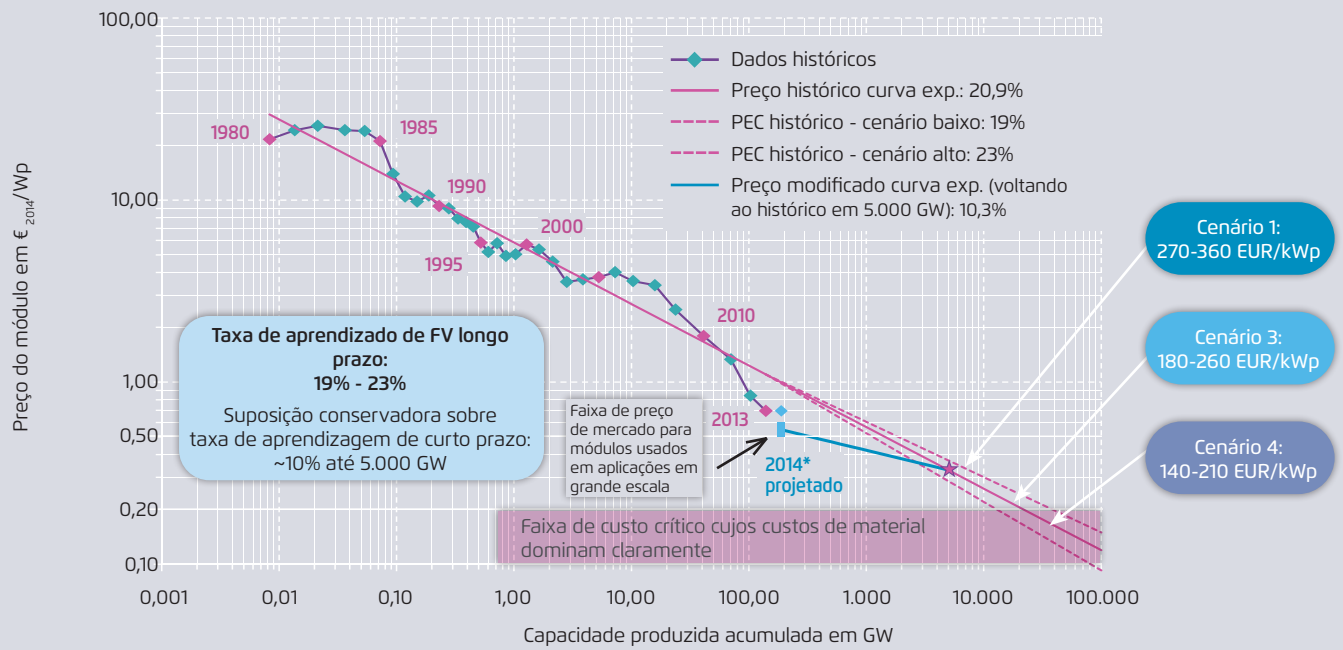


Ilustração própria

4.3 Cenários para a eficiência futura dos módulos

Aumentar a eficiência de um dispositivo fotovoltaico é o objetivo de muitos esforços de pesquisa e desenvolvimento. Uma maior eficiência produz a mesma quantidade de energia elétrica em uma área menor, ou seja, menos material é necessário. Isso abre um caminho para reduzir custos e permite oportunidades de negócios. A Figura 22 ilustra o progresso nos históricos de eficiência de células solares de diferentes materiais em laboratório nas últimas décadas.

A chave para a alta eficiência é que um dispositivo fotovoltaico transforme tanta energia dos fótons no espectro solar quanto possível em energia elétrica. A parte do espectro que pode ser usada por uma célula solar convencional de junção única é determinada pela banda proibida (ou *gap* de energia) de seu material semicondutor. Fótons com energias abaixo da banda proibida não são absorvidos e, portanto, são sempre perdidos. Fótons com energia mais alta que a banda proibida são tipicamente bem absorvidos, mas o excesso de energia além da banda proibida é perdido por processos de termalização. Essas limitações determinam uma eficiência teórica máxima para células solares de junção única sob o espectro padrão AM1,5g sem concentração de luz de 33% [18]. A abordagem de equilíbrio detalhada subjacente, que foi desenvolvida por Shockley e Queisser já em 1961 [19], assume uma célula solar idealizada composta de material semicondutor direto perfeito em particular com a banda ótima (1,34 eV). Semicondutores como silício e GaAs estão próximos a essa banda ótima, e valores recordes de eficiência de 25,6% e 28,8% já foram alcançados em laboratório. No entanto, como o silício é um semicondutor indireto, o limite de eficiência teórica é significativamente menor devido a perdas inevitáveis de recombinação. Isso leva a um limite teórico de células solares de silício cristalino de 29,4% sob AM1,5g [20]. Devido a várias limitações práticas, por exemplo, recombinação nos contatos, os valores teóricos nunca serão alcançados (ver discussão em [21]). Para as células solares de silício cristalino em laboratório, supõe-se que 28% de limite de eficiência teórica pode ser alcançado. O limite de células industriais é visto em 26% [22]. Perdas inevitáveis no módulo causam uma redução adicional, levando a um limite de módulo industrial de 25%.

Desenvolvimento histórico de eficiências de células solares: altos resultados em laboratório — Figura 22

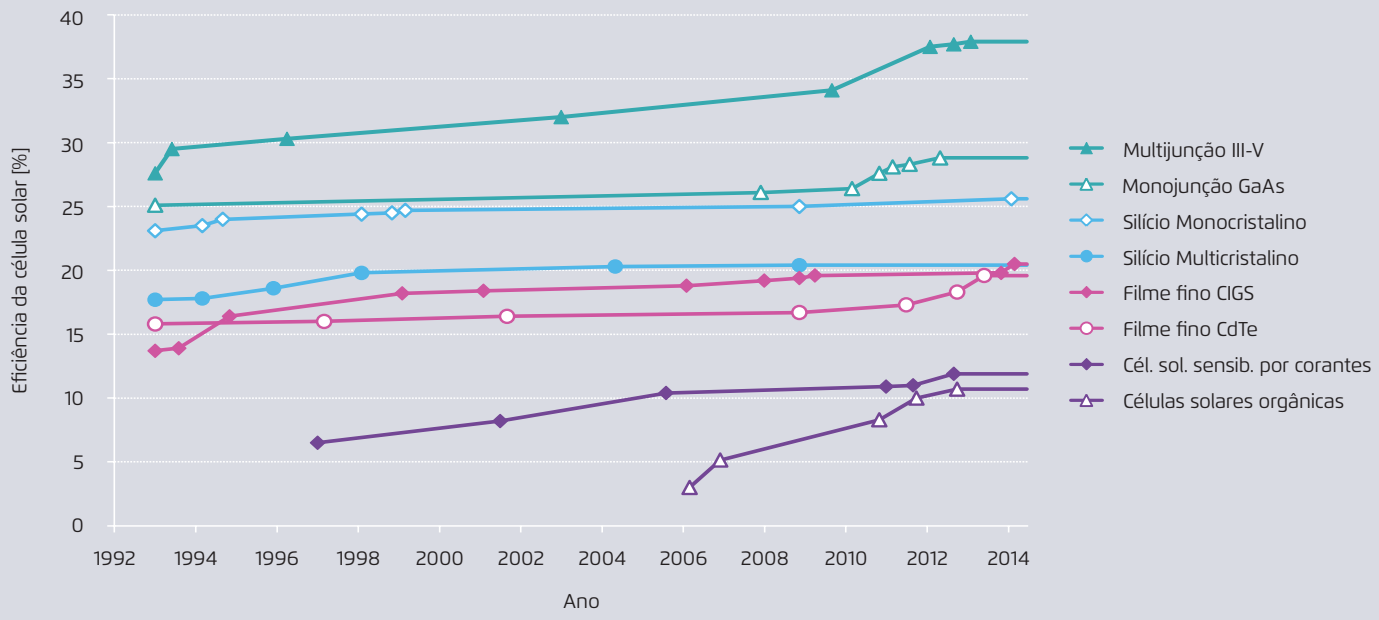


Ilustração própria baseada em [16][17]

Pode-se supor que esses módulos de ponta estarão disponíveis em 2050. No entanto, um padrão industrial de 24% é assumido para 2050.

Deve-se notar que os módulos de placa plana feitos de células solares de monojunção de GaAs recentemente atingiram uma eficiência de 24,1% [17]. Esforços estão em curso para comercializar tais módulos, por exemplo [23]. Embora esta seja uma rota promissora para módulos de placa plana de alta eficiência, ainda não está claro quando e se a competitividade de custo com módulos de placa plana feitos de silício cristalino será alcançada.

Um caminho efetivo e prático para células solares de alta eficiência é a abordagem multijunção. A ideia é empilhar várias células solares de diferentes materiais semicondutores com bandas proibidas crescentes em cima umas das outras, a fim de (i) explorar uma parte maior do espectro solar e (ii) reduzir as perdas por termofixação. Assim, cada subcélula converte uma parte específica do espectro solar, o que leva a limites de eficiência teórica de 46% para junções duplas e 52% para células solares de junção tripla sob AM1,5g sem concentração, novamente com base na abordagem de Shockley e Queisser [24]. A definição de uma arquitetura de célula solar multijunção é realizada em três etapas. Primeiro, uma combinação de bandas ótima é determinada, por exemplo, com base em cálculos teóricos. Em segundo lugar, materiais adequados são escolhidos. E finalmente a arquitetura precisa ser realizada. Embora as duas primeiras etapas sejam relativamente fáceis, a realização de tal dispositivo pode ser tecnicamente desafiadora. Células solares de junção múltipla feitas de semicondutores III-V tornaram-se padrão em aplicações espaciais, bem como em sistemas de concentradores fotovoltaicos (concentrator photovoltaics – CPV) terrestres, por exemplo [24]. Rotas diferentes estão atualmente sendo investigadas para a obtenção de módulos de placas planas com custos competitivos e células solares multijunções. Uma rota promissora é a realização de células solares de junção dupla baseadas em silício com uma célula inferior de silício e um material de banda proibida mais alta em cima. Possíveis candidatos são os semicondutores III-V, Perovskita ou pontos quânticos de silício. Essas abordagens podem alcançar eficiências práticas de até 35%. Para eficiências práticas ainda mais altas, significativamente acima de 35%, são necessárias

Visão geral dos cenários de eficiência do módulo de placa plana — Figura 23

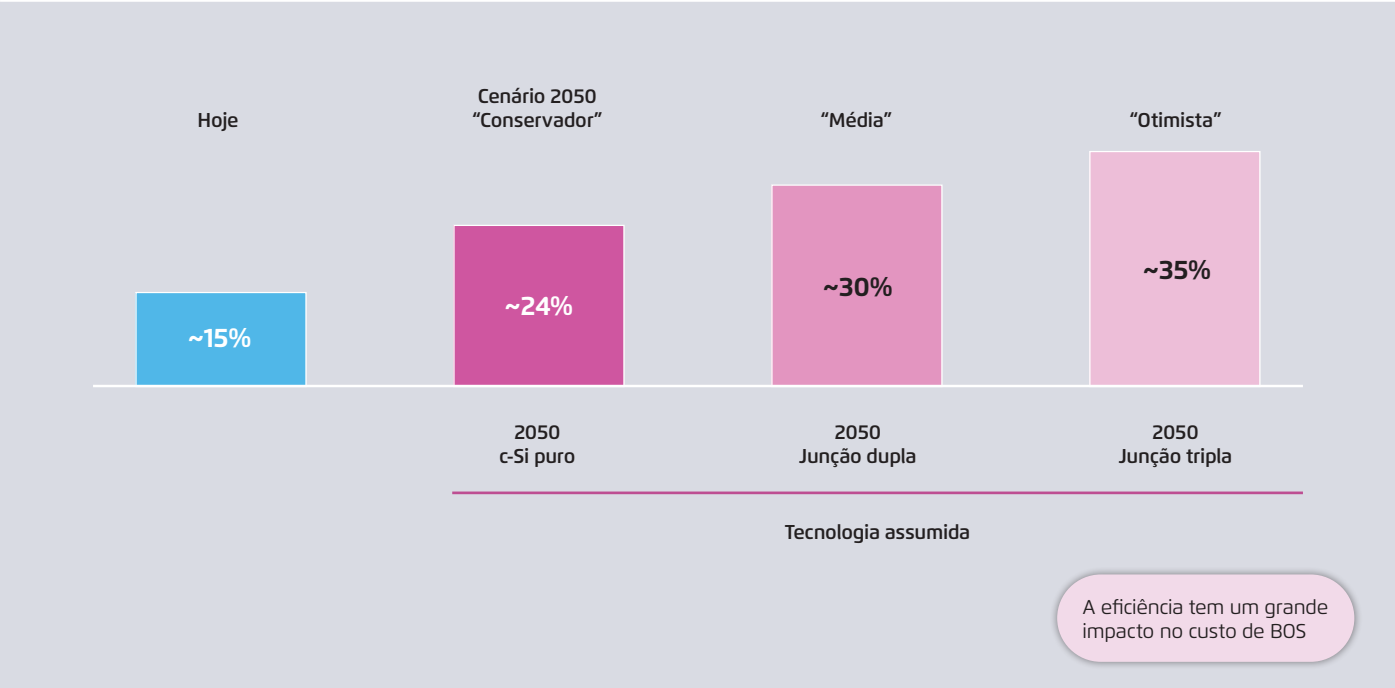


Ilustração própria

células solares de junção tripla. A viabilidade técnica de várias das abordagens avançadas já foi mostrada em laboratório. No entanto, pesquisas intensivas ainda são necessárias para aproximar essas tecnologias da comercialização.

Para levar em consideração a incerteza no desenvolvimento futuro de tecnologia e mercado, diferentes cenários de futura eficiência de módulos (placa plana sem tecnologia de concentração) são usados para análise adicional neste estudo, resumidos na Figura 23. Essas eficiências do módulo determinam o tamanho físico da superfície da usina fotovoltaica necessário para gerar uma certa produção de eletricidade e, portanto, ter um impacto significativo no equilíbrio do custo do sistema (ver Seção 5.1).

4.4 Curva de aprendizado de inversores fotovoltaicos

Foram alcançados progressos impressionantes nas últimas décadas, não só no nível dos módulos/células da energia fotovoltaica, mas também na tecnologia do inversor: os custos diminuíram de mais de 1 EUR/Wp em 1990 para quase 0,10 EUR/Wp em 2014; a eficiência e a densidade de potência aumentaram significativamente. Os principais impulsionadores desse desenvolvimento foram os semicondutores de eletricidade aprimorados e as novas topologias de circuito. Ao mesmo tempo, os inversores tornaram-se "mais inteligentes", oferecendo interfaces avançadas de monitoramento e comunicação que ajudam a melhorar a disponibilidade e o desempenho das instalações fotovoltaicas. Além disso, as novas gerações de inversores podem ajudar a estabilizar a rede elétrica, fornecendo energia reativa e apresentando LVRT (Low-Voltage Ride Through) durante erros de rede.

A Figura 24 mostra como o tamanho e o peso dos inversores melhoraram nas últimas décadas. Novos semicondutores elétricos baseados na tecnologia de carboneto de silício, maiores frequências de comutação e níveis mais altos de voltagem em inversores de grande escala são soluções promissoras para melhorias em inversores fotovoltaicos.

Ilustração do progresso na tecnologia de inversor FV — Figura 24

Imagens: SMA

Tal qual para os módulos FV, escolhemos a abordagem de uma curva de aprendizado para estimar a redução futura de custos de inversores fotovoltaicos. A Figura 25 mostra a extrapolação da curva de aprendizado histórica que é baseada nos dados fornecidos pela SMA, com uma taxa de aprendizado de 18,9%. Os dados de preços históricos só estão disponíveis para inversores com potência nominal inferior a 20 kW, que têm custos específicos mais elevados do que os inversores de grande escala com várias centenas de quilowatts de potência. Para projetar os preços dos inversores de grande escala, deslocamos a curva de aprendizado histórico de acordo com os preços dos inversores >500 kW reportados para 2013, que estão na faixa de 100 a 120 EUR/kW, assumindo a mesmo taxa de aprendizado de 18,9%. Dependendo do cenário do mercado fotovoltaico, nossas suposições resultam em preços de inversores de 21 a 42 EUR/kW em 2050. A Tabela 4 lista o custo resultante dos inversores FV nos quatro cenários de mercado considerados em detalhes.

Custo para inversores FV em 2050 em diferentes cenários — Tabela 4

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Mín.	3,5 ct_{EUR}/Wp	3,0 ct_{EUR}/Wp	2,6 ct_{EUR}/Wp	2,1 ct_{EUR}/Wp
Máx.	4,2 ct_{EUR}/Wp	3,6 ct_{EUR}/Wp	3,1 ct_{EUR}/Wp	2,5 ct_{EUR}/Wp

Extrapolação da curva de experiência dos inversores fotovoltaicos — Figura 25

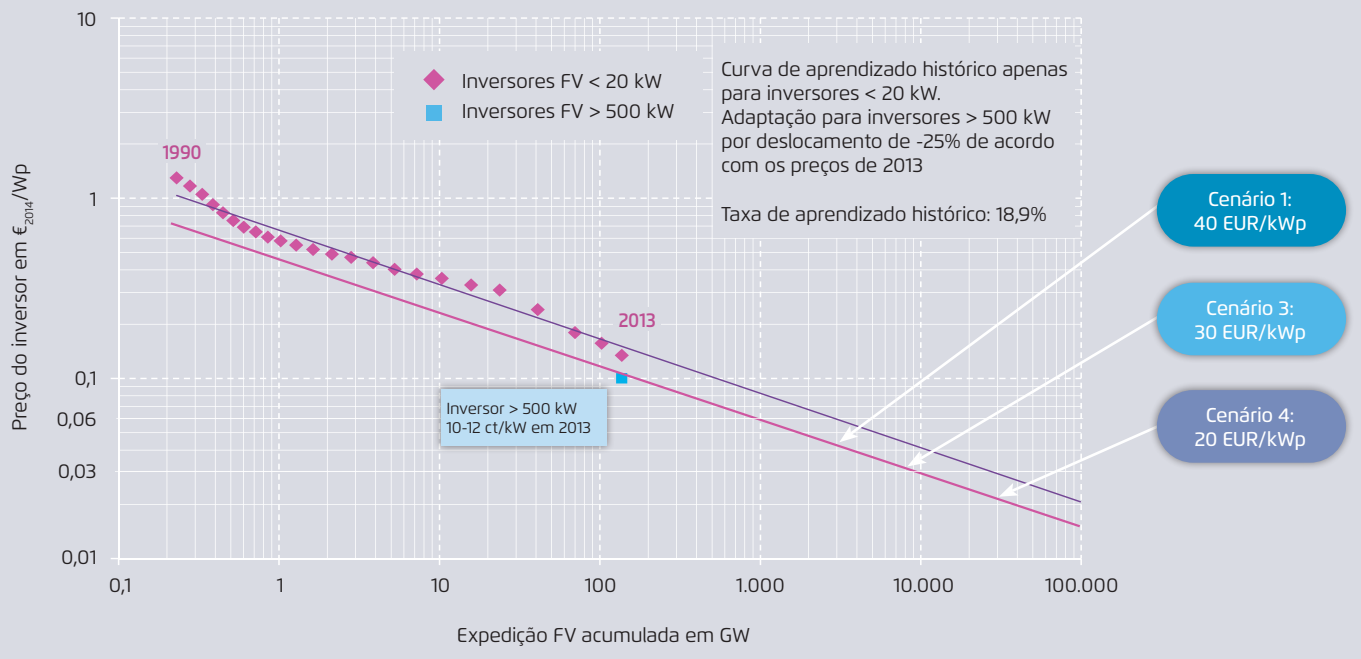


Ilustração própria

5 Projeção de custo para outros componentes dos sistemas (BOS)

5.1 Metodologia explicada: estimando custos futuros de BOS

Para projetar os preços dos módulos fotovoltaicos e inversores, utilizamos uma abordagem de curva de experiência. Como não há dados de preços históricos a longo prazo disponíveis para os componentes de balanço do sistema (balance of system – BOS) e, ao contrário dos módulos e inversores, os custos não tecnológicos, como planejamento, licenciamento e infraestrutura local, estão incluídos, essa abordagem parece menos adequada para projetar custos futuros de BOS. Portanto, aplicamos uma análise detalhada baseada em componentes para desenvolver cenários para custos futuros de BOS.

Para desenvolver um conjunto apropriado de cenários, os principais determinantes da redução de custos foram discutidos para cada um dos diferentes componentes do BOS. Encontramos a eficiência do módulo, o aumento da tensão de corrente contínua (CC) e o tamanho do sistema como principais determinantes, entre outros específicos aos componentes. A tabela na Figura 26 resume os componentes do BOS e os principais determinantes pelos quais eles são influenciados.

A eficiência do módulo foi identificada como o fator único mais influente no custo do BOS. A Figura 27 ilustra o efeito do aumento da eficiência do módulo. Hoje, a área de uma usina de eletricidade fotovoltaica com 1 MW de potência e módulos com 15% de eficiência é comparável ao tamanho de dois campos de futebol. Ao dobrar a eficiência do módulo, a superfície diminuiria para 50%, o que equivale a um campo de futebol em nosso exemplo de usina de 1 MW. Consequentemente, todos os custos relacionados à área, como a instalação ou a estrutura de fixação na usina, seriam significativamente menores. Assumindo que exatamente a mesma configuração é escolhida tanto para uma usina de eletricidade fotovoltaica de 2 MW com módulos de 30% de eficiência como para uma usina de eletricidade fotovoltaica de 1 MW com módulos com eficiência de 15%, o custo específico da área seria exatamente 50% menor no caso

Impacto dos principais determinantes de componentes de BOS — Figura 26

Componente de custo de BOS	Principais determinantes para redução de custos			
	Eficiência do módulo	Tamanho do sistema	Aumento de tensão CC	Outro
Instalação	X			X
Estrutura de montagem	X			X
Cabeamento CC	(X)		X	X
Conexão com a rede		X		
Infraestrutura	(X)			
Planejamento e documentação	(X)	X		
Transformador			X	

Ilustração própria

dos módulos de maior eficiência: custo para instalação, estrutura de fixação, delimitação e obras de estradas seriam idênticos entre as duas usinas, ainda que uma tenha uma potência de 2 MW e a outra uma potência de 1 MW.

Com base na análise inicial e nas discussões nos *workshops*, uma abordagem sistemática foi desenvolvida para estimar e calcular cenários de custos futuros do BOS. Essa abordagem segue um conjunto de três questões, separando os diferentes efeitos que conduzem à redução nos custos do BOS e permitindo uma discussão separada sobre cada questão específica.

A partir dos custos típicos do BOS hoje, é necessária uma estimativa superior e inferior da redução de custos a longo prazo em cada componente dos custos do BOS, supondo que a eficiência do módulo permaneça inalterada. No caso do custo de instalação (exemplo mostrado na Figura 28), as discussões dos especialistas resultaram em uma estimativa de aproximadamente 50 EUR/kWp hoje e um potencial de redução de custos de apenas 10% até 2050, no pior dos casos, e de 40%, no melhor.

Uma estimativa separada é então feita em relação ao efeito que uma duplicação da eficiência do módulo tem sobre cada um dos componentes do custo do BOS. No caso da instalação, o efeito da duplicação é direto, já que o mesmo tamanho de módulo instalado produziria simplesmente o dobro da energia. Em uma etapa final, o intervalo resultante do custo por componente é calculado para cada um dos três cenários de eficiência do módulo. A análise detalhada para os diferentes componentes do BOS é descrita na Seção 5.3.

Um segundo determinante relevante identificado na análise anterior (Figura 26) é o tamanho do sistema. Na análise posterior do custo do BOS, concluímos que, a longo prazo, o tamanho médio dos sistemas fotovoltaicos montados no solo aumentará de aproximadamente 1 MW para aproximadamente 10 MW. Contra o pano de fundo das discussões atuais de projetos de "megaescala" em países como a Índia, isso parece ser um tamanho pequeno para sistemas montados no solo, mas foi usado como uma suposição conservadora em tamanhos de sistemas futuros, por exemplo, na Alemanha.

Ilustração da área total necessária para uma usina de energia fotovoltaica de 1 MW. A eficiência do módulo tem um grande impacto na área de superfície e, portanto, no custo do BOS — Figura 27

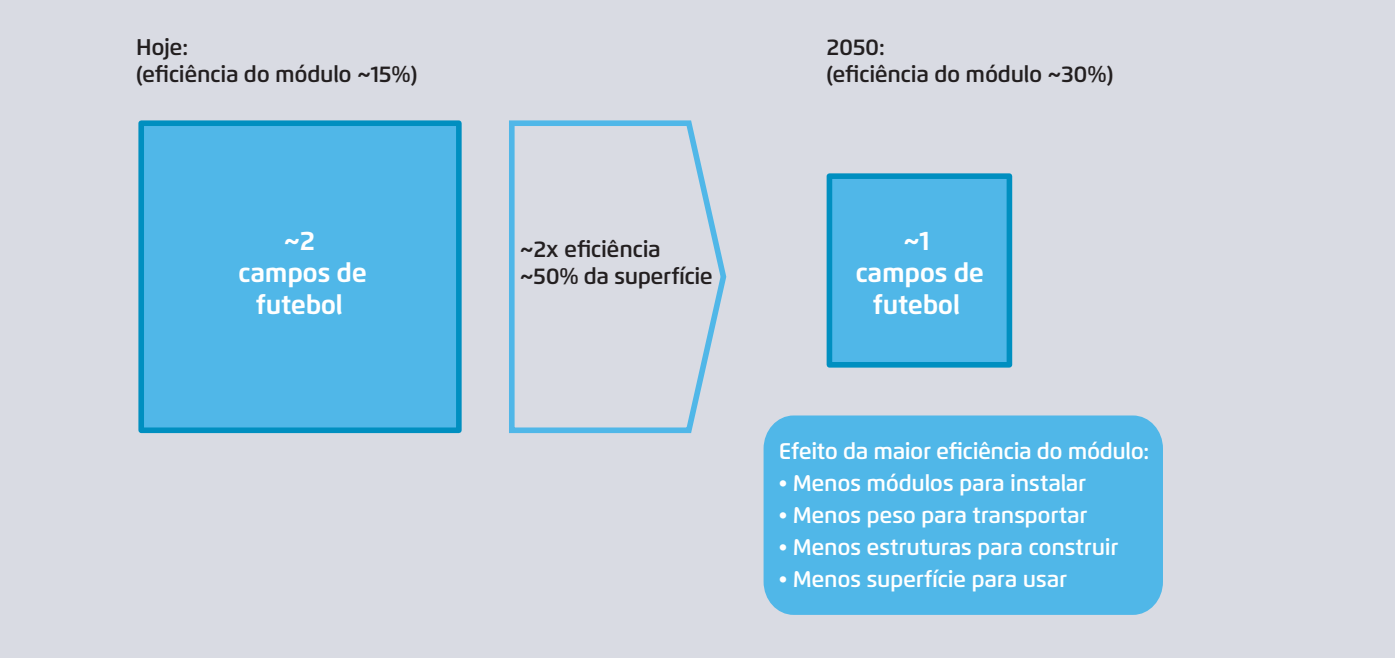


Ilustração própria

* Campo de futebol (FIFA) = 7.140 m²

Exemplo de abordagem para estimar o futuro saldo do custo do sistema para cada componente — Figura 28

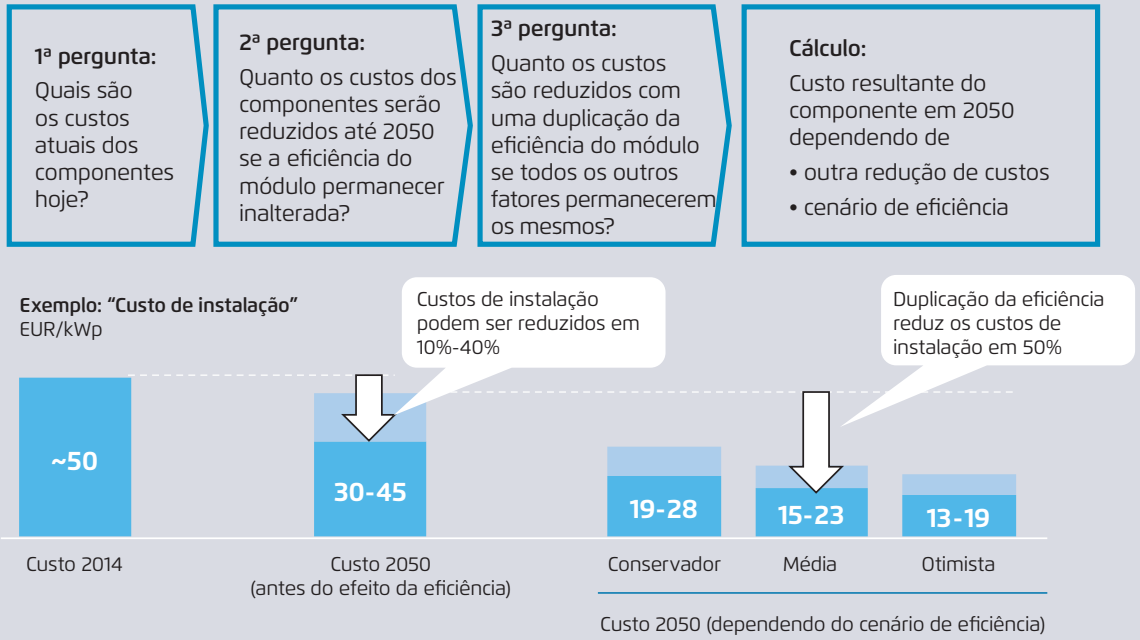


Ilustração própria

5.2 Visão geral do custo atual de balanço do sistema

Para a projeção do custo futuro, é necessário avaliar primeiro o custo atual de um sistema fotovoltaico. Escolhemos um intervalo de custo típico para um sistema fotovoltaico montado no solo com o tamanho de aproximadamente 1 MW na Alemanha (representando um mercado maduro) como ponto de partida. Nesse contexto, o custo é entendido como o custo para um investidor, portanto, há uma margem para o operador de sistema incluída no custo de cada componente do sistema. Com base em análises próprias e discussões nos *workshops*, uma faixa de custo representativa é de 935 a 1.055 EUR/kWp, com um custo médio do sistema de aproximadamente 1.000 EUR/kWp. Tem sido enfatizado por vários especialistas que os sistemas de ponta e de grande escala podem alcançar preços de sistema significativamente mais baixos hoje, tanto na Alemanha como em vários mercados fotovoltaicos em desenvolvimento em todo o mundo. No entanto, a faixa de custo sugerida foi geralmente apoiada como uma estimativa conservadora de uma faixa de custo representativa na Alemanha em 2013/2014.

A Figura 29 mostra os componentes de custo de um sistema fotovoltaico típico montado em solo. Hoje, o módulo tem a maior parcela dos custos do sistema, de cerca de 55%. A participação do inversor é de cerca de 11% e o BOS tem a segunda maior participação, de 34%.

Esses custos de BOS podem ser divididos em componentes principais, conforme mostrado na Figura 30.
Os dois maiores componentes de custo são montados com aproximadamente 75 EUR/kWp e ligação à rede com cerca de 60 EUR/kWp. A instalação e o cabeamento de CC custam, cada um, cerca de 50 EUR/kWp e a infraestrutura em torno de 40 EUR/kWp.

Os demais componentes de custo de BOS são o transformador, *switchgear* e o planejamento e a documentação, com um custo conjunto de aproximadamente 60 EUR/kWp.

Visão geral do atual custo total do sistema para sistemas fotovoltaicos montados no solo (exemplo da Alemanha) Figura 29

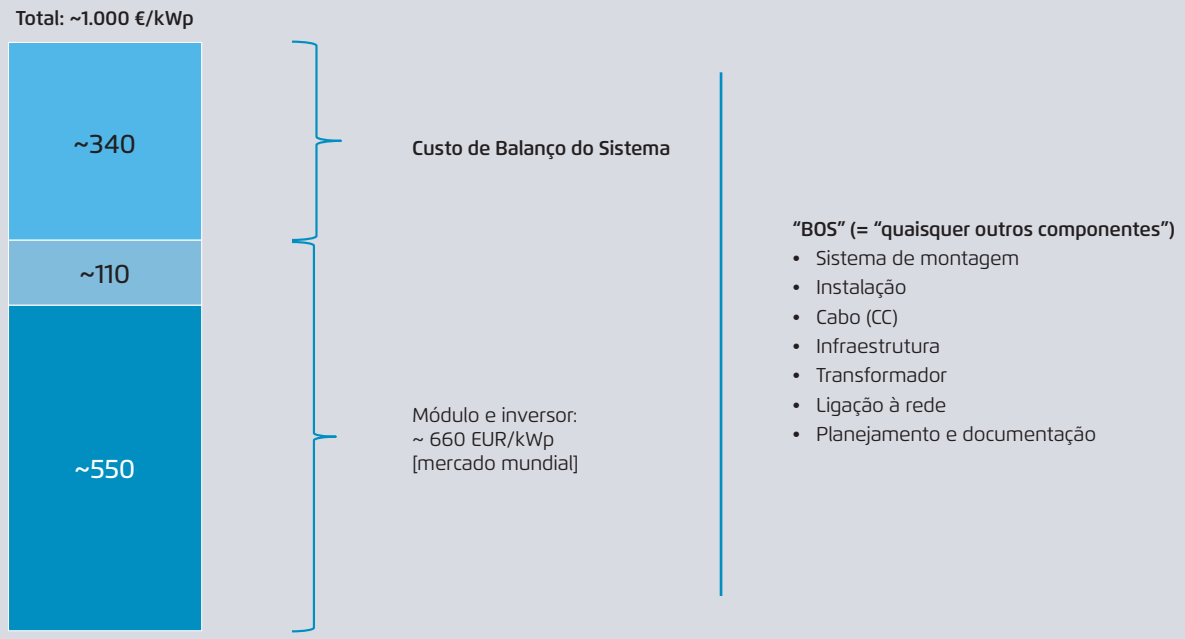


Ilustração própria

* "Custo": preços pagos pelo integrador de sistemas; o preço pago pelos investidores pode ser maior; custo em países com mercados menos competitivos para FV pode ser maior

Visão geral do custo de balanço do sistema para sistemas fotovoltaicos montados no solo (exemplo da Alemanha) Figura 30

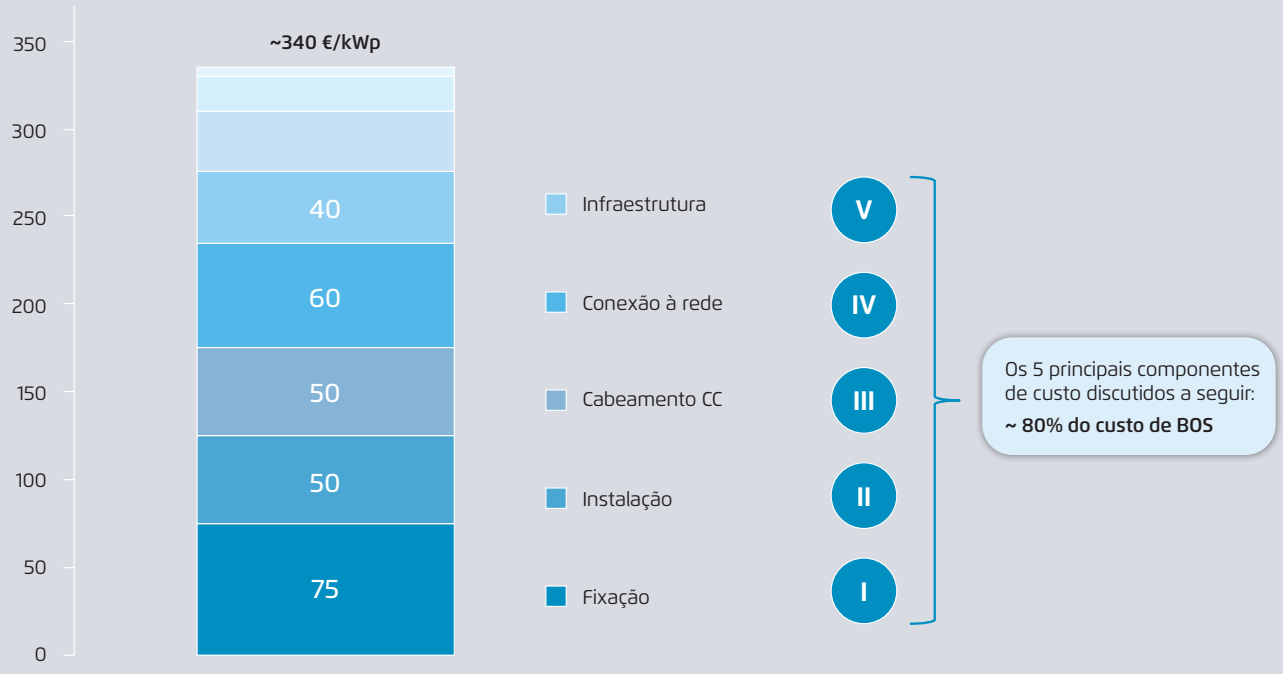


Ilustração própria

5.3 Análise detalhada dos potenciais de redução de custo de BOS

Como mostrado na última seção, a fixação, instalação, cabeamento de CC, conexão à rede e quantidade de infraestrutura somam quase 80% do custo de BOS. A redução de custo desses cinco componentes é descrita em detalhes a seguir. Os componentes de planejamento e documentação, transformador e *switchgear* são resumidos em um parágrafo no final desta seção. Os possíveis desenvolvimentos de custos futuros dos componentes apresentados a seguir foram discutidos, com base na análise inicial, nos *workshops* e em entrevistas com vários desenvolvedores de projetos e provedores de serviços, ainda que sujeitos a variações e incertezas significativas.

I Estrutura de fixação

A estrutura de fixação aqui considerada inclui as estruturas físicas que são usadas para manter os módulos fotovoltaicos em uma posição definida durante a vida útil da usina fotovoltaica, mas não o custo de instalação dessas estruturas. Os custos típicos hoje são em torno de 75 EUR/kWp.

Supõe-se que até 2050 a redução de custo não impulsionada pela eficiência do módulo será de apenas 20% no pior dos casos e até 50% no melhor dos casos. Essas suposições sobre a redução de custos baseiam-se no entendimento de que o custo da matéria-prima continuará a compor uma parte significativa do custo, enquanto a introdução de novos materiais é possível (suposição de melhor caso), mas incerta (suposição de pior caso). Existe um potencial óbvio de redução de custos em futuros efeitos de padronização e escala, alcançados pelo aumento dos mercados globais e maiores usinas fotovoltaicas. No caso de FV orientada para Leste-Oeste, é possível um custo menor (por kWp instalado) do que no caso de uma usina de eletricidade orientada para o Sul.

O impacto de uma duplicação da eficiência do módulo no custo da estrutura de fixação é uma redução de 50%, pois uma maior potência por módulo reduz proporcionalmente o custo relativo da estrutura de fixação. Assim, o "impacto do fator de eficiência" é estimado em 100%.

Cenário de redução de custos da estrutura de fixação — Figura 31

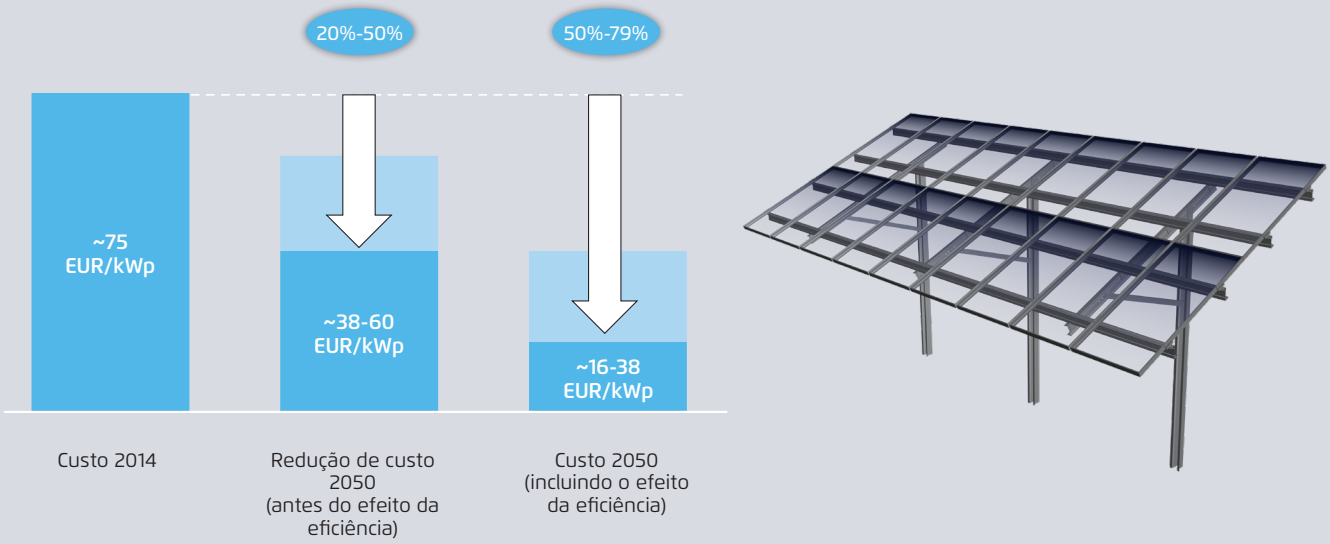


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas, imagem: Schletter

Os custos resultantes para as estruturas de fixação em 2050 são calculados entre 16 e 38 EUR/kWp (Figura 31), com os 16 EUR/kWp resultantes da combinação do melhor desenvolvimento de custos com o cenário "otimista" de eficiência de módulo (incluindo um aumento de eficiência do módulo entre 15% e 35% em 2050).

II Instalação de sistemas FV montados no solo

Os custos de instalação incluem a montagem da estrutura de fixação, a instalação dos módulos na estrutura de fixação, bem como o trabalho necessário para conectar os módulos aos inversores. Os custos típicos hoje são em torno de 50 EUR/kWp, compostos, em grande parte, pelo custo do trabalho, para o qual, no futuro, pode-se esperar um aumento da produtividade e, ao mesmo tempo, um aumento proporcional dos salários reais. A automação da instalação parece possível no futuro, mas permanece altamente incerta. Os únicos vetores de redução de custos amplamente reconhecidos como certos eram o efeito de maior padronização e aumento do tamanho da usina fotovoltaica individual. Assim, para o pior caso, uma redução de custo de apenas 10% foi assumida e, no melhor dos casos, de 40%. Tem sido apontado por especialistas da indústria que existem diferenças significativas nos custos de instalação em todo o mundo, com projetos de grande escala em países em desenvolvimento hoje atingindo custos específicos significativamente menores do que os assumidos aqui.

Similar à estrutura de fixação, um aumento de potência por módulo reduz o custo relativo do processo de instalação proporcionalmente, assim, um fator de impacto de eficiência de 100% é assumido.

O custo de instalação resultante em 2050 é calculado para variar de 13 a 28 EUR/kWp (Figura 32), com 13 EUR/kWp resultante da combinação do melhor desenvolvimento de custos com o cenário "otimista" de eficiência do módulo, e 18 EUR/kWp resultante da combinação do desenvolvimento do custo do pior caso com o cenário "conservador" de eficiência do modelo.

Cenário de redução de custos da instalação — Figura 32

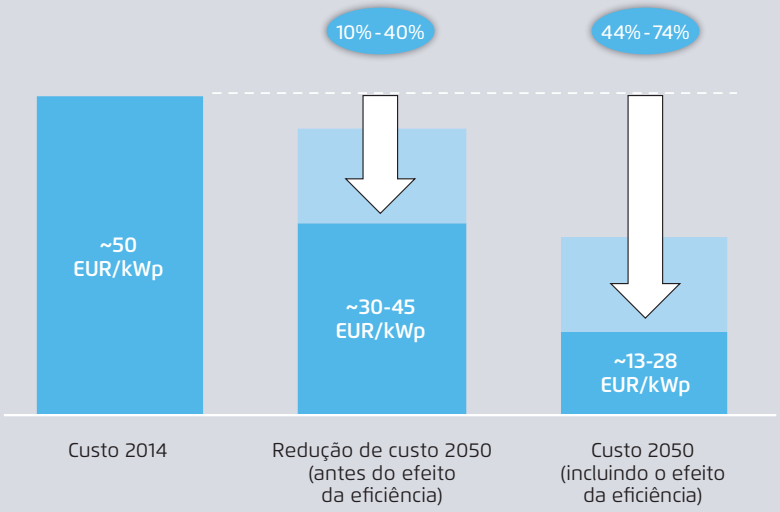


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas, imagem: Schletter

III Cabeamento de corrente contínua de sistemas fotovoltaicos montados no solo

O cabeamento de corrente contínua (CC) inclui todos os cabos usados entre os módulos e o inversor CC, bem como as caixas do combinador fotovoltaico para os conjuntos de módulos. Uma grande parte do custo é composta pelo custo da matéria-prima (cobre para cabos solares e alumínio para cabos de coleta) para o qual é possível um aumento futuro no preço. O uso futuro de alumínio em vez de cobre para cabeamento solar (entre os módulos e as caixas do combinador) foi discutido no *workshop*, mas parece altamente incerto, já que o alumínio é mais frágil que o cobre, tornando o manuseio de cabos solares finos (seção transversal de 4 - 8 mm^2) muito difícil. Os cabos entre as caixas do combinador e os inversores centrais (seções transversais de 120 - 240 mm^2) já são feitos de alumínio hoje. Uma redução significativa nos custos considerada provável no futuro é impulsionada por um aumento da tensão de CC, reduzindo a seção transversal do cabo para transportar a mesma quantidade de eletricidade. Os custos de isolamento mais espesso para uma tensão mais alta são supercompensados pela economia de cobre ou alumínio. Outras reduções de custos são esperadas devido à padronização e escala. No pior dos casos, estima-se uma redução de custo de 10%, e, no melhor dos casos, 30%.

O impacto da eficiência do módulo é menos direto do que no caso de estruturas de fixação e instalação, pois uma maior saída por módulo reduz o comprimento dos cabos solares necessários, mas não a quantidade de energia que precisa ser transportada através do cabo e de caixas do combinador. Para explicar isso, um fator de impacto de eficiência de 75% é assumido.

O custo resultante do cabeamento CC em 2050 é calculado para variar de 20 a 32 EUR/kWp (Figura 33), com 20 EUR/kWp resultantes da combinação do melhor desenvolvimento de custos com o cenário "otimista" de eficiência do módulo e 32 EUR/kWp resultantes da combinação do desenvolvimento do custo do pior caso com o cenário "conservador" de eficiência do módulo.

Cenário de redução de custos do cabeamento CC — Figura 33

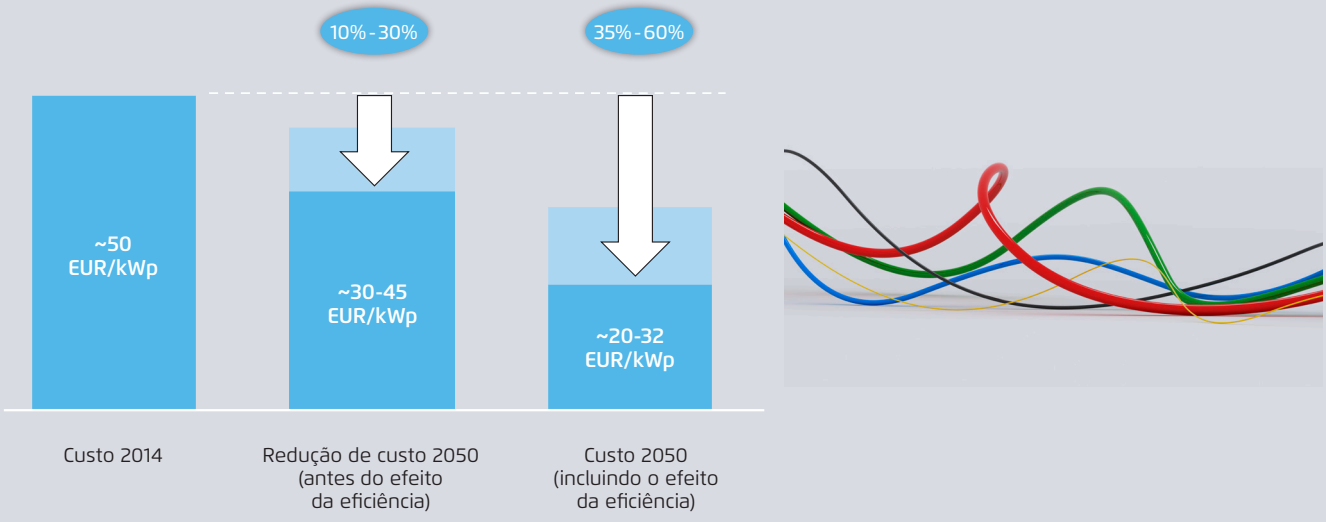


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas, imagem: iStock/adempercem

IV Conexão à rede de sistemas fotovoltaicos montados no solo

A conexão à rede inclui todos os custos para conectar os inversores centrais ao ponto de acesso da rede de distribuição, incluindo cabeamento e obras de infraestrutura necessárias, mas excluindo transformadores e *switchgears*.

Este componente de custo parece ser o componente mais específico da localização, dependendo da proximidade do ponto de conexão da rede, que pode variar de várias centenas de metros a vários quilômetros, bem como do esforço necessário para estabelecer infraestrutura, incluindo estrutura do solo e possíveis infraestruturas conflitantes, como estradas. Além das obras de infraestrutura, a matéria-prima (cobre/ferro) é o principal fator de custo, para o qual até mesmo um aumento no custo é possível no futuro. Todavia, o aumento esperado no tamanho da usina e o tamanho específico reduzido das usinas oferecem um potencial significativo de redução de custos, pois o trabalho de infraestrutura para atingir a rede de distribuição permanece o mesmo e apenas um cabo de tamanho maior é necessário (com um cabo de capacidade de transmissão dez vezes maior exigindo muito menos de dez vezes a matéria-prima).

A redução futura de custos é, portanto, considerada entre 50%, no pior caso, e 60%, no melhor dos casos.

A eficiência do módulo não tem nenhum impacto direto no custo da conexão à rede; o fator de impacto de eficiência é considerado 0%.

O custo resultante da conexão à rede em 2050 varia de 24 a 36 EUR/kWp (Figura 34), resultante apenas das suposições de custo no pior e melhor caso e sem influência dos cenários de eficiência do módulo.

Cenário de redução de custos da conexão à rede — Figura 34

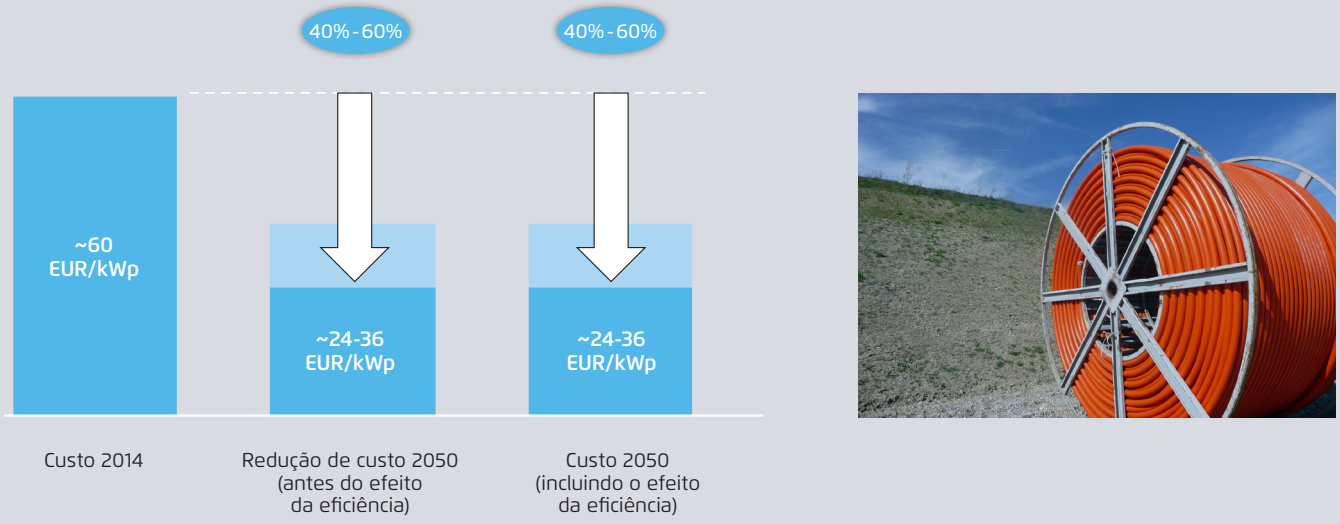


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas, imagem: Fotolia/Zauberhut

V Infraestrutura de sistemas fotovoltaicos montados no solo

A infraestrutura inclui todos os custos iniciais para preparar a infraestrutura física da usina fotovoltaica, incluindo delimitação, terraplanagem etc. e excluindo os componentes de custo já mencionados. Este componente de custo é em grande parte composto por custos de mão de obra e é muito específico de cada local. Espera-se um potencial de redução de custos a longo prazo devido a uma crescente padronização e modularização de projetos de usinas fotovoltaicas em uma indústria que está amadurecendo globalmente e devido ao aumento do tamanho das usinas. No pior dos casos, uma redução de custo de apenas 10% é estimada e, no melhor dos casos, de 30%.

Em caso de duplicação da eficiência do módulo, a mesma área para a qual a infraestrutura precisa ser preparada pode ser usada para o dobro da produção de energia. Diferentemente do custo relacionado às estruturas de fixação e instalação dos módulos, os custos de infraestrutura incluem certos componentes relacionados a fazendas fotovoltaicas (como a manutenção de edifícios). Portanto, os custos nos diferentes cenários de eficiência dos módulos não são diretamente proporcionais à eficiência do módulo (ou seja, uma usina fotovoltaica de 10 MW pode exigir o dobro da superfície comparada a uma usina fotovoltaica de 10 MW de módulos de eficiência dupla, mas os custos não são duplos). O fator de impacto da eficiência é, portanto, estimado em 75%.

O custo resultante da infraestrutura em 2050 é calculado entre 16 e 26 EUR/kWp (Figura 35), com os 16 EUR/kWp resultantes da combinação do melhor desenvolvimento de custos com o cenário "otimista" de eficiência do módulo e 26 EUR/kWp resultantes da combinação do desenvolvimento do custo do pior caso com o cenário "conservador" de eficiência do módulo.

Cenário de redução de custo da infraestrutura — Figura 35

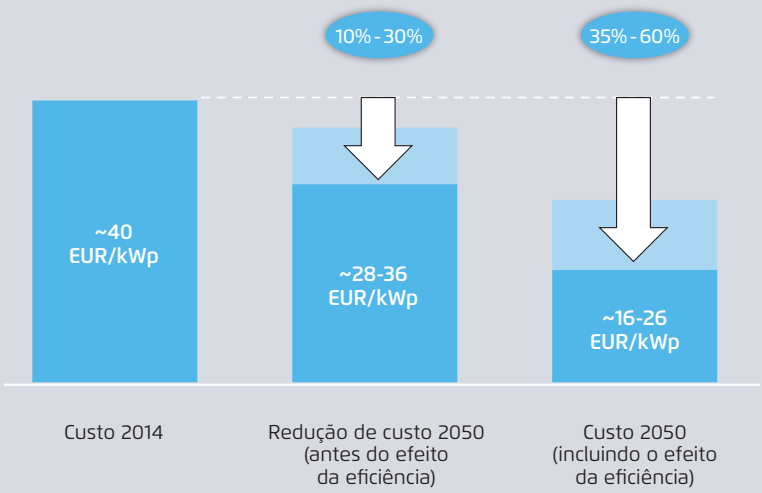


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas, imagem: Belectric

VI Outros componentes de custo de sistemas fotovoltaicos montados no solo

Nesta seção, são resumidos os componentes remanescentes do BOS em termos de planejamento, documentação, transformadores e *switchgears*.

Os custos de planejamento e documentação são de aproximadamente 35 EUR/kWp hoje e podem ser reduzidos no futuro pela padronização e modularização de fazendas FV (melhor caso: até 30%). No entanto, como inclui em grande parte o custo da mão de obra qualificada, a redução futura de custos pode ser tão baixa quanto 0% (pior caso). Considera-se que o fator de impacto da eficiência é de 75%, devido à grande influência dos parâmetros físicos e econômicos (incluindo licenças) em comparação com o projeto elétrico.

O aumento do tamanho da central fotovoltaica gerará reduções de custo para o transformador (hoje de cerca de 20 EUR/kWp) e em especial para o *switchgear* (hoje em torno de 5 EUR/kWp), para o qual atualmente, em muitos casos, sistemas significativamente superdimensionados são aplicados para usinas fotovoltaicas pequenas. Reduções de custo futuras podem ser esperadas principalmente devido a um aumento de tensão na usina, permitindo o uso de menos transformadores, porém, mais poderosos. Como um transformador com o dobro da potência custa menos de duas unidades menores, pode-se esperar uma redução significativa de custos. A redução de custos no transformador é, portanto, estimada de 20% a 40%, e para *switchgear*, de 0% a 50%. Como a eficiência do módulo não tem nenhum impacto nos transformadores e nos *switchgears*, o fator de impacto de eficiência é considerado 0%.

O total de outros custos de BOS somam aproximadamente 60 EUR/kWp hoje e estão calculados para variar entre 29 e 46 EUR/kWp em 2050 (Figura 36).

O Apêndice 9.5 resume todas as suposições sobre o custo de BOS, bem como os resultados na combinação de cenários.

Cenário de redução de custo de outros componentes de custo do BOS — Figura 36

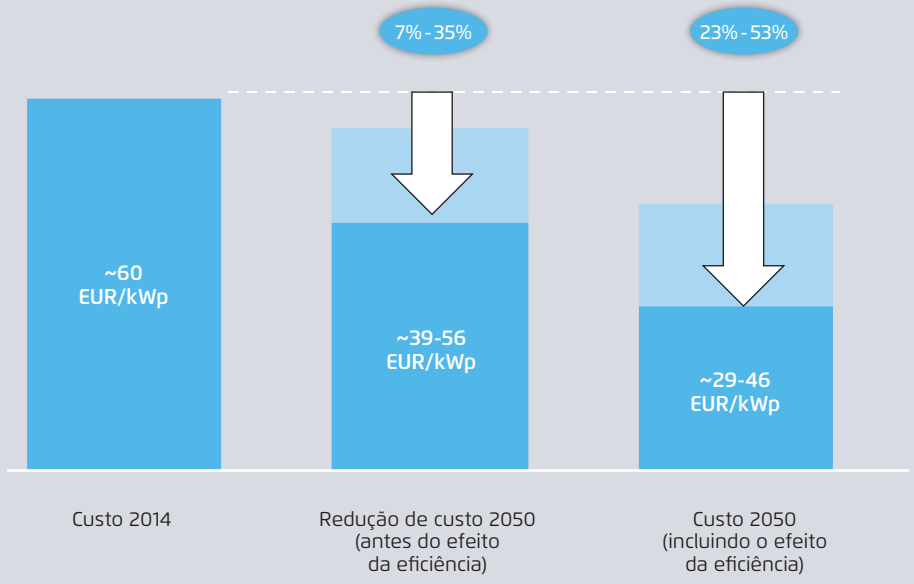


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas.

5.4 Resumo da projeção de custo do BOS

Após discutir o potencial de redução de custo de cada componente do BOS na última seção, agora combinamos todas as suposições para obter uma visão geral dos custos futuros de BOS. A Figura 37 mostra que os custos médios do BOS de 340 EUR/kWp em 2014 diminuíram em 39%, para 210 EUR/kWp, quando combinadas todas as piores hipóteses, e para 120 EUR/kWp ao combinar as melhores hipóteses, representando 65% de redução de custos. Um olhar mais atento aos vetores de redução de custos nos diferentes cenários (Apêndice 9.5) mostra que, nas suposições de pior caso, o impacto da crescente eficiência dos módulos domina as reduções de custos não relacionadas à eficiência. Na combinação de todas as hipóteses de melhor caso, o impacto do aumento da eficiência do módulo é aproximadamente igual ao de outras reduções de custo.

Resumo BOS: a combinação das suposições de piores e melhores casos resulta em uma faixa de custo de BOS em 2050 — Figura 37

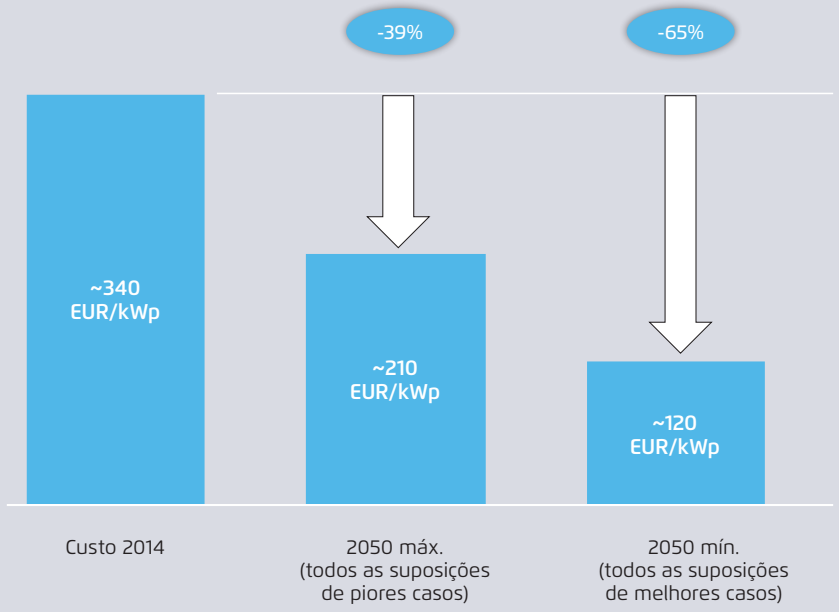


Ilustração própria, baseada em *workshops* de especialistas.

6 Projeção de custo do sistema e cálculo de LCOE

6.1 Preços futuros de sistemas FV em grande escala

As seções anteriores discutiram o futuro desenvolvimento de custo de cada componente de um sistema fotovoltaico montado no solo. A seguir, esses componentes são resumidos para descrever os cenários de preços futuros (Figura 38). Para o módulo e inversor, é aplicada a abordagem da curva de aprendizado, com base em diferentes cenários de mercado e nos preços anteriores da tecnologia. Para o BOS, é aplicada uma abordagem baseada em componentes, combinando hipóteses sobre o potencial mínimo e máximo de redução de custos por componente com cenários de eficiência do módulo para calcular os custos futuros do BOS. Uma diferenciação adicional da redução de custos do BOS dependendo dos cenários de mercado parece justificada, mas não foi considerada aqui devido às grandes incertezas envolvidas.

Para descrever a gama de resultados de diferentes cenários considerados nesta análise, combinamos todas as suposições que levam aos menores custos do sistema e, vice-versa, todas aquelas que levam aos mais altos custos do sistema. Para o cenário descrito, por exemplo, o limite superior do custo do sistema fotovoltaico de hoje é combinado com o cenário acentuado de FV, resultando nos menores custos de produção de módulos até 2050, a menor taxa de aprendizado de módulos (19%) e a mínima redução do custo dos componentes do BOS. Com essa abordagem, todas as combinações possíveis de desenvolvimento de parâmetros são cobertas. A Figura 39 mostra a abordagem e as suposições para a faixa superior e inferior da projeção de custo do sistema fotovoltaico em 2050.

A abordagem explicada acima, com as suposições das seções anteriores, resulta na evolução dos custos do sistema fotovoltaico até 2050 ilustrada na Figura 40. Pode-se

Visão geral das metodologias aplicadas para estimar o custo total dos sistemas em 2050 — Figura 38

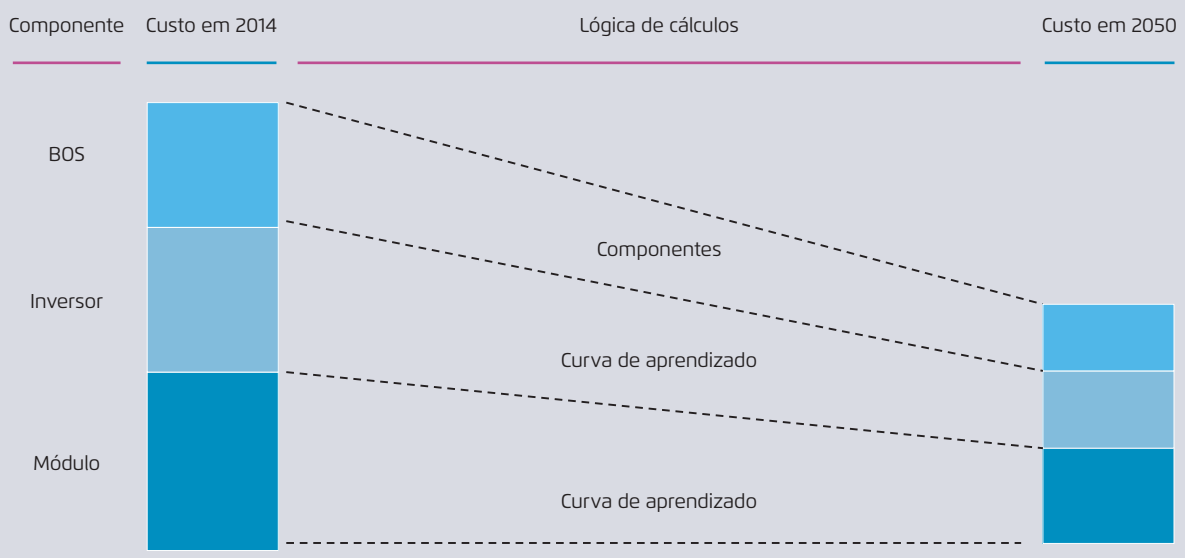


Ilustração própria

Uma amplitude de custos do sistema fotovoltaico em 2050 é derivada da combinação de pressupostos mínimos e máximos

Figura 39

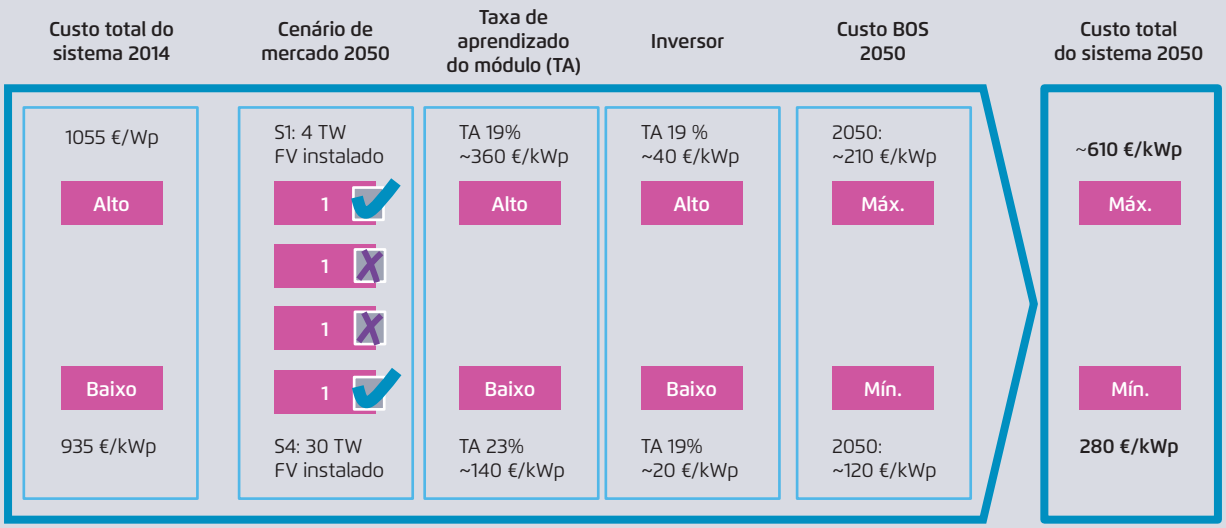


Ilustração própria

Uma amplitude de custos do sistema fotovoltaico em 2050 é derivada da combinação de pressupostos mínimos e máximos

Figura 40

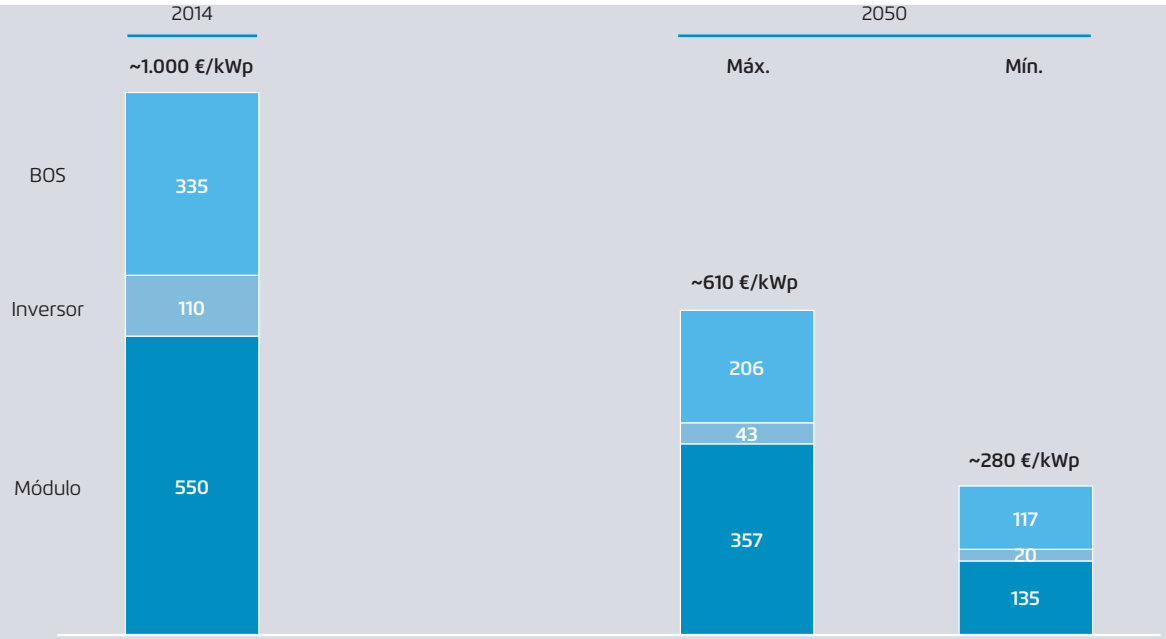


Ilustração própria

observar que o custo diminuirá para aproximadamente 278-606 EUR/kWp, em média mais do que a metade dos custos atuais, como resultado do desenvolvimento do mercado e, portanto, dos efeitos de aprendizado dos módulos e inversores, bem como do potencial de redução de custos relacionado à eficiência dos outros componentes. A grande variedade de resultados reflete a grande incerteza das futuras trajetórias aqui consideradas.

Uma visão mais detalhada dos resultados dos diferentes cenários de desenvolvimento do mercado e da decomposição de custos para os componentes de módulo, inversor e BOS é mostrada na Figura 41. Muito notavelmente, as diferenças nos preços de sistemas resultantes variam quase igualmente dentro dos cenários de desenvolvimento do mercado (variação entre 160 e 180 EUR/kWp) e entre os cenários de desenvolvimento do mercado (variação de até 170 EUR/kWp), e a diferença entre o cenário de mercado 3 e o cenário de inovação FV 4 é de cerca de 50 EUR/kWp em 2050, relativamente pequena.

A comparação da decomposição de custos dos componentes no cenário 4 com a de hoje revela que a participação do BOS no custo total do sistema está aumentando, enquanto a participação de módulos e inversores diminui. Com cerca de 46% do custo total do sistema, o papel dos componentes do BOS está ficando mais importante, enquanto no cenário 1 a participação do BOS no custo total do sistema está subindo ligeiramente. Portanto, uma tendência clara da ponderação dos componentes no custo total do sistema não pode ser observada nesta análise.

A evolução dos custos do sistema fotovoltaico ao longo do tempo é apresentada na Figura 42, utilizando os cenários de desenvolvimento do mercado para calcular a evolução de custos de módulos e inversores, e assumindo uma trajetória linear de custos de BOS. Impulsionadas pela função logarítmica de redução de custo implícita na metodologia da curva de aprendizado, as reduções de custo são mais fortes nos primeiros anos. Até 2025, são calculadas reduções de custos de 19% a 36%. Isso implica que metade das reduções de custos a longo prazo esperadas até 2050 provavelmente ocorrerão nos próximos 10 anos.

Comparação de custos dos sistemas fotovoltaicos em 2050 considerando diferentes cenários — Figura 41

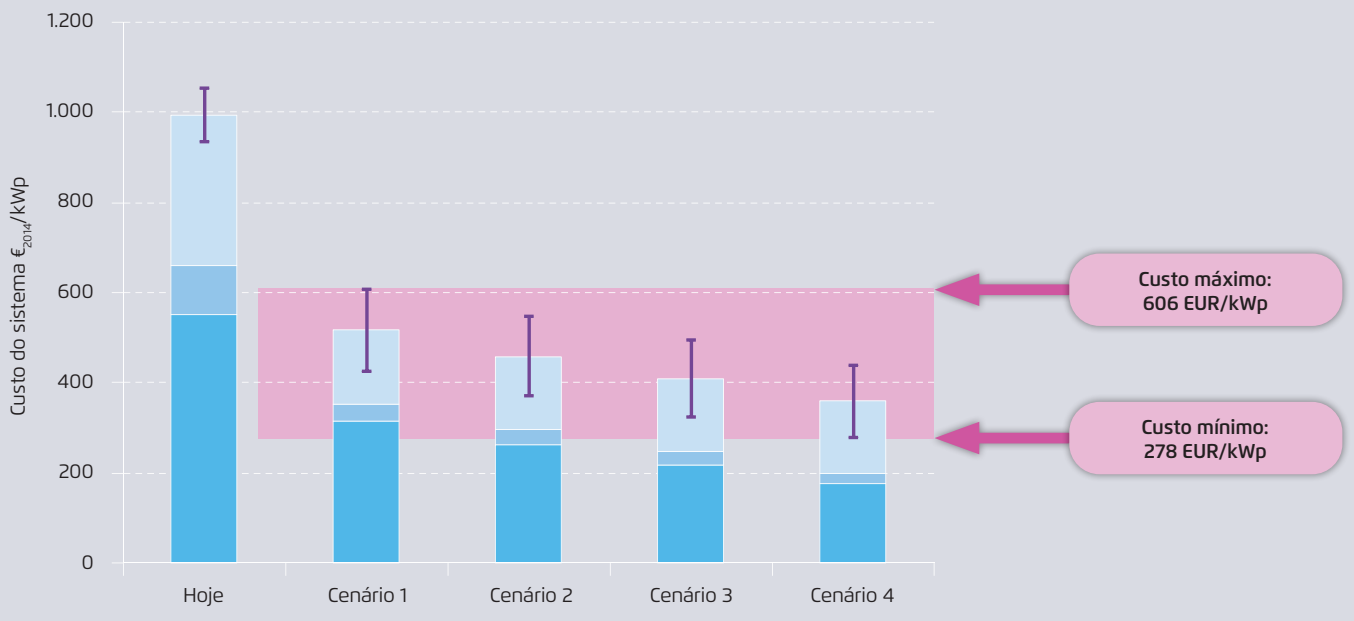


Ilustração própria

Amplitude dos futuros desenvolvimentos de custos nos diferentes cenários Figura 42

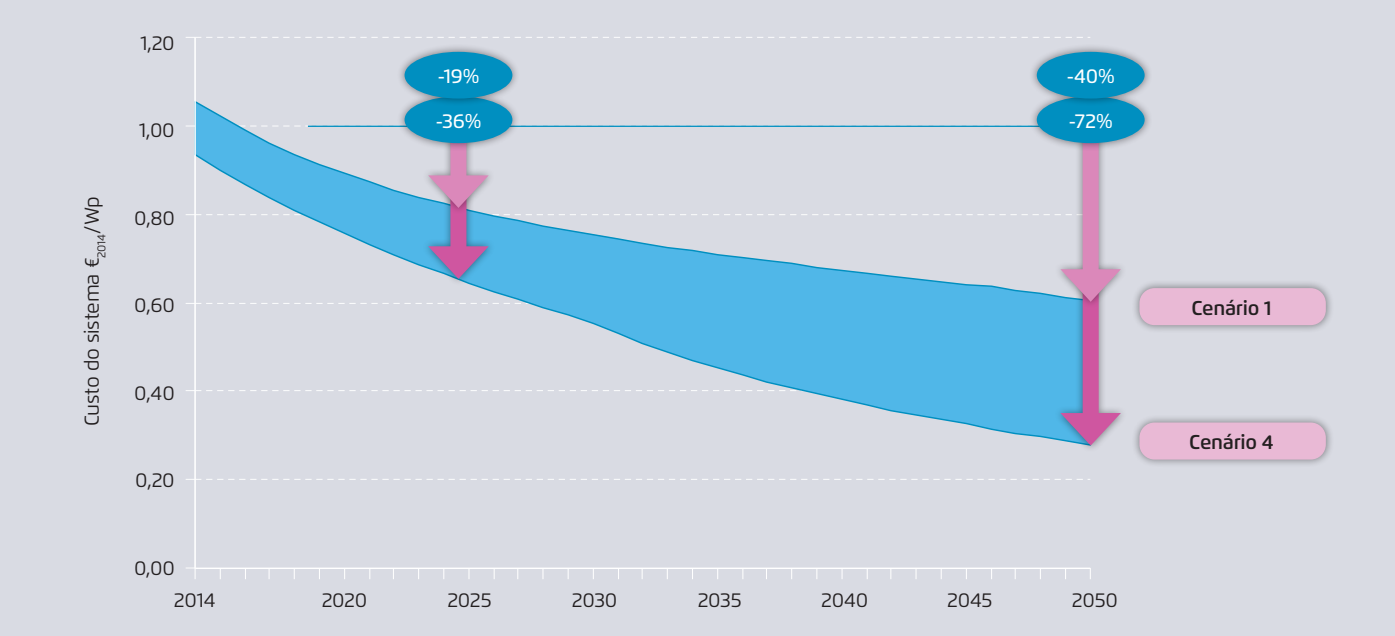


Ilustração própria

6.2 Metodologia explicada: custos nivelados de eletricidade

O método de custos nivelados de eletricidade (Levelized Cost of Electricity – LCOE) torna possível comparar o custo da eletricidade produzida em usinas de diferentes estruturas de geração e custo. É importante notar que esse método é uma abstração da realidade com o objetivo de tornar diferentes tipos de usinas comparáveis e não inclui outros aspectos, como a capacidade de reagir à demanda por eletricidade. O método não é adequado para determinar a viabilidade financeira de uma usina específica. Para isso, um cálculo financeiro deve ser realizado levando em conta todas as receitas e despesas com base em um modelo de fluxo de caixa.

O cálculo do LCOE médio é feito com base no método do valor presente líquido, no qual as despesas de investimento e os fluxos de pagamento de ganhos e despesas durante a vida útil da usina são calculados com base numa taxa de desconto para uma data de referência. Os valores em dinheiro de todas as despesas são divididos pelos valores em dinheiro da geração de eletricidade. Descontar a geração de eletricidade parece, à primeira vista, incompreensível do ponto de vista físico, mas é simplesmente uma consequência de transformações matemáticas. A ideia por trás disso é que a eletricidade gerada implicitamente corresponde aos ganhos da venda dessa eletricidade. Quanto mais esses ganhos forem substituídos no futuro, menor será seu valor presente líquido. Os LCOE são calculados usando a seguinte fórmula [26]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

I_0 Despesas de investimento em euros
A_t Custos totais anuais (combustíveis, custos de O&M) em euros no ano t
$M_{t,el}$ Quantidade produzida de eletricidade no ano respetivo em kWh
i Taxa de desconto real em %
n Vida útil econômica em anos
t Ano de vida útil (1, 2, ...n)

O cálculo do LCOE é feito com valores reais do ano de referência – 2014, neste estudo (por vezes referido como euros constantes, enquanto euros correntes seriam o sinônimo de valores nominais) –, logo, todos os parâmetros de entrada também têm que estar em valores reais. A razão para isso é que projetar a inflação durante um longo período de tempo é muito difícil e, portanto, não confiável. Isso é importante notar quando comparamos os valores de LCOE com as tarifas *feed-in*, que são frequentemente fixadas em termos nominais sem ajuste de inflação (como é o caso, por exemplo, na Alemanha) e, portanto, serão maiores uma vez que seu valor diminui em termos reais ao longo da vida útil da usina.

6.3 Análise de custos nivelados de eletricidade

Após determinarmos a faixa de preços do sistema nos diferentes cenários, queremos apresentar o LCOE em EUR/kWh, uma medida amplamente usada para calcular o custo da geração de eletricidade. Usamos as seguintes suposições para calcular o LCOE:

- Taxa de desconto: 5% real (~ 7% nominal)
- Despesas operacionais (OPEX) em 2014: 20 EUR/kWp
- Despesas operacionais (OPEX) em 2050: 10 EUR/kWp
- Degradação de módulos solares: 0,2% a.a.
- Vida útil do sistema em 2014: 25 anos
- Vida útil do sistema em 2050: 30 anos
- Substituição do inversor após 15 anos

Três locais diferentes são considerados com o seguinte rendimento de energia na orientação ideal do módulo:

- Sul da Alemanha: 1.190 kWh/kWp (taxa de desempenho de 86%)
- Sul da França: 1.380 kWh/kWp (taxa de desempenho de 83%)
- Sul da Espanha: 1.680 kWh/kWp (taxa de desempenho de 81%)

O GHI (global horizontal irradiation, irradiação horizontal global) dos três locais considerados varia de 1.200 a 1.800 kWh/m²/ano. As taxas de desempenho assumidas baseiam-se na experiência de monitoramento de sistemas do Fraunhofer ISE. A taxa de desempenho (*performance ratio* – PR) explica as perdas no sistema fotovoltaico devido à fiação elétrica, incompatibilidade de módulos, eficiência do inversor e do transformador, sujeira, perdas de temperatura etc. A potência nominal do módulo é determinada a 25°C.

Com o aumento da temperatura do módulo, a saída de energia diminui em um fator específico que é determinado pela tecnologia específica do módulo (~0,4-0,5%/K para o silício cristalino). Isso explica por que a suposta taxa de desempenho é menor para os sistemas no sul da Espanha do que no sul da Alemanha, onde as temperaturas médias são mais baixas. Taxas de desempenho típicas para boas instalações de FV estão na faixa de 75% a 90%, dependendo da localização. Com módulos solares bifaciais, que são capazes de utilizar a luz não apenas da frente, mas também do lado traseiro do módulo, os sistemas fotovoltaicos podem atingir taxas de desempenho mais altas, em alguns casos acima de 100% (mais explicações na Seção 9.2 no Apêndice).

Em 2014, o LCOE calculado para sistemas fotovoltaicos de grande escala nesses locais, combinando as suposições acima com a análise do custo do sistema nas seções anteriores, varia entre 5,4 e 8,4 ct_{EUR}/kWh (Figura 43). Em 2050, o LCOE é calculado para variar entre 1,8 e 4,4 ct_{EUR}/kWh. É interessante notar que as diferenças em LCOE em 2050 são bastante baixas entre os diferentes cenários de mercado, embora a capacidade de FV instalada global varie de cerca de 4.300 GW no cenário 1 para mais de 30.700 GW no cenário 4.

O LCOE para eletricidade fotovoltaica no sul da Alemanha em 2050 está calculado na faixa de 2,5 a 4,4 ct_{EUR}/kWh (Figura 44), com 3,4-4,4 ct_{EUR}/kWh mesmo no cenário de mercado mais conservador. No sul da Espanha, a faixa de LCOE é calculada entre 1,8 e 3,1 ct_{EUR}/kWh para o mesmo ano.

Custo da energia produzida por sistemas fotovoltaicos montados no solo em 2050 no sul da Alemanha e no sul da Espanha

Figura 43

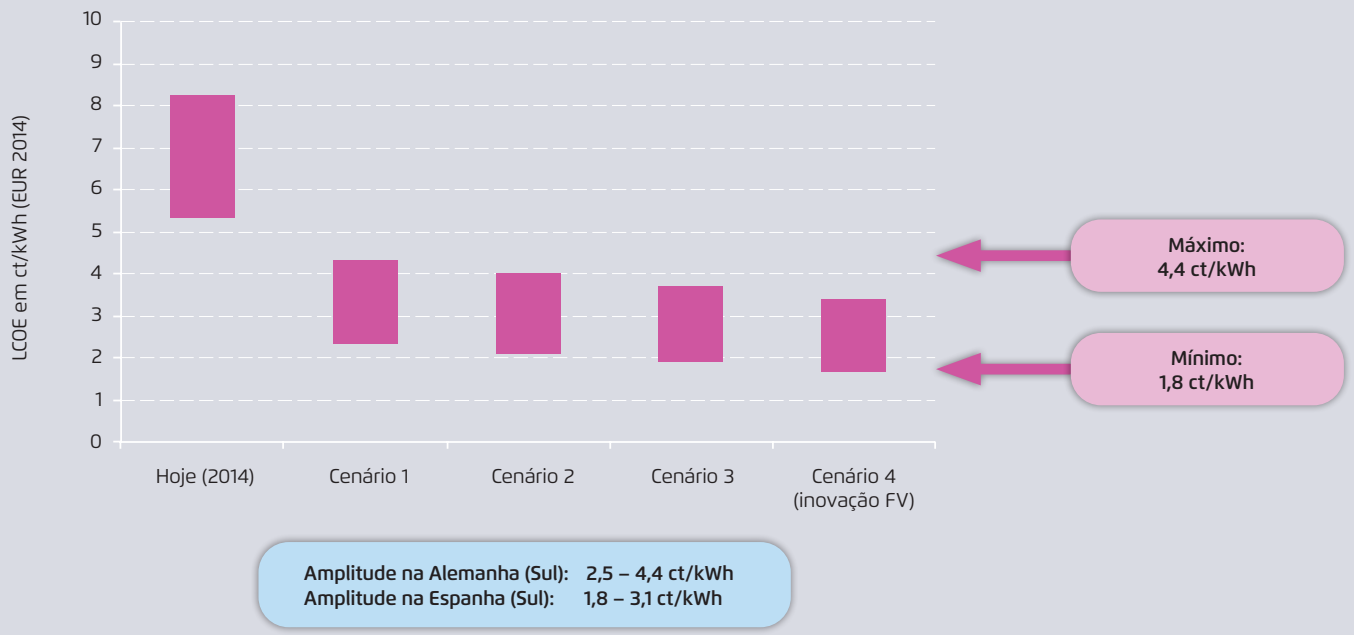


Ilustração própria

Amplitude de LCOE nos diferentes cenários para o sul da Alemanha em 2050

Figura 44

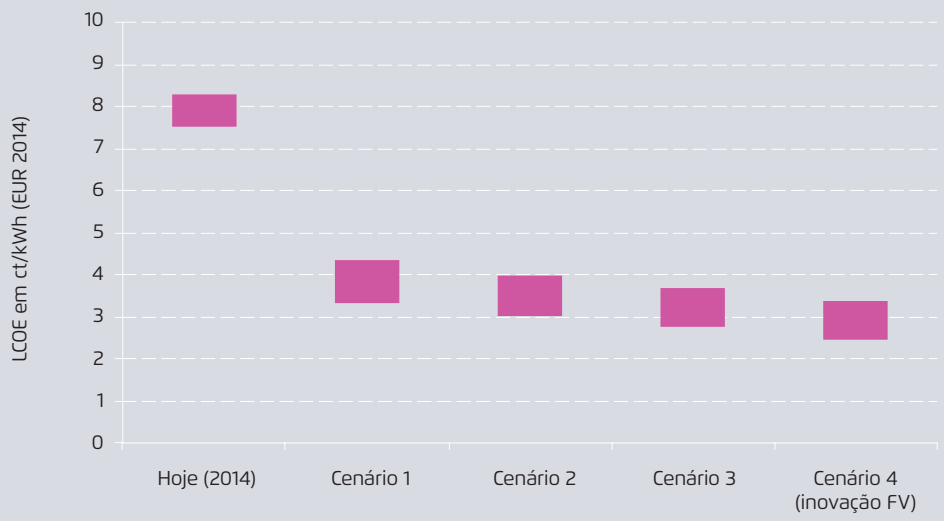


Ilustração própria

O impacto do custo de capital no LCOE

Um ponto-chave de discussão que evoluiu em torno da análise do LCOE nos *workshops* de especialistas foi o impacto do risco regulatório e da segurança do investimento no custo da eletricidade gerada por sistemas fotovoltaicos. Foi apontado por especialistas do setor que a suposição de 5% (real) de custo médio ponderado de capital (CMPC) (~7% nominal) pode ser apropriada para descrever uma situação em que um esquema de refinanciamento de longo prazo confiável e seguro (ou seja, contratos de longo prazo na Alemanha) permite aos investidores atrair grandes porcentagens de investimento de dívida de longo prazo e prêmios de baixo risco sobre capital próprio, reduzindo o custo global de capital de um projeto. No entanto, em outras situações, a incerteza regulatória ou política levaria a perfis de risco significativamente maiores e aumentaria o custo do capital.

O resultado de uma análise de sensibilidade sobre o impacto do custo de capital é ilustrado na Figura 45. Como exemplo, o custo resultante para a produção de energia fotovoltaica no sul da Espanha é calculado, assumindo 5%, 7,5% e 10% de custo médio ponderado de capital (CMPC), e comparado ao custo para a produção de energia fotovoltaica no sul da Alemanha, usando a hipótese padrão de 5% de CMPC.

O aumento do custo de capital de 5% para 7,5% resulta em um aumento no LCOE de um intervalo de 1,8 a 3,14 ct_{EUR}/kWh para 2,17 a 3,95 ct_{EUR}/kWh. Um custo de capital ainda maior, de 10%, representando uma suposição muito alta sobre a percepção de risco de investimento de uma usina fotovoltaica, poderia até aumentar o custo para 2,60-4,90 ct_{EUR}/kWh, LCOE um pouco mais alto do que o verificado no caso da Alemanha a um custo de capital de 5%.

Essa análise de sensibilidade confirma a impressão, por parte de especialistas da indústria, de que o custo de capital é muito significativo para o LCOE de sistemas fotovoltaicos e mostra que pode ser tão importante quanto o nível de irradiação.

Análise de sensibilidade ao custo de capital — Figura 45

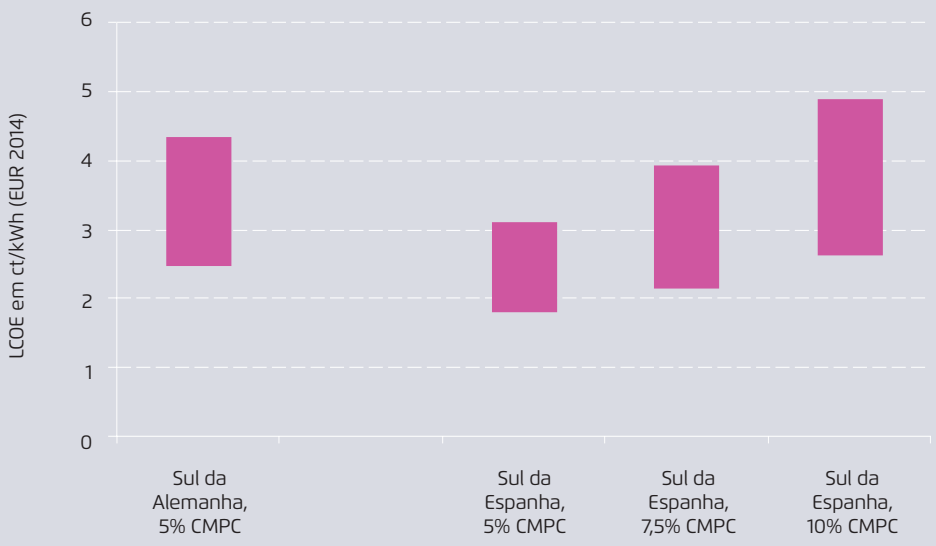


Ilustração própria

7 Discussão dos resultados

Os resultados deste estudo descrevem o custo atual para grandes sistemas fotovoltaicos montados no solo, bem como uma gama de desenvolvimentos de custos a longo prazo que parecem prováveis hoje. Tendo em vista os desenvolvimentos da tecnologia FV e do custo nos últimos anos, parece especialmente importante rever essa análise de forma crítica.

Discussão: custo atual de FV

Tanto as sugestões iniciais como as suposições de custos finais para uma usina solar fotovoltaica representativa foram controversamente discutidas por especialistas. Diversos especialistas indicaram que um custo significativamente menor de cerca de 700 EUR/kW já é alcançado hoje em diferentes regiões em todo o mundo, incluindo Turquia e China. Leilões públicos de contratos de compra de eletricidade em países como Brasil, Uruguai, Índia e Dubai resultaram em acordos de compra de eletricidade entre 5-8 ct_{EUR}/kWh, o que corrobora esse argumento.

A fim de permanecer consistente com a abordagem de tomar como referência um sistema solar fotovoltaico instalado na Alemanha em 2014, incluindo o provável custo mais baixo de financiamento e operações, utilizamos as estimativas mais conservadoras baseadas em pesquisas próprias. Estamos cientes de que isso pode representar uma ilustração conservadora que talvez precise ser revisada dentro de apenas alguns anos.

Discussão: tecnologia futura e desenvolvimento de custos

Nossa análise baseia-se apenas na tecnologia mais estabelecida de FV de silício cristalino, bem como nos avanços nessa tecnologia que hoje já são tecnicamente possíveis. Os desenvolvimentos durante os últimos anos, bem como os recentes desenvolvimentos em áreas como a das células solares de Perovskita, mostram que a inovação tecnológica em outras tecnologias fotovoltaicas está longe de ser impossível. Mais pesquisas são necessárias para avaliar melhor a probabilidade de tal ruptura, bem como possíveis implicações.

Discussão: desenvolvimento do mercado de FV

Consideramos diferentes cenários de futuros desenvolvimentos globais do mercado fotovoltaico com a intenção de cobrir o leque de desenvolvimentos prováveis tanto nos casos mais pessimistas como nos otimistas. Não incluímos um cenário com volumes de mercado em declínio durante um período de vários anos, pois esse cenário parecia altamente improvável em vista das tendências atuais, incluindo mercados relativamente novos, como China e Índia. Mais pesquisas são necessárias para analisar a interação entre o desenvolvimento de custo e o mercado, incluindo a interação competitiva com tecnologias concorrentes de geração de energia.

Discussão: custo de financiamento

A percepção levantada por especialistas da indústria de que o custo de financiamento tem um efeito significativo sobre o custo de produção de eletricidade a partir de sistema solar fotovoltaico foi confirmada em uma análise de sensibilidade que variou o custo médio ponderado de capital. Esse resultado indica claramente a necessidade de mais pesquisas sobre os vetores de custo de capital em projetos de energia fotovoltaica em todo o mundo e, especialmente, sobre o impacto da formulação de políticas sobre o custo de capital.

8 Cálculos de LCOE para países selecionados

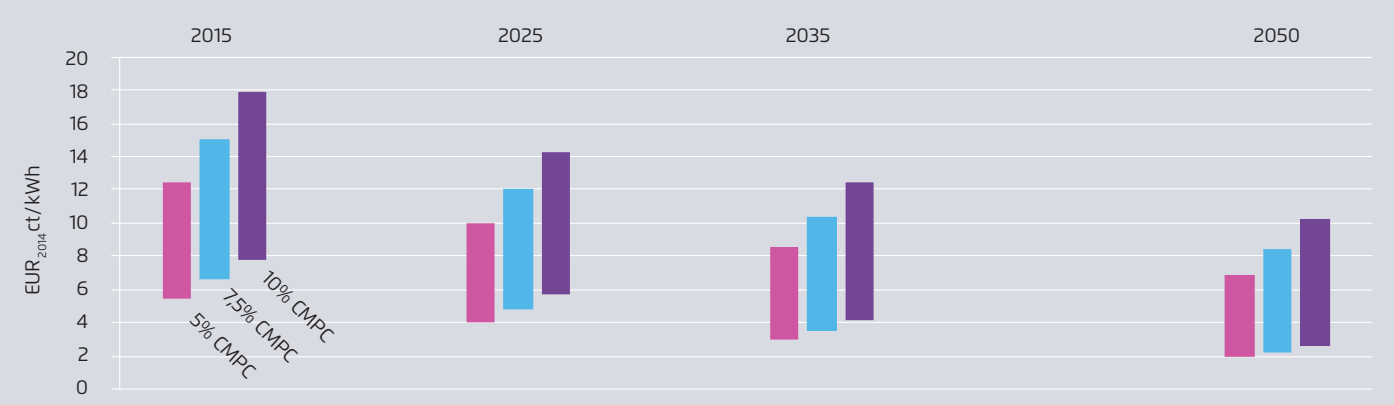
Os principais determinantes para o LCOE de usinas solares fotovoltaicas de grande escala são a quantidade de energia que pode ser absorvida por um sistema solar fotovoltaico (dependendo principalmente da irradiação solar) e o custo de capital (dependendo principalmente do ambiente financeiro e regulatório). Na seção a seguir, apresentamos uma série de exemplos de cálculos que especificam a amplitude de LCOE futuro de energia solar para vários países e para diferentes custos de capital.

Nos cálculos seguintes, assume-se que o custo para a construção e operação de uma usina fotovoltaica de grande escala são iguais em diferentes partes do mundo. As estimativas referentes às horas de carga máxima são baseadas em uma publicação recente [27] usando a faixa de horas de carga máxima descrita por país, sem considerar 10% de área adequada com as menores horas de carga máxima por país.

Na realidade, a produção de energia solar em um local específico pode ser maior ou menor do que a faixa de horas de carga máxima aqui descrita, e o custo para componentes específicos pode ser diferente, especialmente em países com um mercado pouco desenvolvido na área.

A ferramenta de cálculo baseada em Excel, que permite o cálculo de LCOE para outros países, bem como suposições próprias sobre parâmetros diferentes, está disponível em www.agora-energiewende.org/pv-lcoe.

LCOE Argentina (750–1.550 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% — Figura 46



LCOE Austrália (1.050–1.850 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% — Figura 47

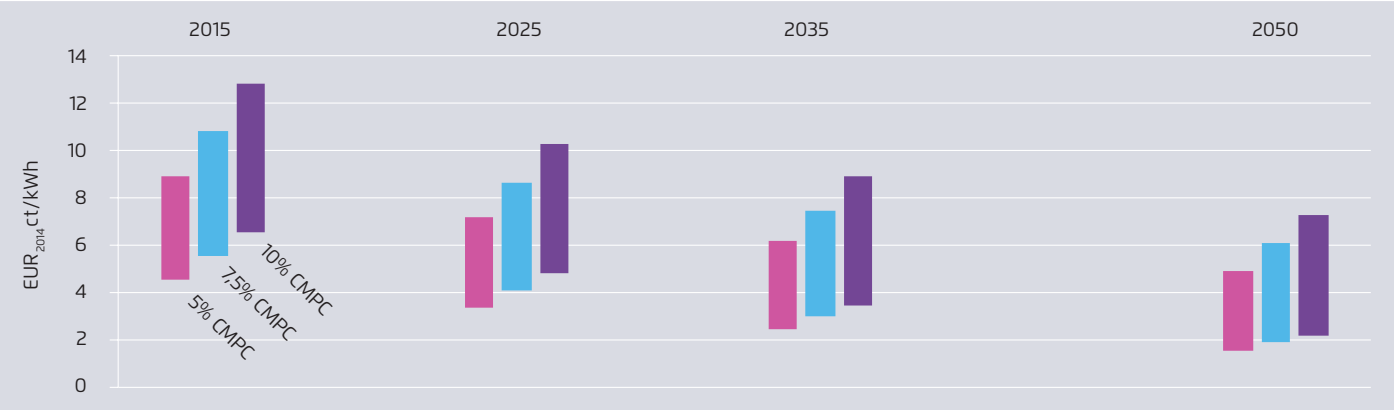
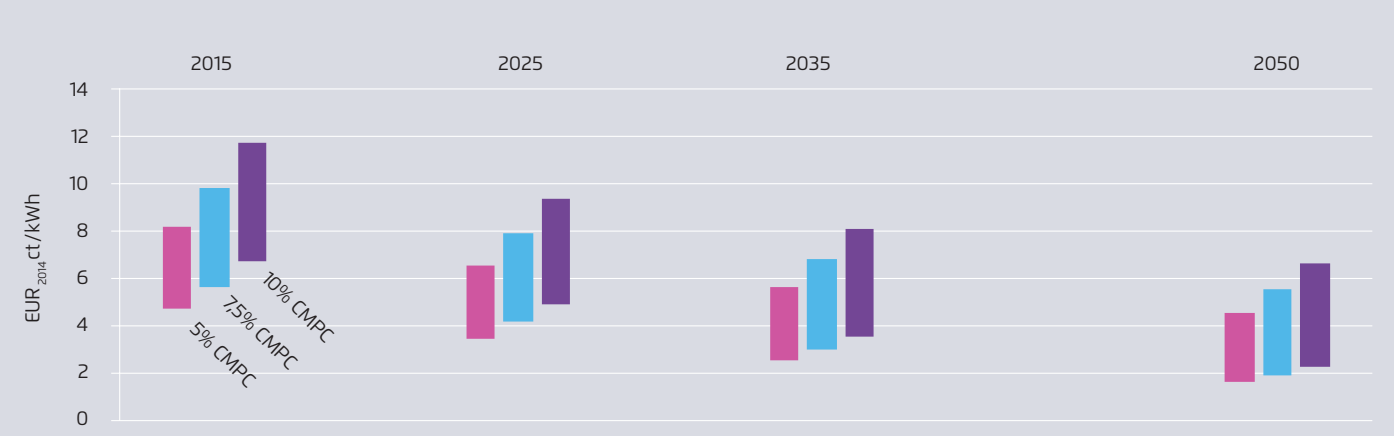
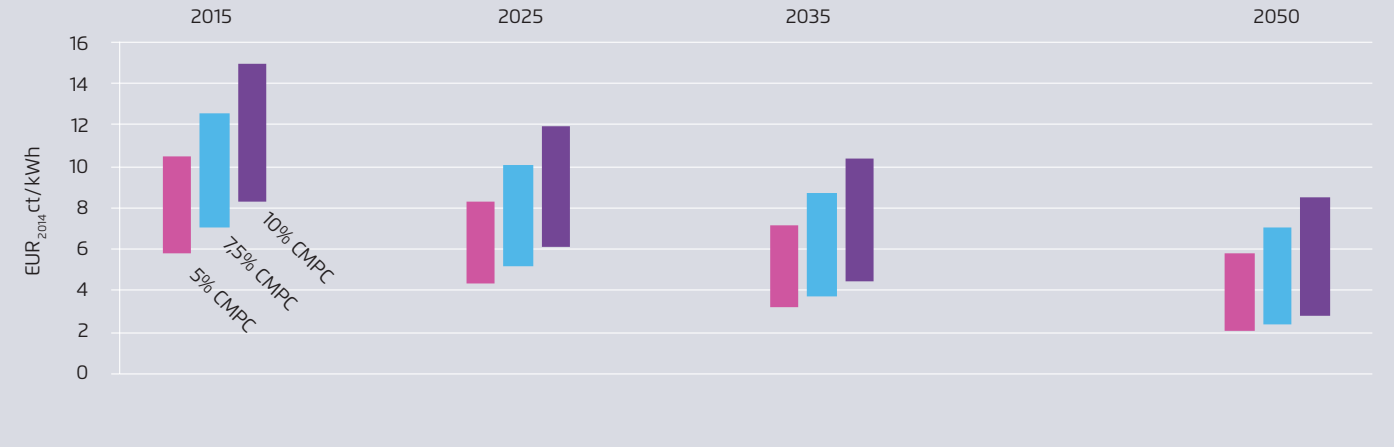


Ilustração própria

LCOE Brasil (1.150–1.800 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 48



LCOE Canadá (900–1.450 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 49



LCOE China (1.150–1.750 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 50

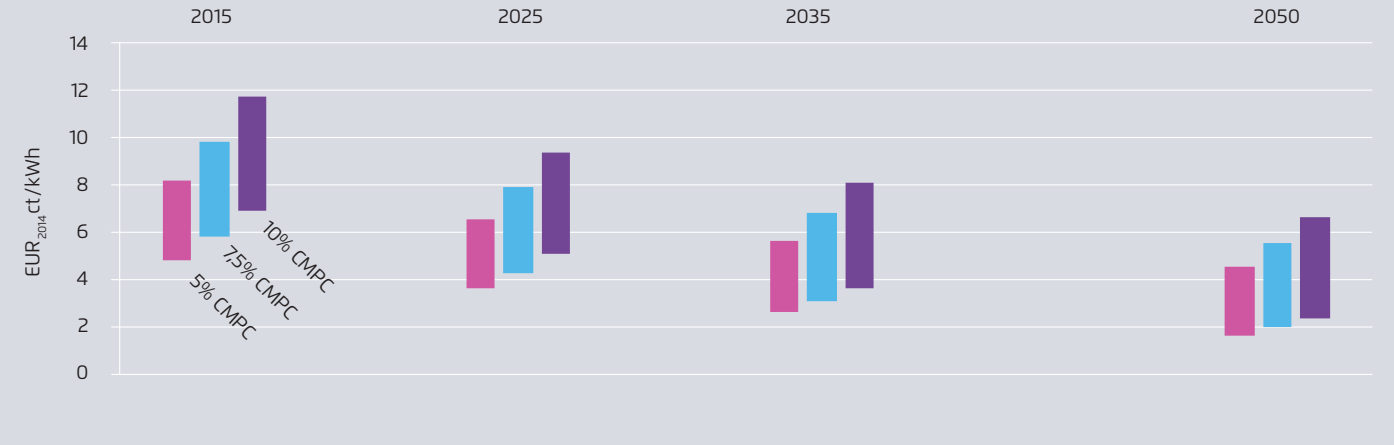
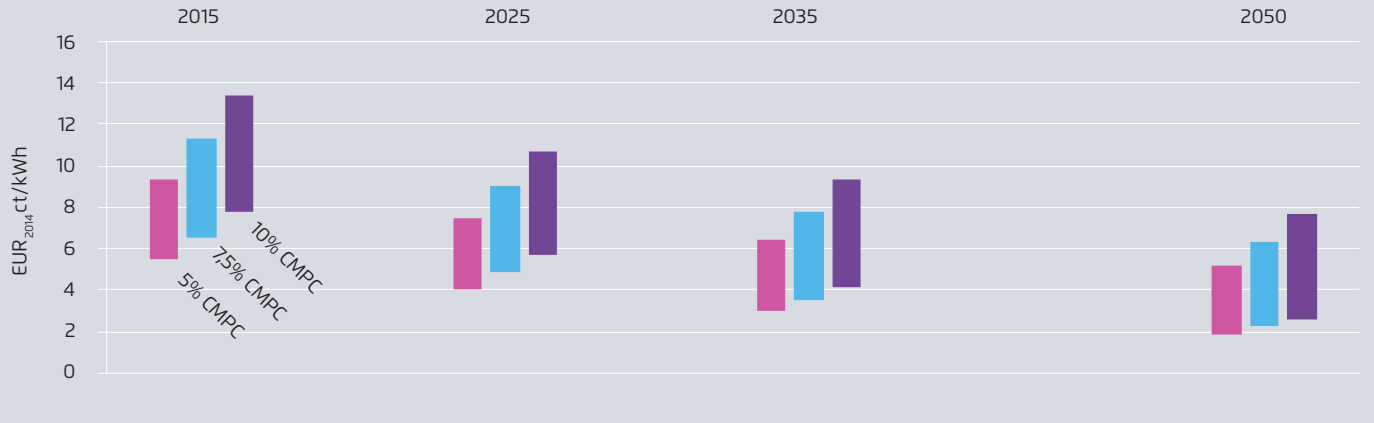
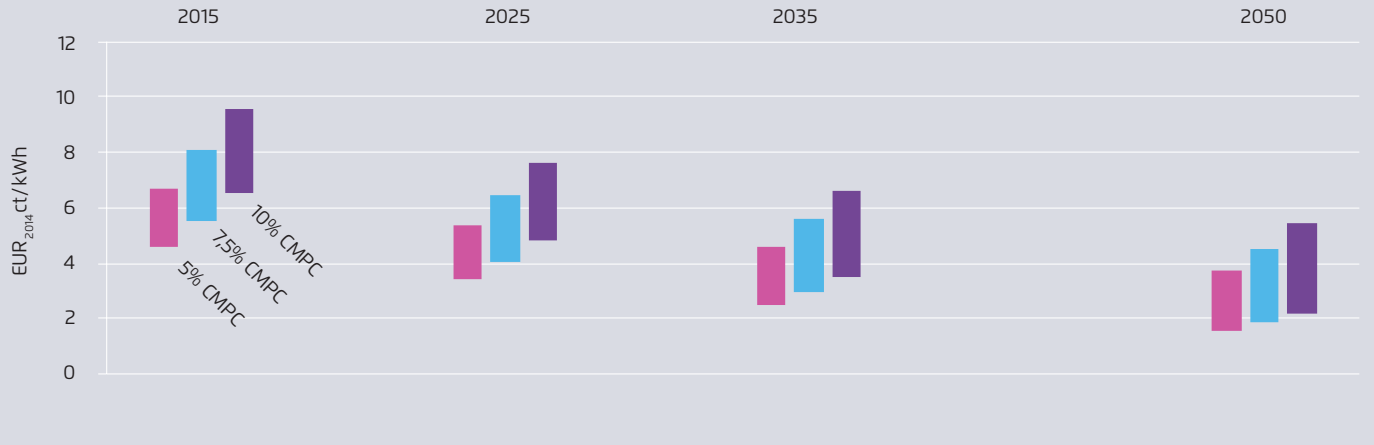


Ilustração própria

LCOE França (1.000–1.550 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 51



LCOE Índia (1.400–1.850 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 52



LCOE Coreia do Sul (1.300–1.350 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 53

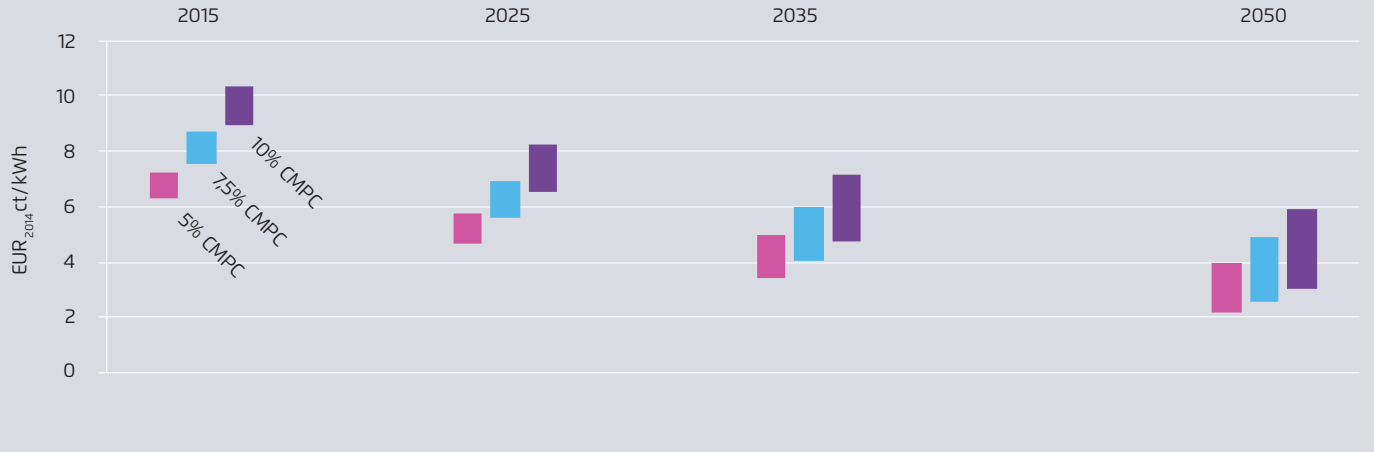
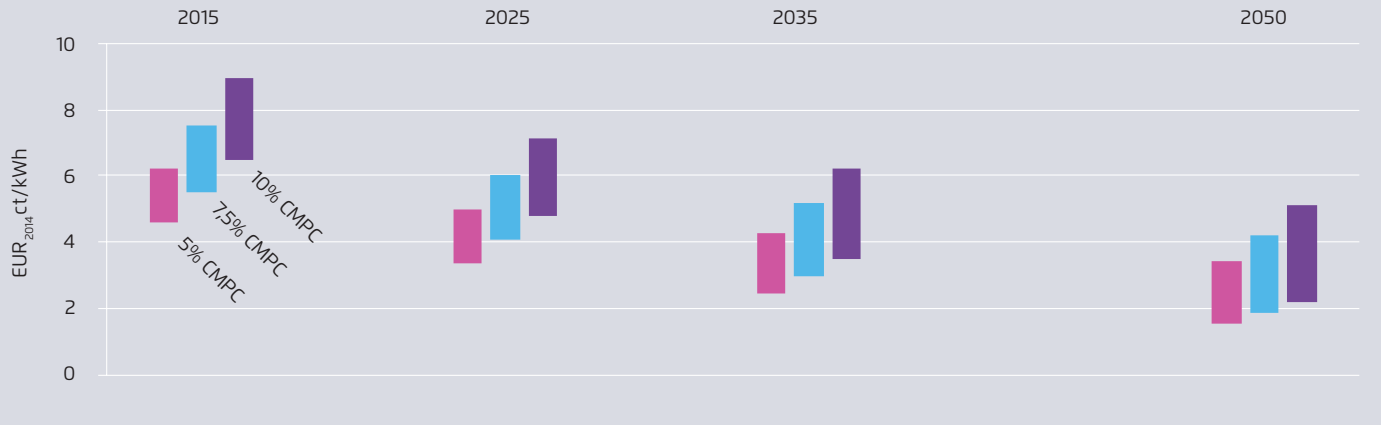


Ilustração própria

LCOE Marrocos (1.500–1.850 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 54



LCOE Rússia (850–1.550 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 55

LCOE Arábia Saudita (1.550–1.900 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 56

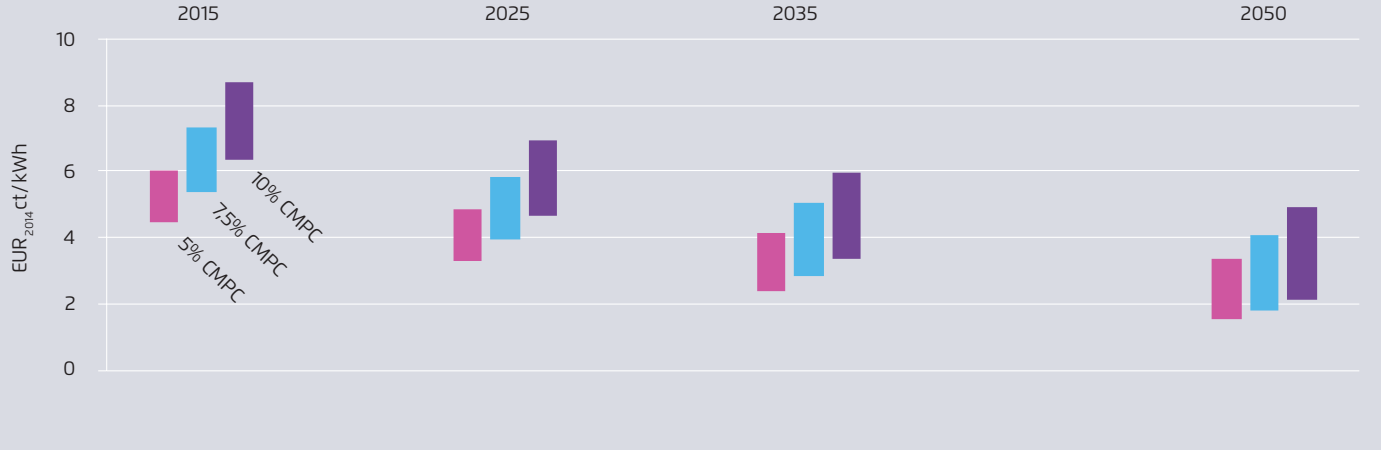
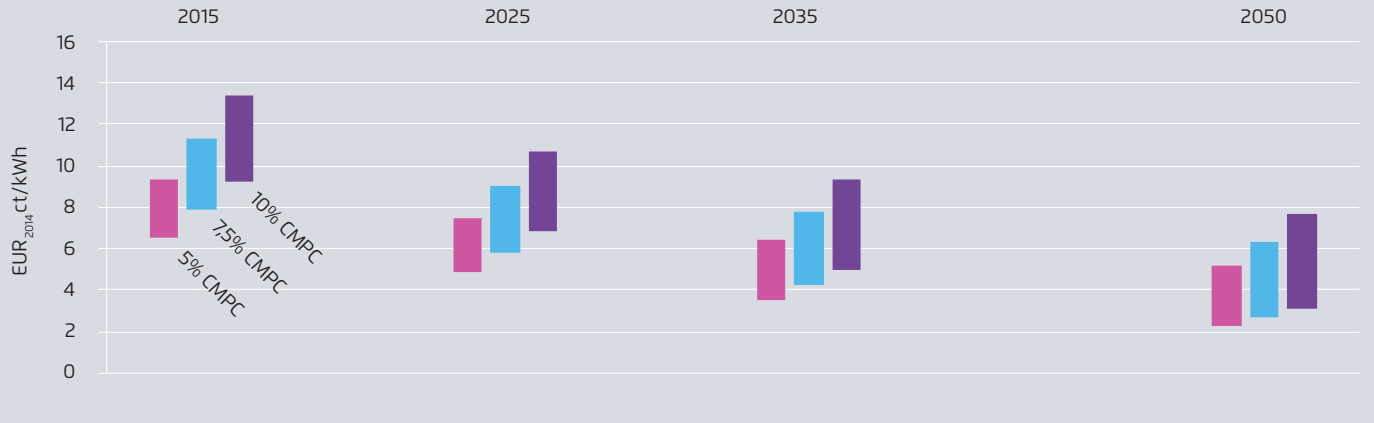
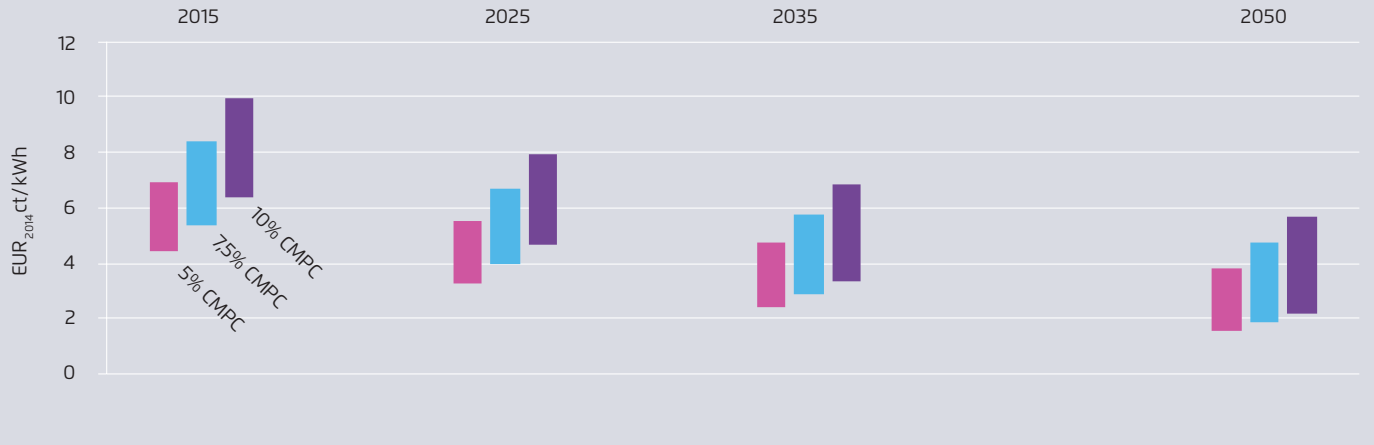


Ilustração própria

LCOE África do Sul (1.000–1.300 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 57



LCOE Espanha (1.350–1.900 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 58



LCOE Tailândia (1.350–1.600 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 59

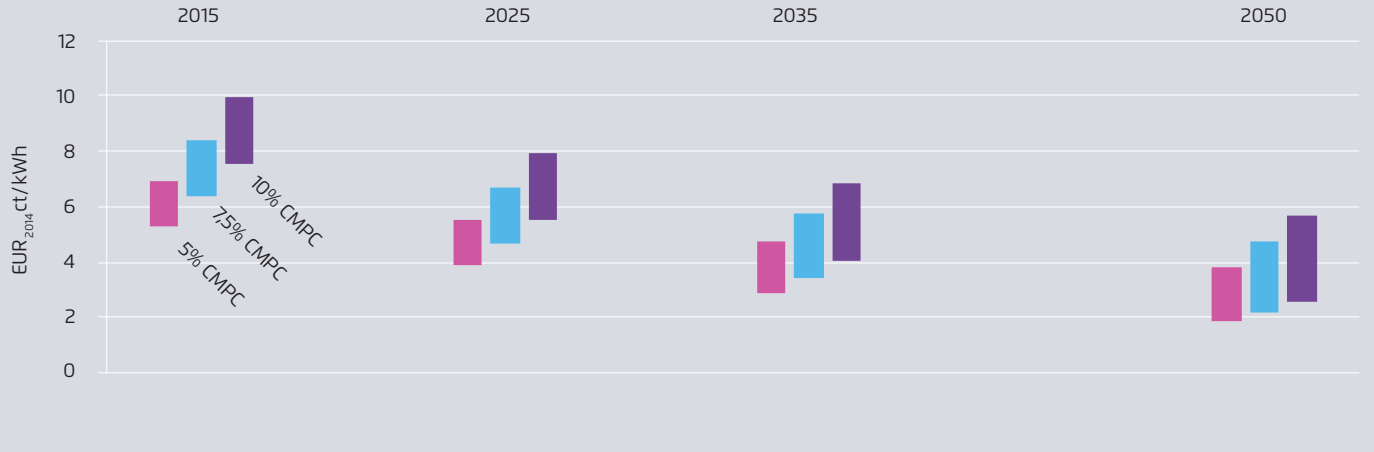
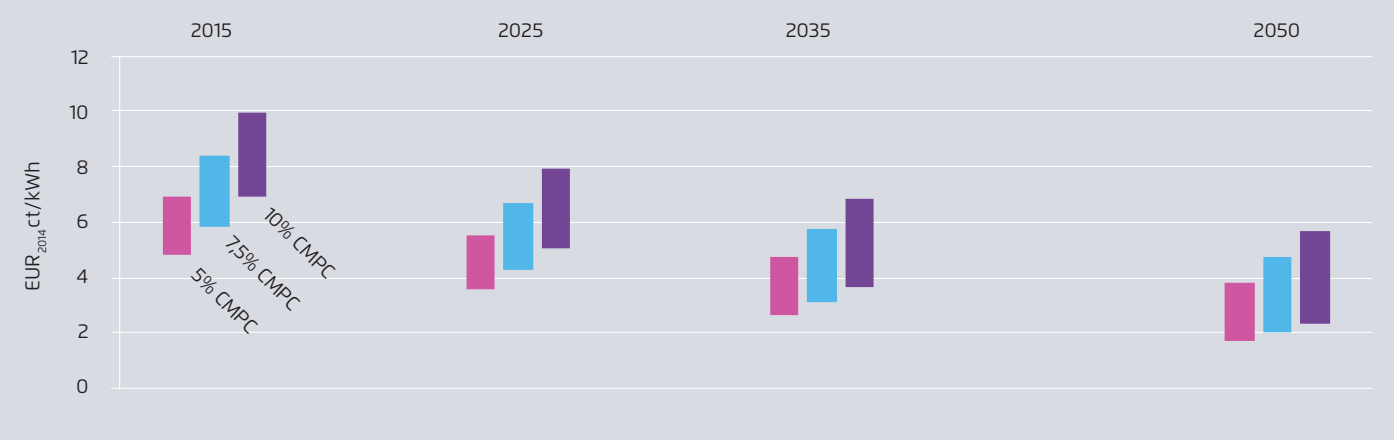
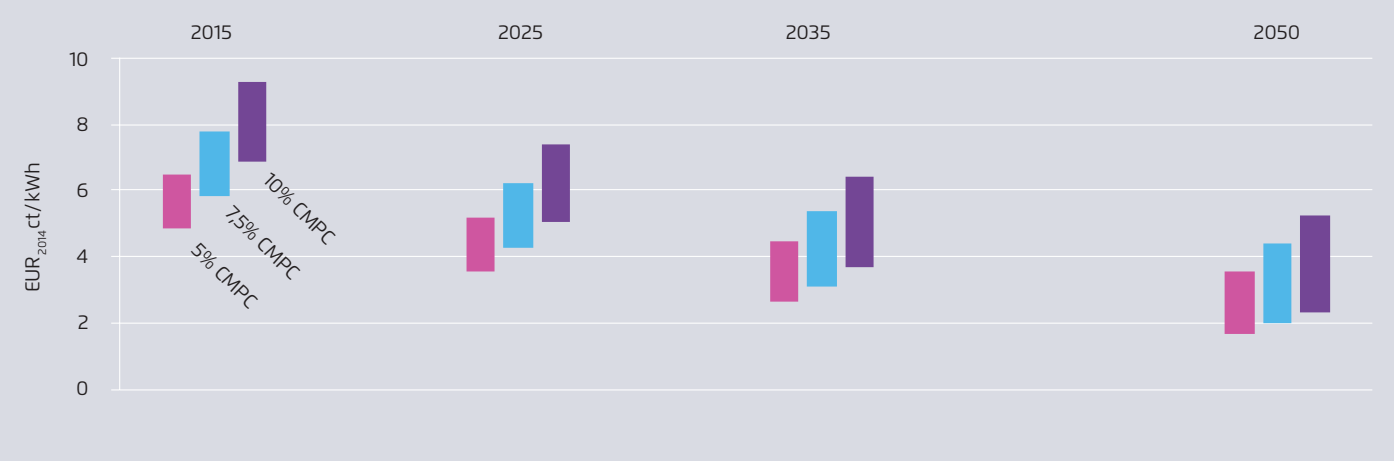


Ilustração própria

LCOE Turquia (1.350–1.750 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 60



LCOE Uganda (1.450–1.750 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 61



LCOE Reino Unido (800–1.150 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 62

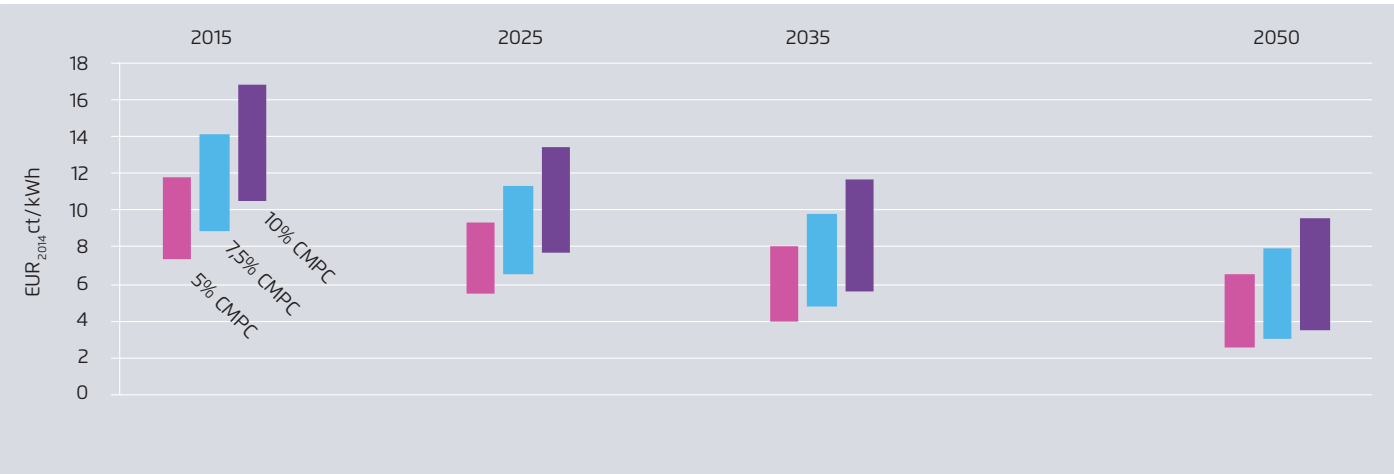


Ilustração própria

LCOE Estados Unidos (1.350–1.950 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% Figura 63

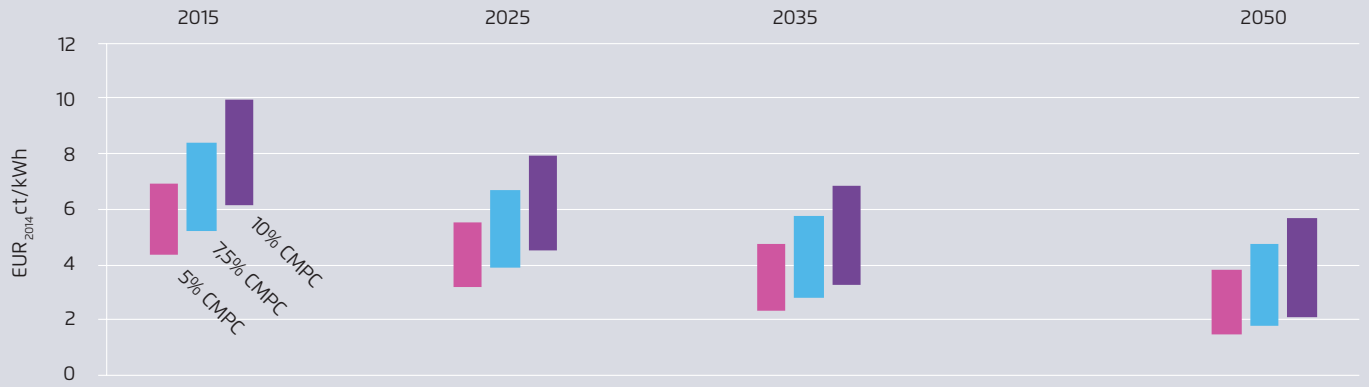


Ilustração própria

Custo nivelado de energia solar fotovoltaica de grande escala em países selecionados, de 2015 a 2050, a diferentes custos de capital Tabela 5

LCOE, em EUR_{2014}ct/kWh																								
Ano	2015						2025						2035						2050					
CMPC	5%		7,5%		10%		5%		7,5%		10%		5%		7,5%		10%		5%		7,5%		10%	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	5,5	12,5	6,6	15,1	7,8	17,9	4,1	10,0	4,9	12,1	5,7	14,3	3,0	8,6	3,5	10,4	4,1	12,4	1,9	6,9	2,2	8,5	2,6	10,2
Austrália	4,6	8,9	5,5	10,8	6,5	12,8	3,4	7,1	4,1	8,6	4,8	10,2	2,5	6,1	3,0	7,4	3,5	8,9	1,6	4,9	1,9	6,1	2,2	7,3
Brasil	4,7	8,2	5,7	9,8	6,7	11,7	3,5	6,5	4,2	7,9	4,9	9,3	2,6	5,6	3,0	6,8	3,6	8,1	1,6	4,5	1,9	5,5	2,3	6,7
Canadá	5,8	10,4	7,0	12,6	8,3	14,9	4,3	8,3	5,2	10,0	6,1	11,9	3,2	7,2	3,8	8,7	4,4	10,3	2,0	5,8	2,4	7,1	2,8	8,5
China	4,8	8,2	5,8	9,8	6,9	11,7	3,6	6,5	4,3	7,9	5,1	9,3	2,6	5,6	3,1	6,8	3,7	8,1	1,7	4,5	2,0	5,5	2,3	6,7
França	5,5	9,4	6,6	11,3	7,8	13,4	4,1	7,5	4,9	9,0	5,7	10,7	3,0	6,4	3,5	7,8	4,1	9,3	1,9	5,2	2,2	6,4	2,6	7,7
Índia	4,6	6,7	5,5	8,1	6,5	9,6	3,4	5,4	4,1	6,5	4,8	7,7	2,5	4,6	3,0	5,6	3,5	6,6	1,6	3,7	1,9	4,5	2,2	5,5
Coreia do Sul	6,3	7,2	7,5	8,7	8,9	10,3	4,7	5,8	5,6	7,0	6,6	8,3	3,4	5,0	4,1	6,0	4,8	7,1	2,2	4,0	2,6	4,9	3,0	5,9
Marrocos	4,6	6,3	5,5	7,5	6,5	9,0	3,4	5,0	4,1	6,0	4,8	7,2	2,5	4,3	3,0	5,2	3,5	6,2	1,6	3,5	1,9	4,2	2,2	5,1
Rússia	5,5	11,0	6,6	13,3	7,8	15,8	4,1	8,8	4,9	10,6	5,7	12,6	3,0	7,6	3,5	9,2	4,1	10,9	1,9	6,1	2,2	7,5	2,6	9,0
Arábia Saudita	4,5	6,1	5,4	7,3	6,3	8,7	3,3	4,8	4,0	5,8	4,7	6,9	2,4	4,2	2,9	5,0	3,4	6,0	1,5	3,3	1,8	4,1	2,1	4,9
África do Sul	6,5	9,4	7,8	11,3	9,3	13,4	4,8	7,5	5,8	9,0	6,8	10,7	3,5	6,4	4,2	7,8	4,9	9,3	2,3	5,2	2,7	6,4	3,1	7,7
Espanha	4,5	6,9	5,4	8,4	6,3	9,9	3,3	5,6	4,0	6,7	4,7	7,9	2,4	4,8	2,9	5,8	3,4	6,9	1,5	3,8	1,8	4,7	2,1	5,7
Tailândia	5,3	6,9	6,4	8,4	7,5	9,9	3,9	5,6	4,7	6,7	5,5	7,9	2,9	4,8	3,4	5,8	4,0	6,9	1,8	3,8	2,2	4,7	2,5	5,7
Turquia	4,8	6,9	5,8	8,4	6,9	9,9	3,6	5,6	4,3	6,7	5,1	7,9	2,6	4,8	3,1	5,8	3,7	6,9	1,7	3,8	2,0	4,7	2,3	5,7
Uganda	4,8	6,5	5,8	7,8	6,9	9,3	3,6	5,2	4,3	6,2	5,1	7,4	2,6	4,4	3,1	5,4	3,7	6,4	1,7	3,6	2,0	4,4	2,3	5,3
Reino Unido	7,4	11,7	8,9	14,1	10,5	16,8	5,5	9,4	6,5	11,3	7,7	13,4	4,0	8,1	4,8	9,8	5,6	11,6	2,6	6,5	3,0	8,0	3,5	9,6
Estados Unidos	4,3	6,9	5,2	8,4	6,2	9,9	3,2	5,6	3,9	6,7	4,5	7,9	2,4	4,8	2,8	5,8	3,3	6,9	1,5	3,8	1,8	4,7	2,1	5,7

9 Apêndice

9.1 Resumo dos resultados em tabelas

Custo de investimento de usinas solares fotovoltaicas até 2050, amplitude nos cenários considerados — Tabela 6

Custo de investimento em FV solar (custo chave na mão) EUR (2014)/kWp Mínimo - Máximo	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cenário 1	935 - 1055	768 - 892	680 - 810	615 - 753	562 - 710	516 - 674	473 - 642	425 - 606
Cenário 2	935 - 1055	762 - 885	664 - 792	592 - 728	536 - 681	475 - 629	420 - 585	371 - 546
Cenário 3	935 - 1055	759 - 882	653 - 780	574 - 707	494 - 636	427 - 577	372 - 531	324 - 493
Cenário 4	935 - 1055	757 - 879	645 - 771	553 - 685	452 - 590	381 - 525	326 - 478	278 - 440
Amplitude total cenários 1-4	935 - 1055	757 - 892	645 - 810	553 - 753	452 - 710	381 - 674	326 - 642	278 - 606

Custo de investimento de usinas solares fotovoltaicas até 2050, valores médios nos diferentes cenários — Tabela 7

Custo de investimento em FV solar (custo chave na mão) EUR (2014)/kWp Valor médio	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cenário 1	995	830	745	684	636	595	558	516
Cenário 2	995	824	728	660	608	552	502	458
Cenário 3	995	820	716	640	565	502	452	409
Cenário 4	995	818	708	619	521	453	402	359
Valor médio cenários 1-4	995	823	724	651	583	526	479	436

Outros parâmetros de custo de usinas solares fotovoltaicas — Tabela 8

Outros parâmetros de custo de FV	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vida útil, anos	25							30
CMPC, %	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Custo de operação por ano, EUR (2014)/a/kW	20							10

Geração de energia por superfície em diferentes cenários de desenvolvimento de eficiência do módulo até 2050 — Tabela 9

Geração de energia por superfície, kWp/m²	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cenário de eficiência 1	0,15							0,24
Cenário de eficiência 2	0,15							0,3
Cenário de eficiência 3	0,15							0,35
Valor médio cenários 1-4	0,15							0,30

Cálculos próprios

9.2 Perspectiva tecnológica: módulos solares bifaciais

Os módulos fotovoltaicos bifaciais são capazes de utilizar a luz não apenas a partir da frente, como os módulos fotovoltaicos clássicos, mas também a partir do verso. Assim, a eficiência relacionada à área pode ser aumentada em uma usina, uma vez que esses módulos geram eletricidade adicional a partir da luz refletida do solo para a parte traseira dos módulos. Esse rendimento adicional de eletricidade é determinado por dois fatores: primeiro, pela eficiência da parte de trás do módulo solar bifacial, que pode ser de mais de 90% da eficiência frontal, e, em segundo lugar, pela proporção de irradiação que atinge a parte traseira do módulo. Esta é determinada pelo projeto técnico do sistema solar (o sombreamento da parte traseira deve ser minimizado) e pela refletividade do solo. Uma aplicação típica para módulos solares bifaciais seria um sistema inclinado em um telhado plano de cor clara, mas também poderiam ser aplicados em sistemas montados no solo, preferencialmente em desertos com areia de alta refletividade. Para terrenos mais escuros, a instalação de uma película de reflexão especial pode ser uma alternativa.

Rendimentos adicionais na faixa de 10% a 20% são realistas com a tecnologia do módulo bifacial, dependendo do projeto do sistema. Para casos individuais, rendimentos adicionais de até 30% parecem possíveis com o projeto otimizado do sistema e particularmente boa refletividade. É importante notar que o rendimento adicional de energia dos módulos fotovoltaicos bifaciais normalmente não impacta na potência nominal do módulo, que considera apenas a potência frontal, ou apenas parte da potência adicional do lado traseiro. Portanto, os sistemas solares bifaciais podem atingir taxas de desempenho de até 105%, enquanto sistemas típicos com módulos padrão têm taxas de desempenho na faixa de 80% a 90%. Isso tem que ser considerado ao calcular o LCOE de um sistema solar bifacial.

Outra possível aplicação para os módulos solares bifaciais seria a instalação vertical na direção Leste-Oeste, que desloca o pico de produção do meio-dia para as horas da manhã e tarde. As primeiras estimativas mostram que o rendimento total de tais sistemas pode ser próximo ao dos sistemas voltados para o Sul, mas com vantagens em relação ao valor de mercado e integração do sistema em sistemas de energia com alta participação de FV.

9.3 Cenários de desenvolvimento do mercado

Capacidade instalada e produzida, cenário 1 — Figura 64

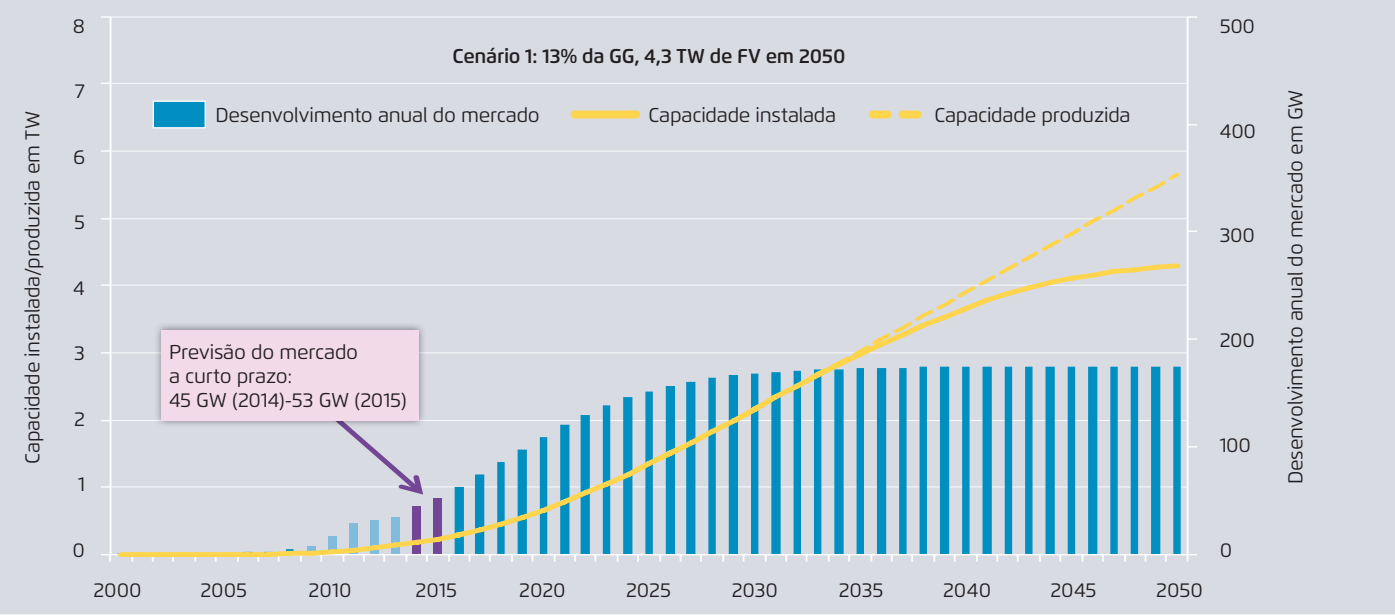


Ilustração própria

Capacidade instalada e produzida, cenário 2 — Figura 65

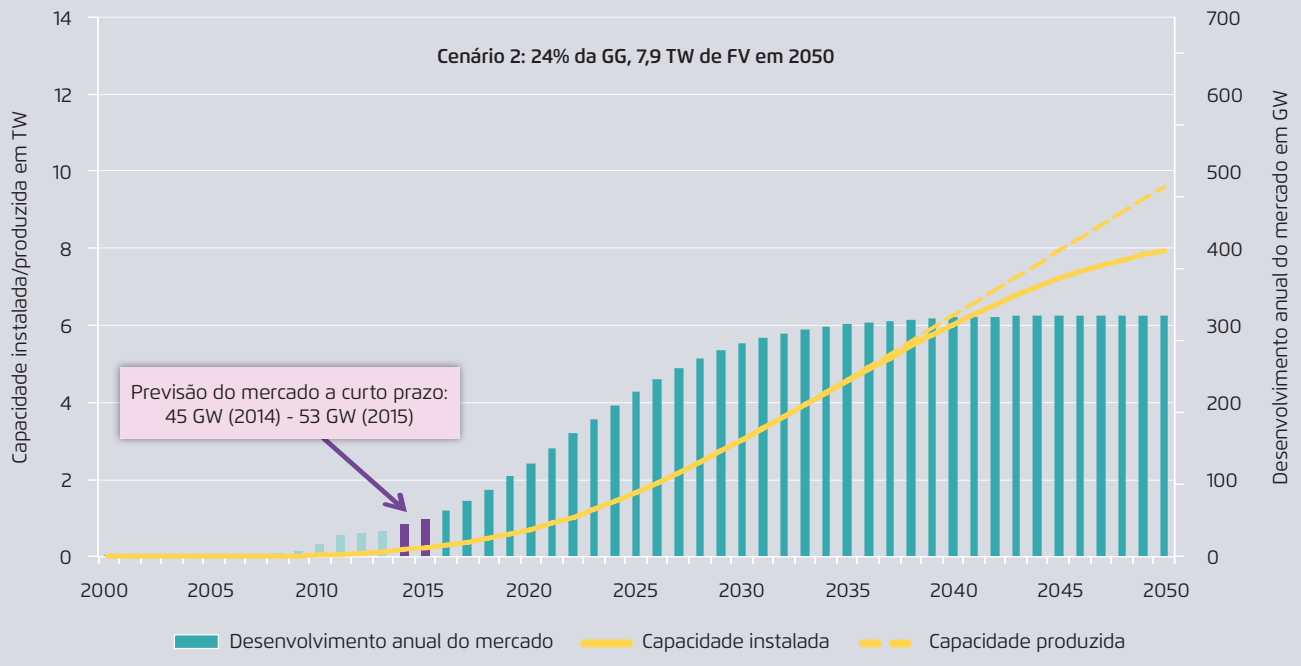


Ilustração própria

Capacidade instalada e produzida, cenário 3 — Figura 66

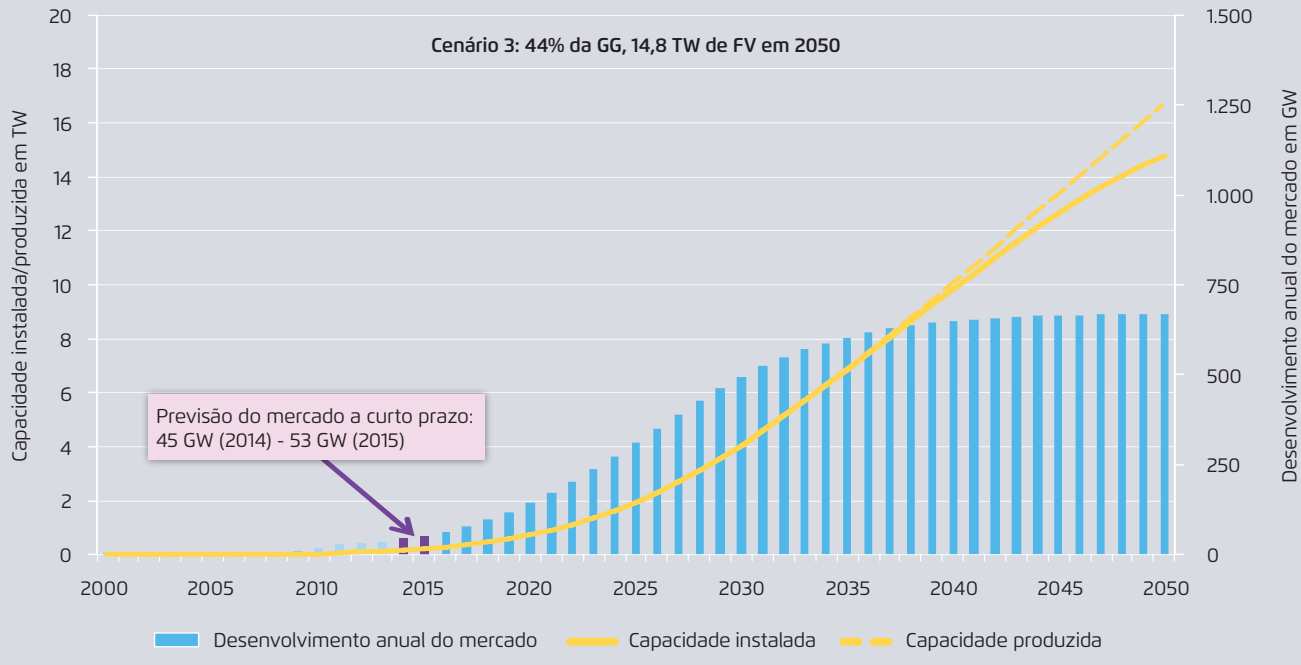


Ilustração própria

Capacidade instalada e produzida, cenário 4 — Figura 67

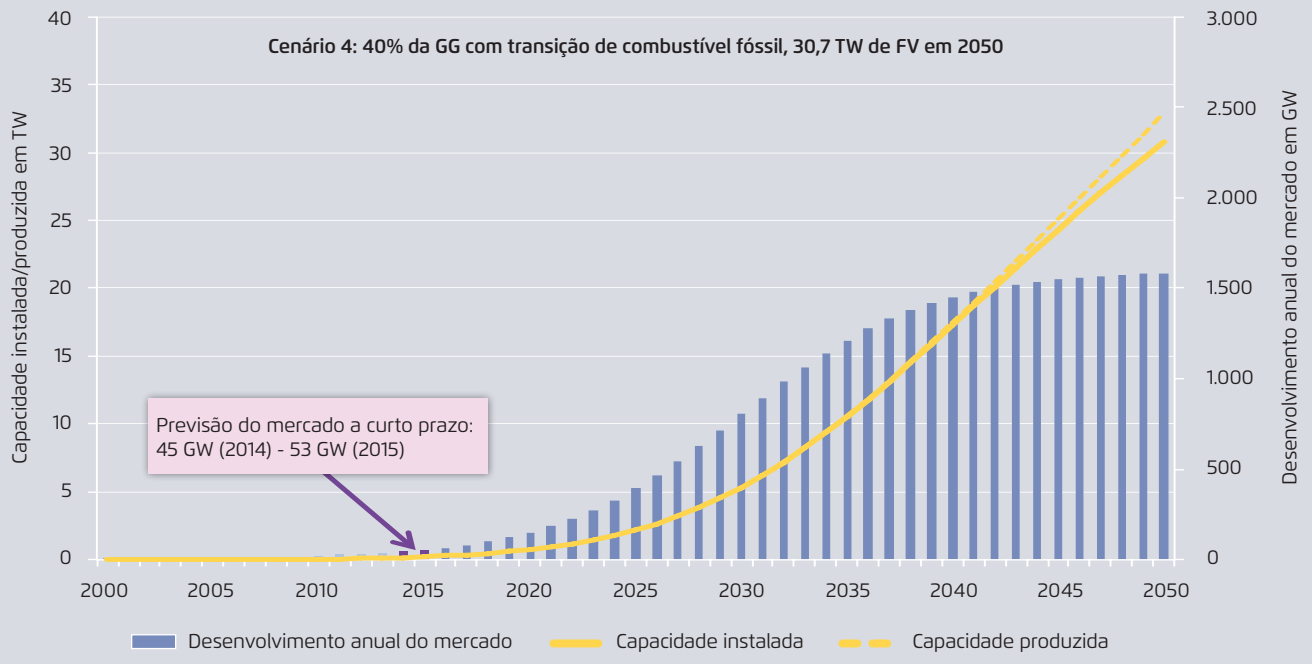


Ilustração própria

9.4 Cenários de custos do sistema

Custo do sistema fotovoltaico, cenário 1 — Figura 68

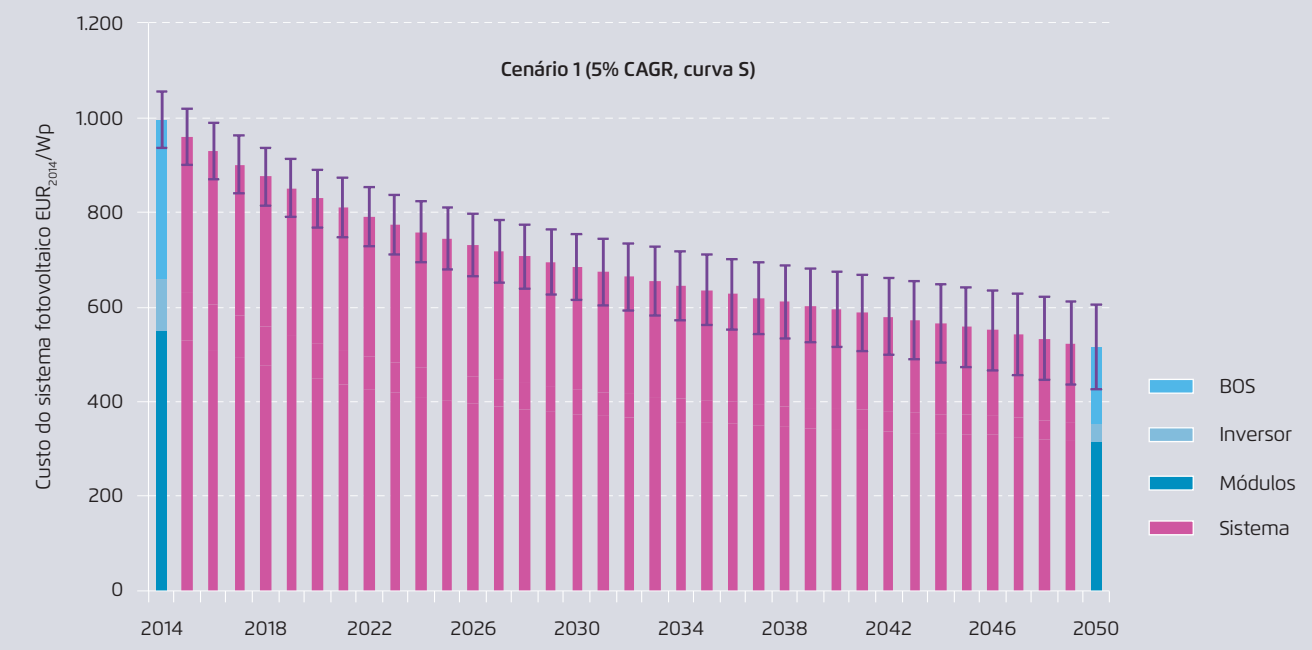


Ilustração própria

Custo do sistema fotovoltaico, cenário 2 — Figura 69

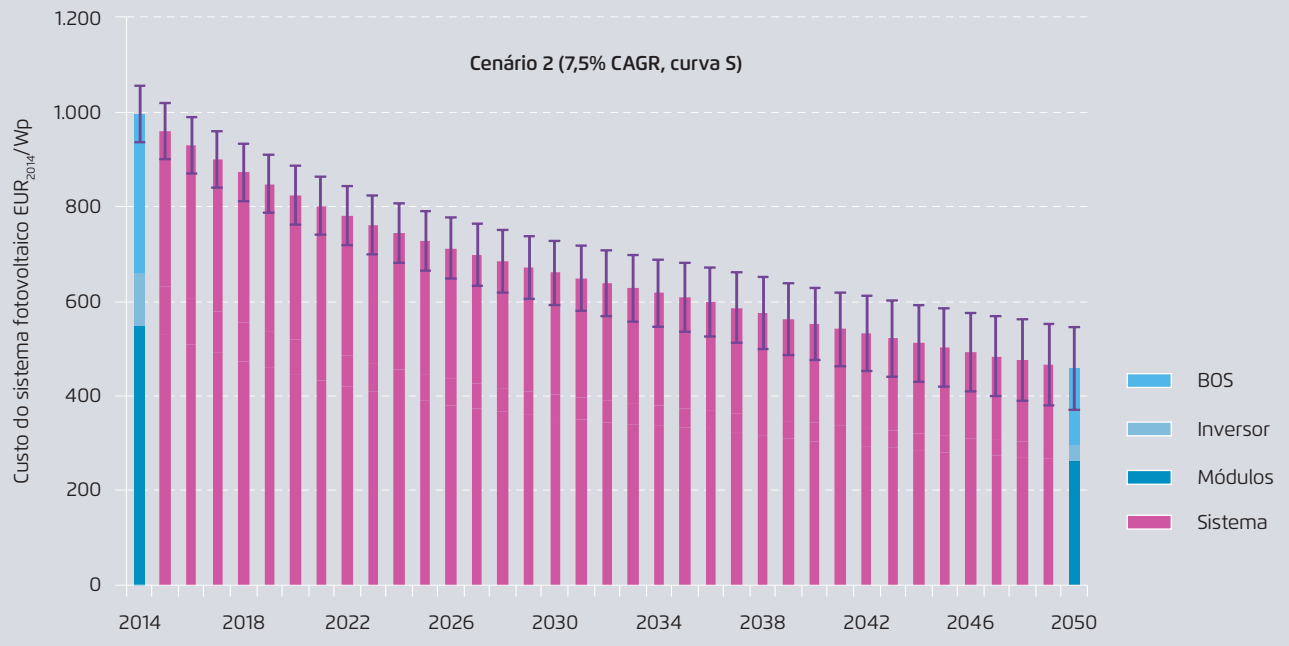


Ilustração própria

Custo do sistema fotovoltaico, cenário 3 — Figura 70

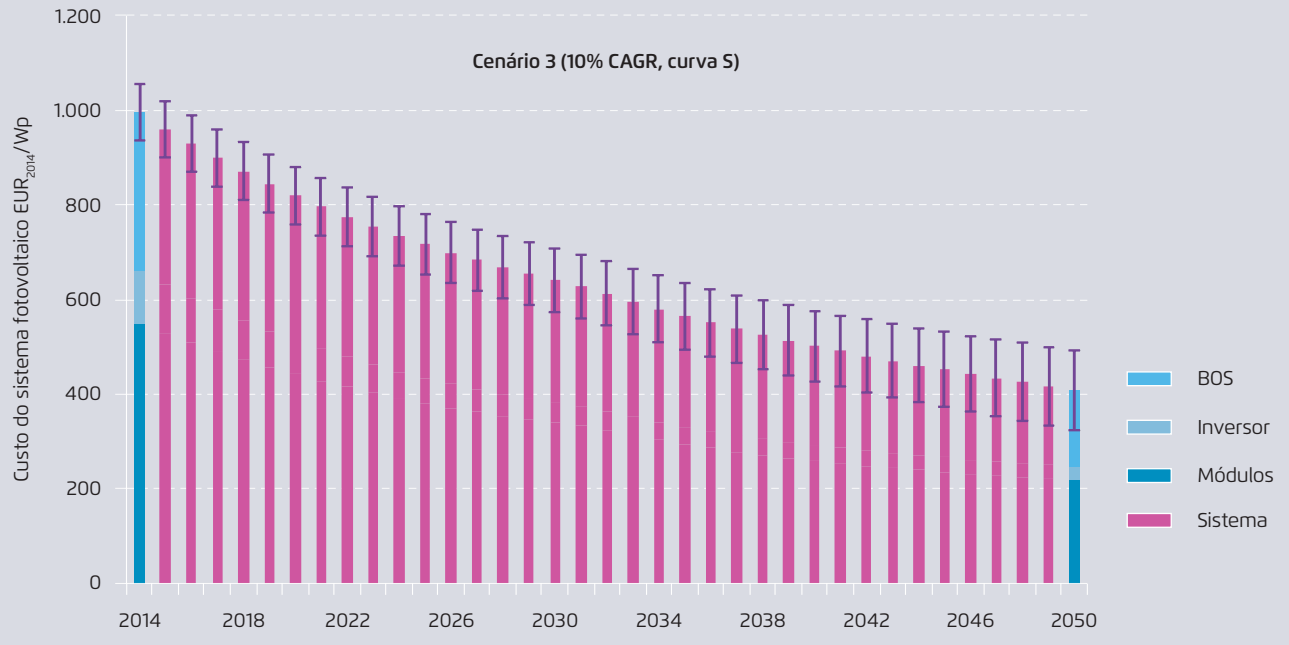


Ilustração própria

Custo do sistema fotovoltaico, cenário 4 (inovação FV) Figura 71

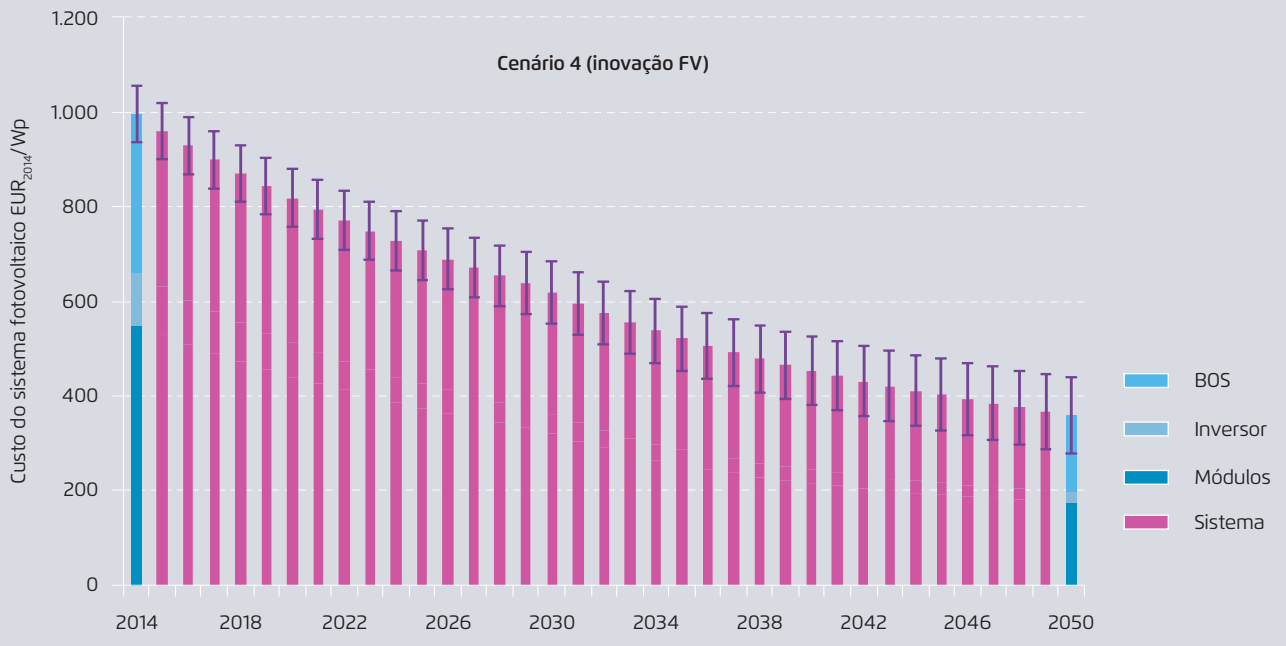


Ilustração própria

9.5 Suposições detalhadas e resultados sobre o custo de BOS

Suposições detalhadas sobre a redução de custo de BOS Tabela 10

	Suposições na redução de custos de BOS			
	Custo 2014 (€/kWp)	Fator de impacto de eficiência	Redução de custo (Mín.)	Redução de custo (Máx.)
Instalação	50	100%	10%	40%
Fixação	75	100%	20%	50%
Cabeamento CC	50	75%	10%	30%
Switchgear	5	0%	0%	50%
Conexão à rede	60	0%	40%	60%
Transformador	20	0%	20%	40%
Infraestrutura	40	75%	10%	30%
Planejamento e documentação	35	75%	0%	30%

Resultados detalhados sobre o custo de BOS em 2050 — Tabela 11

Resultados detalhados sobre o custo de BOS em 2050						
Cenário de redução de custo Cenário de eficiência	**Melhor conserv.**	**Melhor médio**	**Melhor otimista**	**Pior conserv.**	**Pior médio**	**Pior otimista**
Instalação	28	23	19	19	15	13
Fixação	38	30	26	23	19	16
Cabeamento CC	32	28	26	25	22	20
Switchgear	5	5	5	3	3	3
Conexão à rede	36	36	36	24	24	24
Transformador	16	16	16	12	12	12
Infraestrutura	26	23	21	20	18	16
Planejamento e documentação	25	22	20	18	15	14
BOS total	206	182	168	144	127	117

Resultados detalhados do custo de BOS em 2050, dependendo dos cenários de eficiência — Figura 72

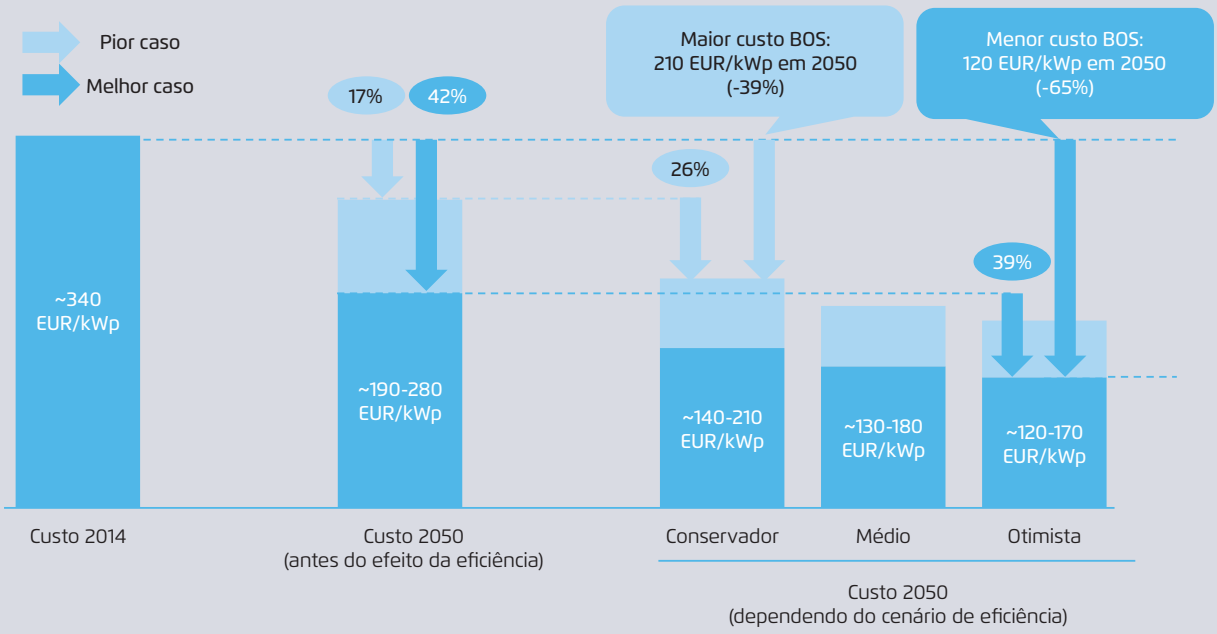


Ilustração própria

9.6 Referências bibliográficas

[1] T. Kelm, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014, commissioned by the German Ministry of Economy and Energy, 2014.

[2] Fraunhofer ISE, "Photovoltaics Report," 24 out. 2014. [Online]. Disponível em: http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf.

[3] E. Rogers, Diffusion of innovations (4th edition), New York, London, Toronto: Free Press, 1995.

[4] EPIA, "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018," jun. 2014.

[5] International Energy Agency (IEA), Energy Technology Perspectives 2014, Paris: OECD / IEA, 2014.

[6] International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2013, Paris: OECD / IEA, 2013.

[7] C. Breyer und J. Schmid, POPULATION DENSITY AND AREA WEIGHTED SOLAR IRRADIATION: GLOBAL OVERVIEW ON SOLAR, 2010.

[8] T. M. Wright, "Factors affecting the cost of airplanes," *Journal of Aeronautical Sciences*, Bd. 3, pp. 122-128, 1936.

[9] B. C. Group, Perspectives on Experience, The Boston Consulting Group, 1972.

[10] B. Hendeson, "BCG Perspectives - The Experience Curve," 1968. [Online]. Disponível em: https://www.bcgperspectives.com/content/Classics/strategy_the_experience_curve.

[11] G. F. Nemet und D. Husmann, "PV Learning Curves and Cost Dynamics," in *Advances in Photovoltaics: Part 1*, G. P. Willeke und E. R. Weber, Hrsg., San Diego, Oxford, Amsterdam, Academic Press, 2012, pp. 85-142.

[12] L. Neij, "Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments," *Energy Policy*, Bd. 36, Nr. 6, pp. 2200-2211, 2008.

[13] M. Weiss, M. Junginger, M. K. Patel und K. Blok, "A review of experience curve analyses for energy demand technologies," *Technological Forecasting and Social Change*, Bd. 77, Nr. 3, pp. 411-428, 2010.

[14] W. Hoffmann, "Differentiated price experience curves as evaluation tool for judging the further development of crystalline silicon and thin film PV solar electricity products, Data: Applied Materials," in PV-SEC, Hamburg, 2009.

[15] A. de la Tour, M. Glachant und Y. Meniere, "Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models," *Energy*, Bd. 62, pp. 341-348, 2013.

[16] M. A. Green, K. Emery, D. L. King, S. Igari und W. Warta, "Solar Cell Efficiency Tables (Version 01)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Bd. 12, Nr. 1, pp. 55-62, 1993.

[17] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta und E. D. Dunlop, "Solar Cell Efficiency Tables (Version 44)," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Bd. 22, Nr. 7, pp. 701-710, 2014.

[18] P. Würfel, Physics of solar cells - from principles to new concepts, Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2005.

[19] W. Shockley und H. J. Queisser, "Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells," *Journal of Applied Physics*, Bd. 32, Nr. 3, pp. 510-519, 1961.

[20] A. Richter, M. Hermle und S. W. Glunz, "Reassessment of the Limiting Efficiency for Crystalline Silicon Solar Cells," *IEEE Journal of Photovoltaics*, Bd. 3, Nr. 4, pp. 1184-1191, 2013.

[21] S. W. Glunz, "Crystalline Silicon Solar Cells with High Efficiency," in *Advanced Concepts in Photovoltaics*, A. J. Nozik, G. Conibeer und M. C. Beard, Hrsg., Cambridge, UK, The Royal Society of Chemistry, 2014, pp. 1-29.

[22] R. M. Swanson, "Approaching the 29% limit efficiency of silicon solar cells," in *Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Lake Buena Vista, FL, USA, 2005.

[23] L. S. Mattos, S. R. Scully, M. Syfu, E. Olson, L. Yang, C. Ling, B. M. Kayes und G. He, "New Module Efficiency Record: 23.5% under 1-Sun Illumination Using Thin-film Single-junction GaAs Solar Cells," in *Proceedings of the 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Austin, TX, USA, 2012.

[24] S. P. Philipps und A. W. Bett, "III-V multi-junction solar cells," in *Advanced Concepts in Photovoltaics*, A. J. Nozik, G. Conibeer und M. C. Beard, Hrsg., Cambridge, UK, The Royal Society of Chemistry, 2014, pp. 87-117.

[25] J. N. Mayer, Projektstudie für zukünftige Systemtechnik und Netzanbindung regenerativer Kraftwerke, 2012.

[26] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2009.

[27] R. Pietzcker, "Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photovoltaics and concentrating solar power," *Applied Energy*, no. 135, pp. 704-720, 09 2014.

9.7 Lista de figuras

Figura E1 Objetivo do estudo: fornecer faixas de custos futuros de FV para apoiar discussões suplementares 5

Figura E2 Preços futuros dos módulos em diferentes cenários com base na "taxa de aprendizado" histórica 6

Figura E3 Tarifa *feed-in* para novos sistemas solares fotovoltaicos de grande escala na Alemanha 7

Figura E4 Custo da eletricidade de novas usinas de energia solar na Europa Meridional e Central 8

Figura E5 Custo da eletricidade de novas usinas de energia solar na América do Norte, Austrália, Índia e região do Mena* 9

Figura E6 Custo de eletricidade solar fotovoltaica a diferentes custos de capital: exemplos mostram casos do sul da Alemanha e sul da Espanha em 2025 10

Figura E7 Custo da eletricidade e contribuição para o sistema elétrico por tecnologia, na Alemanha em 2035* 11

Figura 1 Tarifa *feed-in* para novos sistemas solares fotovoltaicos de grande escala na Alemanha..... 13

Figura 2 Objetivo do estudo: fornecer uma amplitude de custos futuros de FV para apoiar mais discussões..... 14

Figura 3 Escopo: foco em sistemas fotovoltaicos montados no solo..... 15

Figura 4 O foco na tecnologia de módulos mais estabelecida leva a uma estimativa "conservadora" do custo futuro 15

Figura 5 Escopo: custo total do sistema de energia solar fotovoltaica ("custo chave na mão") a longo prazo 16

Figura 6 A abordagem "*bottow-up*" é usada para estimar o desenvolvimento a longo prazo do mercado de FV até 2050, seguido por uma verificação cruzada "*top-down*" com a demanda de eletricidade em 2050..... 19

Figura 7 Desenvolvimento histórico da capacidade instalada de FV em todo o mundo..... 21

Figura 8 Estimativas de mercado a curto prazo para 2015 são usadas como ponto de partida para estimativas de cenário 21

Figura 9 A demanda de eletricidade em 2050 depende muito da eletrificação do setor de energia – cenários da IEA são usados; além disso, um cenário do professor Breyer é considerado 22

Figura 10 Três cenários de longo prazo são desenvolvidos usando premissas sobre taxas anuais de crescimento do mercado de 5% a 10% ao ano após 2015 23

Figura 11 Verificação dos cenários com geração global de eletricidade: cenário de inovação em FV (4) viável somente com eletrificação 24

Figura 12 Os cenários de desenvolvimento do mercado são ajustados com a abordagem da curva S para representar a penetração típica do mercado 25

Figura 13 Projeção do desenvolvimento anual do mercado fotovoltaico global em quatro cenários diferentes..... 26

Figura 14 Verificação de plausibilidade dos cenários da curva S com as perspectivas do mercado a curto prazo 27

Figura 15 Projeção da capacidade fotovoltaica produzida acumulada e o número de duplicações correspondentes nos cenários..... 28

Figura 16 Explicação da metodologia: a curva de experiência 29

Figura 17 Exemplo para fatores de experiência de preço de outras indústrias: tecnologia DRAM 30
Figura 18 Exemplo para fatores de experiência de preço de outras indústrias: monitores de tela plana 30
Figura 19 Curva de experiência histórica de módulos fotovoltaicos desde 1980 31
Figura 20 Faixa da taxa de aprendizado histórico por variação da escala de tempo considerada 32
Figura 21 Extrapolação da curva de experiência para módulos fotovoltaicos 33
Figura 22 Desenvolvimento histórico de eficiências de células solares: altos resultados em laboratório ... 34
Figura 23 Visão geral dos cenários de eficiência do módulo de placa plana 35
Figura 24 Ilustração do progresso na tecnologia de inversor FV 36
Figura 25 Extrapolação da curva de experiência dos inversores fotovoltaicos 37
Figura 26 Impacto dos principais determinantes de componentes de BOS 39
Figura 27 Ilustração da área total necessária para uma usina de eletricidade fotovoltaica de 1 MW. A eficiência do módulo tem um grande impacto na área de superfície e, portanto, no custo do BOS 40
Figura 28 Exemplo de abordagem para estimar o futuro saldo do custo do sistema para cada componente 41
Figura 29 Visão geral do atual custo total do sistema para sistemas fotovoltaicos montados no solo (exemplo da Alemanha) 42
Figura 30 Visão geral do custo de balanço do sistema para sistemas fotovoltaicos montados no solo (exemplo da Alemanha) 42
Figura 31 Cenário de redução de custos da estrutura de fixação 43
Figura 32 Cenário de redução de custos da instalação 44
Figura 33 Cenário de redução de custos do cabeamento CC 45
Figura 34 Cenário de redução de custos da conexão à rede 46
Figura 35 Cenário de redução de custo da infraestrutura 47
Figura 36 Cenário de redução de custo de outros componentes de custo do BOS 48
Figura 37 Resumo BOS: a combinação das suposições de piores e melhores casos resulta em uma faixa de custo de BOS em 2050 49
Figura 38 Visão geral das metodologias aplicadas para estimar o custo total dos sistemas em 2050 51
Figura 39 Uma amplitude de custos do sistema fotovoltaico em 2050 é derivada da combinação de pressupostos mínimos e máximos 52
Figura 40 Uma amplitude de custos do sistema fotovoltaico em 2050 é derivada da combinação de pressupostos mínimos e máximos 52
Figura 41 Comparação de custos dos sistemas fotovoltaicos em 2050 considerando diferentes cenários 53
Figura 42 Amplitude dos futuros desenvolvimentos de custos nos diferentes cenários 54
Figura 43 Custo da energia produzida por sistemas fotovoltaicos montados no solo em 2050 no sul da Alemanha e no sul da Espanha 56
Figura 44 Amplitude de LCOE nos diferentes cenários para o sul da Alemanha em 2050 56
Figura 45 Análise de sensibilidade ao custo de capital 57
Figura 46 LCOE Argentina (750–1.550 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 61
Figura 47 LCOE Austrália (1.050–1.850 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 61
Figura 48 LCOE Brasil (1.150–1.800 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 62
Figura 49 LCOE Canadá (900–1.450 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 62
Figura 50 LCOE China (1.150–1.750 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 62
Figura 51 LCOE França (1.000–1.550 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 63
Figura 52 LCOE Índia (1.400–1.850 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 63
Figura 53 LCOE Coreia do Sul (1.300–1.350 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 63

Figura 54 LCOE Marrocos (1.500–1.850 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 64
Figura 55 LCOE Rússia (850–1.550 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 64
Figura 56 LCOE Arábia Saudita (1.550–1.900 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 64
Figura 57 LCOE África do Sul (1.000–1.300 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 65
Figura 58 LCOE Espanha (1.350–1.900 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 65
Figura 59 LCOE Tailândia (1.350–1.600 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 65
Figura 60 LCOE Turquia (1.350–1.750 kW /kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 66
Figura 61 LCOE Uganda (1.450–1.750 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 66
Figura 62 LCOE Reino Unido (800–1.150 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 66
Figura 63 LCOE Estados Unidos (1.350–1.950 kWh/kWp p.a.); CMPC entre 5% e 10% 67
Figura 64 Capacidade instalada e produzida, cenário 1....70
Figura 65 Capacidade instalada e produzida, cenário 2... 71
Figura 66 Capacidade instalada e produzida, cenário 3... 71
Figura 67 Capacidade instalada e produzida, cenário 4.... 72
Figura 68 Custo do sistema fotovoltaico, cenário 1..... 72
Figura 69 Custo do sistema fotovoltaico, cenário 2..... 73
Figura 70 Custo do sistema fotovoltaico, cenário 3..... 73
Figura 71 Custo do sistema fotovoltaico, cenário 4 (inovação FV)..... 74
Figura 72 Resultados detalhados do custo de BOS em 2050, dependendo dos cenários de eficiência 75

Publicações da Agora Energiewende

Todas as publicações estão disponíveis em nosso *website:*
www.agora-energiewende.org

EM INGLÊS

12 Insights on Germany's Energiewende
An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014
Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector
Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry
An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?
An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany
A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany
Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Power Market Operations and System Reliability
A contribution to the market design debate in the Pentalateral Energy Forum

EM ALEMÃO

12 Thesen zur Energiewende
Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang - und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?
Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien
Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen
Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO_2- Emissionen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage
Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen
Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Publicações da Agora Energiewende

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft
Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0
Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell
Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?
Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?
Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranalagen sowie neuer CCS - und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind - und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland
Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen
Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Netzentgelte in Deutschland
Herausforderungen und Handlungsoptionen

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor
Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien
Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts
Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende
Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende
Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell
Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

059/01-S-2015/EN

Como podemos realizar a *Energiewende*? Que legislação, iniciativas e medidas precisamos para torná-la um sucesso? A Agora Energiewende ajuda a preparar o terreno para garantir que a Alemanha defina o rumo de um setor de energia totalmente descarbonizado. Como *think-and-do-tank*, trabalhamos com as principais partes interessadas para melhorar a base de conhecimento e facilitar a convergência de pontos de vista.

Agora Energiewende
Rosenstrasse 2 | 10178 Berlim | Alemanha
T +49 (0)30 284 49 01-00
F +49 (0)30 284 49 01-29
www.agora-energiewende.org
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

A Agora Energiewende é uma iniciativa conjunta da Fundação Mercator e da European Climate Foundation.