

Solaroffensive für Deutschland

Wie wir mit Sonnenenergie einen Wirtschaftsboom
entfesseln und das Klima schützen



Solaroffensive für Deutschland

Wie wir mit Sonnenenergie einen Wirtschaftsboom entfesseln und das Klima schützen



Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE

Autor:innen

Dr. Harry Wirth

Dr. Christoph Kost

Dr. rer. nat. Korbinian Kramer

Dr. Holger Neuhaus

Dominik Peper

Dr. Jochen Rentsch

Charlotte Senkpiel

➔ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist eine internationale Umweltorganisation, die mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen kämpft. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Mehr als 630.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

Impressum Greenpeace e.V., Hongkongstr. 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 mail@greenpeace.de, www.greenpeace.de

Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19 – 20, 10117 Berlin, **V.i.S.d.P.** Jonas Ott **Titelfoto:** Solarfarm auf einer ehemaligen

Mülldeponie im niederländischen Geldermalsen © Misha Keijser/mauritus images **Stand** 07/2021 S 0365 1

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

mittlen in der Klimakrise ist das Potenzial der Solarenergie in Deutschland immer noch weitestgehend unerschlossen. Das ist geradezu irrational angesichts der bedeutenden Rolle, die eine Nutzung der Sonnenenergie für Strom und Warmwasser in Deutschland und weltweit spielen könnte – wenn man sie bloß nutzen würde. Wissenschaftlich ist ihr Potenzial unumstritten. Deutschland kann seinen Beitrag zum Pariser Klimaziel nur auf Basis eines nie dagewesenen Ausbaus solarer Energiesysteme erreichen. Auf diese Weise können wir die alte fossil-nukleare Welt überwinden und die Bundesrepublik noch vor 2040 in die Klimaneutralität überführen. Mit dieser neuen Studie zeigt Fraunhofer ISE, das führende Solarforschungsinstitut Deutschlands, wie uns das gelingen kann. Und muss, wenn wir rechtzeitig als Gesellschaft und Politik verantwortlich handeln und klimagerecht gegenüber dem globalen Süden, zukünftigen Generationen und uns selbst sein wollen.

Das Wissen über die immer effizienteren und günstigeren Technologien haben wir bereits. Hinzu kommen ungenutzte Flächen, auf denen sich Solarenergie klug integrieren und kombinieren lässt, wodurch die Nutzung für Strom oder Wärme beispielsweise nicht mehr mit der Landwirtschaft

konkurriert. Der notwendige Ausbau an Solarenergie verlagert zudem die Produktionskapazitäten nach Deutschland zurück und damit einen großen Teil der Wertschöpfungskette. Das führt zu einer Vielzahl an klimagerechten Arbeitsplätzen in der Planung, Installation und Produktion. Damit dieser Solarboom so schnell wie möglich beginnen kann, gibt es konkrete Handlungsempfehlungen für die Politik.

Zu Beginn dieses Jahrzehnts haben wir als Industriestandort Deutschland die womöglich letzte Chance, mit unserer exorbitanten, historisch kumulierten Last an Treibhausgasen, wirkliche Verantwortung beim Klimaschutz zu übernehmen. Wir können demonstrieren, dass auch in unseren Breitengraden der Einsatz von Solartechnologie kostengünstig Strom und Wärme erzeugen kann. Ein wirklicher Solarboom in Deutschland hat das Potenzial eine globale Strahlkraft zu entfalten und dadurch die Sonnenenergienutzung auch in anderen Regionen der Welt zu entfesseln. Nur so können wir Klimagerechtigkeit zu unserem Prinzip machen und uns vor den schlimmsten Auswirkungen der Klimakrise und dem drohenden Klimakollaps bewahren.

Deutschland muss solar werden.

Jonas Ott
Experte für Erneuerbare Energien, Greenpeace

Solaroffensive für Deutschland – Wie wir mit Sonnenenergie einen Wirtschaftsboom entfesseln und das Klima schützen

Sieben Kernaussagen

1. Die Geschwindigkeit beim Ausbau der Photovoltaik und der Solarthermie muss sich im Vergleich zu 2020 mindestens verdreifachen.

Trotz des anfänglichen Aufschwungs in der Solarbranche ist die bis heute installierte Leistung viel zu gering für den 1,5 Grad-Pfad des Energiesystems. Dabei handelt es sich bei der PV-Technologie um einen essentiellen Baustein für den Klimaschutz. Die Regierung in Deutschland muss jetzt die Weichen für eine Solaroffensive stellen, damit bis zum **Jahr 2030** die in Deutschland installierte PV-Leistung von derzeit **56 Gigawatt (GW)** auf **150 bis 200 GW** und bis zur **Vollendung der Energiewende auf 300 bis 450 GW** steigen kann.

Das entspricht einer mittleren **jährlichen Netto-Zubaurate** von mindestens **12 bis 20 GW** mit **Zieljahr 2040**.

Bei der direkten Umwandlung von Sonnenstrahlen in Wärme, der Solarthermie, wird im Vergleich zu 2020 mindestens eine Erhöhung der installierten **Solarthermie-Kollektorfläche** um den **Faktor 3** für die Vollendung der Energiewende benötigt. Für das **Zieljahr 2040** muss dafür der mittlere jährliche **Zubau** um mindestens **Faktor 3** steigen.

2. Solarmodule sind unschlagbar günstig geworden. Bereits heute erzeugen erste große Photovoltaik-Anlagen Strom, der ohne Zuschüsse konkurrenzfähig ist.

Die **Energiegestehungskosten** für die Umwandlung von Sonnenenergie in Strom oder Wärme sinken immer weiter, insbesondere aufgrund von verbesserten Wirkungsgraden und sogenannten Skaleneffekten durch die Massenproduktion. Trotz sinkender und teilweise unzureichender EEG-Vergütung zeigen erste

große PV-Anlagen, dass sie auch ohne staatliche Zuschüsse in Deutschland wirtschaftlich und kostengünstig grünen Strom erzeugen können. Für das **Jahr 2040** können Stromgestehungskosten von **2 bis 7 €ct pro Kilowattstunde**, also unter den Kosten für Strom aus Wind und fossilem Gas, angenommen werden.

3. Die Umwelt- und Klimabilanz von Photovoltaik-Modulen und Solarthermie-Kollektoren verbessert sich kontinuierlich.

Analysen des **Lebenszyklus von PV-Anlagen** zeigen, dass deren **Umweltbilanz** immer besser wurde, unter anderem durch Fortschritte bei Wirkungsgrad, Material- und Energieverbrauch, sowie Wiederverwertbarkeit. So reduzierten sich die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung mit Photovoltaik zwischen 2005 und 2019 nahezu um den Faktor 5. Auch bei anderen Umweltwirkungen sind ähnliche Reduktionsraten zu beobachten. Insgesamt verringert die Stromerzeugung auf Basis der Sonne die Emissionen von Treibhausgasen um den Faktor 16 bis 40 verglichen mit Gas und Braunkohle. Der CO₂-Abdruck von PV-Modulen aus Europa ist

gegenüber chinesischen Modulen um knapp die Hälfte geringer. Die wertvollen Rohstoffe von Solarmodulen können in Europa potentiell weitgehend wiederverwertet werden. Für eine vollständige Wiederverwertung muss die Einbindung in eine Kreislaufwirtschaft weiter forciert werden.

Die **Umweltwirkung der Solarthermie-Technologie** wird insgesamt als **gering** bewertet, verbessert sich dennoch kontinuierlich, nicht zuletzt aufgrund der Wiederverwertung der Materialien.

4. Sonnenstrom lässt sich hervorragend mit anderen Nutzungen kombinieren, beispielsweise in der Agrarwirtschaft. Das würde Landwirt:innen eine umweltfreundliche Einnahmequelle praktisch ohne Flächenverluste bieten.

Photovoltaik-Module sind grundsätzlich leicht und vielfältig integrierbar. Die Studie zeigt sechs zusätzliche **große Flächen**, die über **3000 Gigawatt Installations-Leistung** als technisches Potenzial bieten. Das sind beispielsweise künstliche Seen oder Fassaden an Bauwerken, im urbanen Raum ebenso wie in der

Verkehrsinfrastruktur oder an Fahrzeugen. Die **Agri-Photovoltaik**, also Stromerzeugung mit Landwirtschaft kombiniert, und **PV in Gebäudehüllen** weisen dabei ein besonders hohes technisches Potenzial auf. Dadurch ist es möglich, kritische (Land-)Nutzungskonflikte zu lösen oder von vornherein zu vermeiden.

5. Mit dem Aufbau einer Wertschöpfungskette in Europa wird die Produktion von Solar-Modulen kostengünstiger und klimafreundlicher als der Import. Zugleich schafft das Tausende von Arbeitsplätzen und kurbelt so die Wirtschaft an.

Die Wertschöpfungskette von PV-Modulen hat sich stark auf die Produktionsstandorte in Fernost verlagert. Das geht zu Lasten von Arbeitsplätzen und belastet Umwelt und Klima durch Abgase und CO₂-Emissionen für den langen Transport. Weil Transportkosten aus Fernost steigen, unter anderem wegen höherer CO₂-Bepreisung, kann sich die Herstellung nach Europa zurück verlagern. Je größer der Produktionsbetrieb, desto geringer fallen die Kosten für die Herstellung von PV-Modulen aus. Von daher rentieren sich

insbesondere größere, automatisierte Fabriken. Die für den 1,5 Grad-Pfad notwendige **Planung und Installation** von 12 bis 20 GW PV-Anlagen entspricht rund **42.000 bis 70.000 Vollzeitbeschäftigten**. Hinzu kämen rund **9.000 bis 14.000 Vollzeitbeschäftigte** für die **Solarmodul-Fabrikation**. Die Beschäftigungsstruktur für die **Solarthermie-Industrie** ist mit rund **20.000 Arbeitsplätzen** noch gut erhalten. Sie würde durch erhöhte Installationsraten und Absatz deutlich wachsen.

6. Nur die Politik bremst den Boom der Sonnenenergie aus. Die bürokratischen Hürden müssen weg.

Nach einer anfangs vorbildlichen Förderung durch das weltweit einzigartige Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde der Ausbau von Photovoltaik stark ausgebremst. Politisch gewollte regulatorische Hürden und Deckelungen wirken bis heute. Diese Bremsen können auf Basis der **Handlungsempfehlungen** von der Bundesregierung gelöst werden und einen **Ausbau-Boom der Solarenergie entfesseln**.

Bei der Solarthermie muss der Staat in der **Marktphase die Rahmenbedingungen klug setzen** und in Zeiten viel zu geringer CO₂-Preise mit Subventionen unterstützen, damit Solarwärme zur Senkung der CO₂-Emissionen im Wärmebereich beitragen kann. Dafür ist eine **technologieoffene Solarpflicht** für die Erzeugung von Strom und Wärme notwendig.

7. Die bisher ungenutzten Potenziale der Solarthermie bieten uns eine riesige Chance. Die 2020er Jahre müssen auch ein Jahrzehnt der Solarthermie werden, um die verlorene Zeit beim Klimaschutz aufzuholen.

Neben dem Potenzial für Solarstrom ist auch das Potenzial für Solarwärme immens und noch lange nicht ausgeschöpft. Darin liegt eine große Chance. Die Nutzung von solarer Wärme muss von **10 TWh im Jahr 2020** auf **mindestens 33 TWh** bis zur Vollendung der Energiewende ausgebaut werden. Das ist ein Kraftakt, denn die **Ausbaugeschwindigkeit** muss dafür **mindestens verdreifacht** werden. Aufgrund des steigenden Wirkungsgrades, technischer Weiterentwicklung und Wiederverwertbarkeit, sinken die Gesteungskosten von **solarer Wärme** in ähnlicher Weise wie bei der Photovoltaik. Mit der

Solarisierung von Wärmenetzen und Industrieprozessen kann Wärme unter passenden Bedingungen für nur **2 bis 4 €ct pro Kilowattstunde** bereitgestellt werden – kostengünstiger als Wärme aus fossilem Gas. Systemische Lösungen wie die der PVT-Technologie, also Hybrid-Kollektoren, die zusammen mit Wärmepumpen betrieben werden können, sind zwar noch nicht weit verbreitet, machen aber durch eine kombinierte Erzeugung von Strom und Warmwasser die Nutzungskonkurrenz zwischen Solarthermie und Photovoltaik technisch obsolet.

SOLAROFFENSIVE – WIE WIR MIT SONNENENERGIE EINEN WIRTSCHAFTSBOOM ENTFESSELN UND DAS KLIMA SCHÜTZEN

Kurzstudie

Dr. Harry Wirth
Dr. Christoph Kost
Dr. rer. nat. Korbinian Kramer
Dr. Holger Neuhaus
Dominik Peper
Dr. Jochen Rentsch
Charlotte Senkpiel

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Datum: 28.07.2021

Zusammenfassung

Photovoltaik

Die Vollendung der Energiewende wird den Strombedarf in Deutschland vervielfachen, mit Photovoltaik und Windkraft als tragende Säulen unseres zukünftigen, nachhaltigen Energiesystems. Auf Basis verschiedener Transformationsszenarien betrachten wir ein Ausbauziel von 300 – 450 GW_p Photovoltaik als plausibel. Mit dem Zieljahr 2040 ist dafür ein mittlerer jährlicher Nettozubau von 12 – 20 GW_p notwendig, zuzüglich Ersatzinstallationen.

Seit Einführung des EEG vor 21 Jahren konnten die Stromgestehungskosten für PV-Strom um ca. 80 – 90 % gesenkt werden, für große PV-Kraftwerke in der Freifläche auf 3 – 5,5 €/ct/kWh, für kleine Dachanlagen bis 30 kW_p auf 6 – 11 €/ct/kWh. Der niedrigste mittlere Strompreis, der in Ausschreibungen für große Kraftwerke erzielt wurde, beträgt 4,33 €/ct/kWh und stammt aus dem Februar 2018. Die EEG-Vergütung für neue, kleine PV-Anlagen auf Dächern im Leistungsbereich bis 10 kW fiel im Juli 2021 auf 7,47 €/ct/kWh. Auch künftig wird erwartet, dass Forschung und Entwicklung sowie Marktwachstum weitere Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen hervorbringen werden. Die schnell fortschreitende Erderhitzung verbietet jedoch weiteres Zögern beim Ausbau.

Die Erhöhung der aktuell installierten PV-Leistung um einen Faktor von 6 – 8 benötigt erhebliche Flächen für den Bau neuer Kraftwerke. Mit der Integration von PV-Modulen in bereits genutzte Flächen lässt sich ein riesiges Potenzial für die Stromerzeugung erschließen. Integrierte Photovoltaik verbindet sich mit Landwirtschaft, schwimmt auf gefluteten Tagebauen, fügt sich in Gebäude- und Fahrzeughüllen, folgt Verkehrswegen oder bedeckt bereits versiegelte Flächen. Die Aktivierung und doppelte Nutzung von Flächen verspricht nicht nur einen flächenneutralen Ausbau, sie erzeugt auch eine Vielzahl von Synergiepotenzialen hinsichtlich Klimaresilienz, Ressourceneffizienz, Akzeptanz, verbrauchsnahe Stromproduktion und lokaler Wertschöpfung in der PV-Produktion.

Die solare Stromerzeugung verursacht heute bereits 16- bis 40-mal weniger Treibhausgasemissionen pro kWh als die Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern wie Gas und Braunkohle, und mit einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix wird sich diese Bilanz weiter verbessern. Wird ein bedeutender Anteil des PV-Bedarfs durch große, integrierte Produktionen in Deutschland und anderen europäischen Ländern gedeckt, so lassen sich besonders niedrige CO₂-Emissionsfaktoren erreichen. Pro GW_p an integrierter PV-Produktionskapazität entstehen ca. 750 Arbeitsplätze, weitere ca. 3.500 Arbeitsplätze pro GW_p werden für die Installation benötigt. Ausgediente Solarmodule werden bereits dem Recycling zugeführt, das teilweise Downcycling muss jedoch weiter reduziert werden.

Wird ein signifikanter Anteil des Bedarfs an PV-Modulen durch großskalige, nachhaltige Produktionen in Deutschland und Europa gedeckt, so kann eine kritische Importabhängigkeit in der systemrelevanten Energiebereitstellung vermieden werden. Für den Ausbau der PV-Produktion sind verlässliche politische Signale ebenso wichtig wie ein Marktdesign, das Nachhaltigkeit umfassend belohnt.

Solarthermie

Die Solarthermie ist eine Schlüsselkomponente für die Wärmewende. Als eine sofort verfügbare Technik bietet sie gerade im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Wärmequellen ein erhebliches Potenzial für Treibhausgas-Vermeidung. Sie ist leicht skalierbar und verbraucht keinen Brennstoff. Mit minimalem Wartungsaufwand, geringen Kosten sowie nur 1 % oder weniger Hilfsenergiebedarf auf der Stromseite arbeitet sie weitgehend CO₂-frei. In Kombination mit Wärmepumpen, Photovoltaik, Pellets oder Biogas spart sie Brennstoff ein bzw. erhöht die Effizienz für alle erneuerbaren Wärmeerzeuger.

Eine Solarpflicht sollte technologieoffen umgesetzt werden, um zukünftig den Einsatz beider Solartechnologien, der Solarthermie und der Photovoltaik, zu fördern. Beide werden für eine erfolgreiche und bezahlbare Energiewende benötigt. In Kombination erzielen sie häufig die größtmöglichen CO₂-Einsparungen mit lokal verfügbarer Solarenergie bei geringstem Aufwand für zusätzliche Energieinfrastruktur.

Plausible Szenarien für die Vollendung der Energiewende betrachten einen Ausbau auf das Dreifache der im Jahr 2020 installierten Leistung, d.h. auf 45 – 49 GW_{th}. Für das Zieljahr 2040 muss die Ausbaurate deutlich gesteigert werden. Insbesondere der Solarisierung der Fernwärme und des Wärmebedarfs des produzierenden Gewerbes werden dabei eine maßgebliche Rolle zukommen. Systemische Ansätze wie die Kopplung von Solarthermie und Wärmepumpen stellen einen aussichtsreichen Wachstumspfad im Gebäudesektor dar.

Executive Summary

Photovoltaics

Completion of the energy transformation will multiply the demand for electricity in Germany, with photovoltaics (PV) and wind power being the main pillars of our future sustainable energy system. Based on different transformation scenarios, we consider an expansion target of 300 – 450 GW_p for the installed PV capacity to be plausible. For the target year 2040, an average annual net expansion of 12 – 20 GW_p is necessary, with replacement installations to be added.

Since the introduction of the Renewable Energy Law (EEG) 21 years ago, the production costs for PV electricity have been reduced by approx. 80 – 90 %. For large ground-mounted solar power plants these costs now range between 3 and 5.5 €/kWh, for small rooftop systems up to 30 kW_p between 6 and 11 €/kWh. The lowest average tender price for large power plants amounts to 4.33 €/kWh and was achieved in February 2018. For newly installed small rooftop systems in the segment below 10 kW_p, the feed-in compensation dropped to 7.47 €/kWh in July 2021. Continuing R&D efforts and market growth are expected to further reduce PV electricity cost, yet the accelerating progress of global heating prohibits any further implementation delay.

Increasing the currently installed PV capacity by a factor of 6 – 8 requires considerable areas for the construction of new solar power plants. Integrating PV modules into surfaces that are already in use provides access to a huge potential for electricity generation. Integrated photovoltaics combines with agriculture, floats on flooded open-cast mines, fits into building and vehicle bodies, follows traffic routes or covers already sealed surfaces like parking areas. Integration not only solves land-use conflicts, but also generates a multitude of synergy potentials. Synergistic effects include climate resilience, resource efficiency, acceptance, electricity production close to the consumption sites and local value creation by PV production.

Today, solar power generation already causes 16 to 40 times less greenhouse gas emissions per kWh than power generation with fossil fuels such as gas and lignite. With an increasing share of renewable energies in the electricity mix, this balance will continue to improve. A vertically integrated PV production chain located in Europe not only achieves lowest emissions, it also generates approx. 750 jobs for every GW_p of PV module production capacity. Another 3.500 jobs per GW_p are required for the installation of PV power plants. End-of-life solar modules are already being recycled, yet partial downcycling must be further reduced.

If a significant share of the photovoltaic demand is covered by large-scale, sustainable production in Germany and other European countries, an import dependency in the critical energy supply sector is avoided. For the growth of the PV production in Germany and Europe, reliable political signals are just as important as a market design that rewards sustainability.

Solar thermal energy

Solar thermal energy is a key component of the heat transformation. As an immediately available technology, it offers considerable potential for avoiding greenhouse gases, especially in conjunction with other renewable heat sources. Easily scalable, with minimal maintenance effort and costs as well as only 1% or less auxiliary energy requirement on the electricity side, it works largely CO₂-free. In combination with heat pumps, PV, pellet or biogas systems, it saves fuel and increases the efficiency of renewable heat generators.

Based on different transformation scenarios, an expansion to approximately three times the capacity installed at the end of 2020 is projected, resulting in 45 – 49 GW_{th}. For the target year 2040, the installation rate must be increased significantly. In particular, the solarization of district heating and the heating requirements of the manufacturing industry will play a decisive role. Systemic approaches such as the coupling of solar thermal energy and heat pumps represent a promising growth path in the building sector.

Compulsory installation of solar systems in buildings should be implemented in a technology-neutral manner in order to promote the use of both solar technologies, solar thermal and photovoltaics. Both are needed for a successful and affordable energy transition. In combination, they often achieve the largest possible CO₂ savings using locally available solar energy with the least amount of additional energy infrastructure.

Inhalt

1	Ausbaustrategie für Solarenergie	8
1.1	Solarer Strom	8
1.2	Solare Wärme	12
2	Photovoltaik	14
2.1	Markt und Technologieentwicklung	14
2.2	Integrierte PV	17
2.2.1	Agri-Photovoltaik (Agri-PV)	18
2.2.2	Schwimmende Photovoltaik (FPV)	20
2.2.3	Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV).....	21
2.2.4	Urbane PV (UPV)	24
2.2.5	PV in Verkehrswegen (RIPV)	25
2.2.6	Fahrzeugintegrierte PV (VIPV).....	26
2.2.7	Übersicht Potenziale und Stromgestehungskosten	28
2.3	PV-Produktion in Deutschland und Europa	29
2.4	Lebenszyklusanalyse (LCA)	34
3	Solarthermie	37
3.1	Preisentwicklung der Technologien	37
3.2	Wirkungsgradsteigerung und technische Weiterentwicklung	39
3.3	Recyclingfähigkeit und Umweltkennwerte.....	40
3.4	Technisches Potenzial, Ausbauziel und notwendige Ausbaurrate.....	40
3.5	Anwendungsfälle und Entwicklungen	42
3.6	Kleine und große Solarthermie.....	43
3.7	Solarthermieproduktion in Deutschland und Europa	44
3.8	Geschäftsmodelle.....	45
4	Regulatorische Hemmnisse und Lösungsoptionen	46
4.1	Photovoltaik.....	46
4.2	Solarthermie	51
5	Handlungsempfehlungen.....	52
5.1	Solarenergie allgemein	52
5.2	Photovoltaik.....	53
5.3	Solarthermie	56
6	Anhang	57
6.1	Abkürzungen	57
6.2	Literaturverzeichnis	58
6.3	Tabellen	60
6.4	Abbildungen	61

1.1

Solarer Strom

Der Bundestag hat das neue Klimaschutzgesetz am 24. Juni 2021 verabschiedet, damit steuert Deutschland bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität an. Für den Sektor Energiewirtschaft wird ein noch früheres Zieljahr als 2045 erwartet, weil hier die Transformationskosten geringer ausfallen. Aktuell gibt es für den Sektor aber noch keine dedizierte politische Zielvorgabe für die Zeit nach 2030, die mit dem neuen Klimaschutzgesetz kompatibel wäre. Die vorliegende Kurzstudie überträgt einzelne Ergebnisse zum Ausbau der Solarenergie auf das **Zieljahr 2040**, dabei zitiert sie aus Quellen und Modellrechnungen, die noch von 2045 oder 2050 ausgegangen waren.

Auf dem Weg zur Klimaneutralität wird der **Strombedarf** durch zunehmende Elektrifizierung der einzelnen Sektoren deutlich ansteigen, bis 2030 um Faktor 1,2 bis 1,4, bis zur Vollendung der Energiewende um **Faktor 2 bis 2,5**. Das zeigen die Ergebnisse von Szenarienrechnungen, die mit dem Energiesystemmodell REMod (1) für das Zieljahr 2045 ermittelt wurden. Das Modell berechnet den kostenoptimalen Weg zur Erreichung von Treibhausgas einsparungszielen. Dabei werden der Betrieb und der Ausbau der Technologien in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr und Industrie betrachtet.

Um Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklung abzubilden, werden zwei mögliche Szenarien gezeigt. Eine kostenoptimale (Referenz) und eine, in der höhere Effizienzsteigerungen im Verbrauch und suffizientes Verhalten (Effizienz/Suffizienz) zu Grunde gelegt werden, wodurch sich die Energienachfrage reduziert.

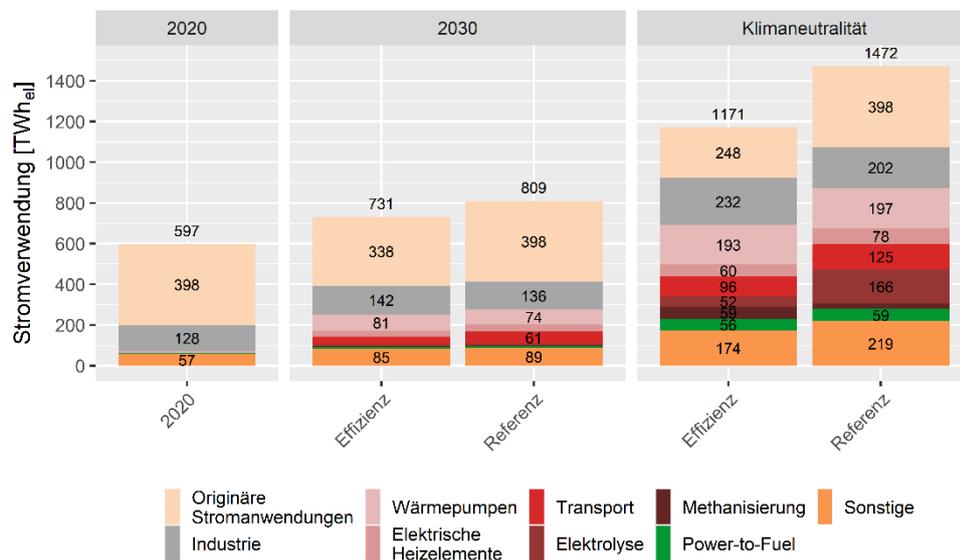


Abb. 1 Entwicklung der Stromverwendung in einem Referenz- und einem Effizienz-/Suffizienzzenario, berechnet mit REMod.

Die neuen oder wachsenden Verbraucher sind vor allem Sektorkopplungsanwendungen wie Elektrolyse, Wärmepumpen, Transport, Prozesswärme und synthetische Energieträger (Power-to-Fuel) (siehe Abb. 1).

Im Jahr 2020 wurden rund 45 % des Bruttostromverbrauchs von erneuerbaren Technologien (PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft) bereitgestellt, der Rest kam aus fossilen

und nuklearen Kraftwerken (Abb. 2) (2). Der Energieträgerwechsel zu PV- und Windstrom zählt zu den wichtigsten Aufgaben der Energiewende. Bis 2030 muss die erzeugte Strommenge durch Photovoltaik (2020: 51 TWh) ca. um Faktor 3,8 steigen, Windstrom (2020: 132 TWh) um Faktor 2,8. Um die Dekarbonisierung der einzelnen Sektoren sicherstellen zu können und Klimaneutralität zu erreichen ist weiterhin ein massiver Anstieg notwendig.

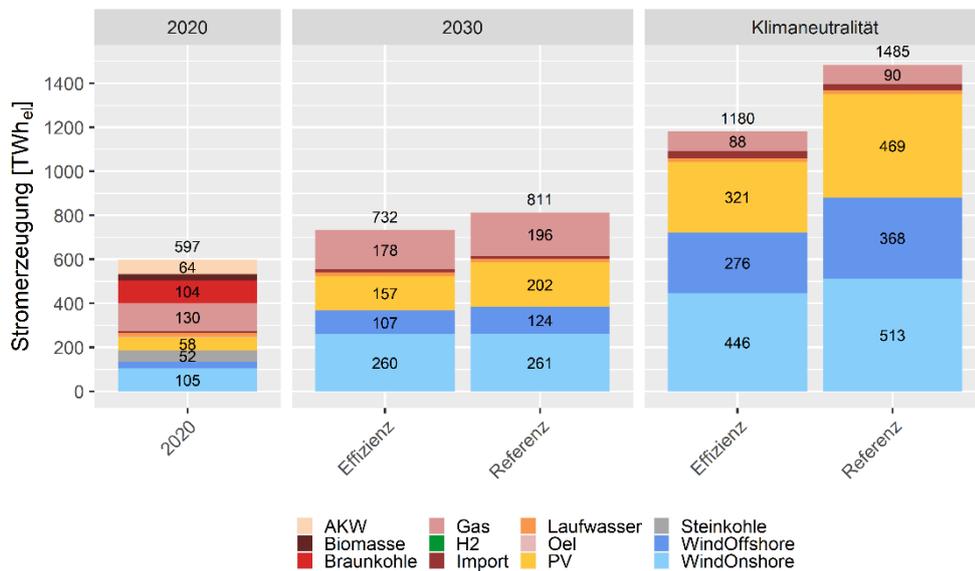


Abb. 2 Entwicklung der Struktur der Strombereitstellung gemäß Szenarienrechnungen mit dem Modell REMod; „Gas“ umfasst fossiles Erdgas, zukünftig vermehrt Wasserstoff und synthetisches Methan.

Der benötigte Zubau hängt vom gesellschaftlichen und politischen Umgang mit Energie und Ressourcen ab, wie der Vergleich der Szenarien zeigt (Abb. 3). Eine Analyse des deutschen Energiesystems mit dem Fraunhofer-Modell REMod zeigt, dass bereits bis zum Jahr 2030 ein deutlicher Anstieg der **PV-Leistung** realisiert werden muss. Ende 2020 waren 54 GW_p PV-Leistung installiert. Bis 2030 muss dieser Wert um Faktor 2,7 bis 3,7 steigen. Bis zur Erreichung der Klimaneutralität wird im Vergleich zu heute das **6 bis 8-fache** benötigt.

Der Unterschied von rund 143 GW_p PV-Ausbau am Zielpunkt „Klimaneutralität“ geht auf unterschiedliche Annahmen zurück, inwieweit Gesellschaft und Politik effizientes und suffizientes Verhalten zeigen und fördern. Denkbar sind auch Ausschläge in die andere Richtung, also wesentlich höhere notwendige Installationen bei regenerativen Energiewandlern, unter der Annahme mangelnder Akzeptanz oder starker Beharrung auf bekannten Technologien. Das Erreichen der Klimaneutralität wäre in den Szenarien „mangelnde Akzeptanz“ oder „Beharrung“ allerdings mit extremen Kraftanstrengungen verbunden. Aus diesem Grund wurde der Fokus auf die Szenarien „Referenz“ und „Effizienz/Suffizienz“ gelegt.

Neben dem Zubau von PV spielt der Zubau an Windkraftanlagen eine wesentliche Rolle. Im Jahr 2030 werden im Referenzszenario 150 GW_p und zur Erreichung der Klimaneutralität 280 GW_p benötigt, während im Effizienz-/Suffizienzzenario im Jahr 2030 136 GW_p und für die Klimaneutralität 230 GW_p benötigt werden. Die Differenz der Leistungskapazitäten zwischen beiden Szenarien ist bei der Windkraft weniger ausgeprägt als bei der Photovoltaik.

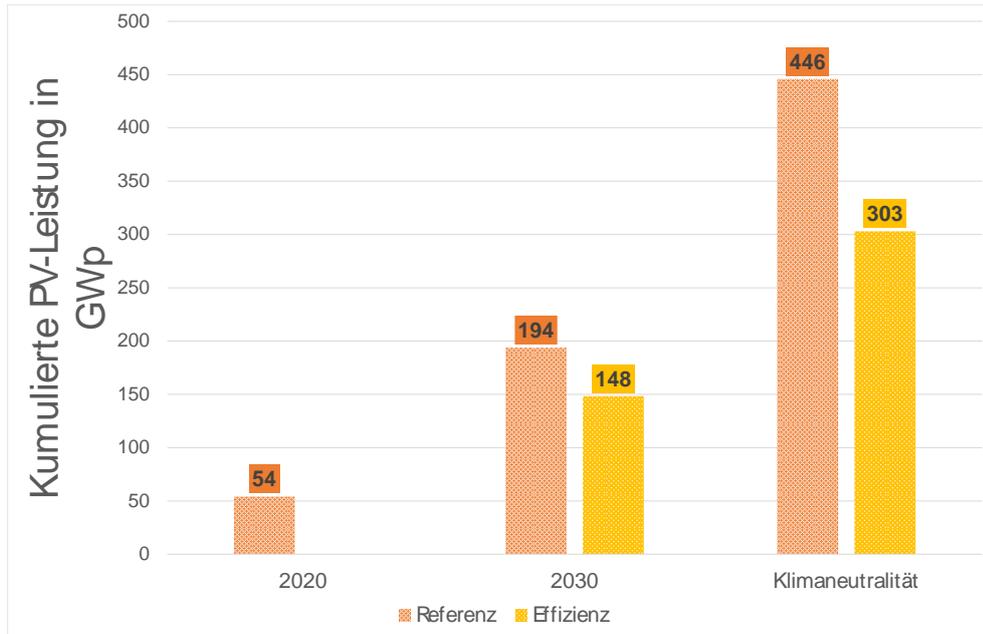


Abb. 3 Installierte Leistung von PV-Kraftwerken für ein Referenzszenario und ein Effizienz-/Suffizienzzenario.

Der jährliche Zubau an Photovoltaikanlagen muss mittel- bis langfristig deutlich ansteigen. Der Rückblick zeigt, dass höhere Ausbauraten als heute möglich sind. Abb. 4 stellt die Bandbreite zwischen den Szenarien Referenz und Effizienz/Suffizienz dar, in Anlehnung an die Studie »Wege zur Erreichung eines klimaneutralen Energiesystems« mit Änderung der Treibhausgasemissionsziele auf -65 % in 2030 und Klimaneutralität bis 2045. Die historischen Werte entstammen den ISE Energy Charts.

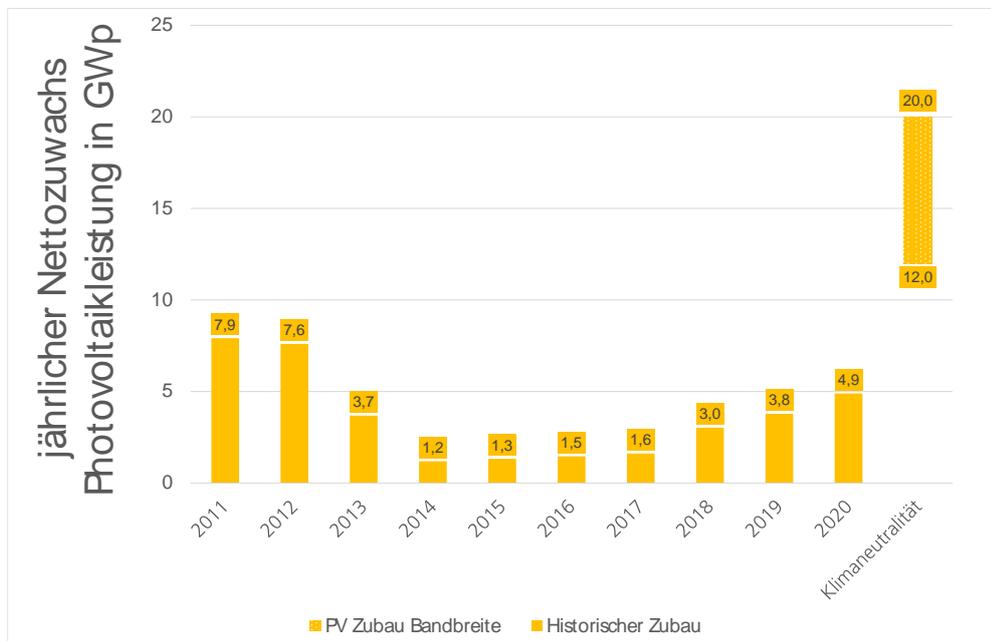


Abb. 4 Historische und zukünftige benötigter jährliche Bandbreite an Nettozubau PV, als Ergebnis der Szenarien-Rechnungen des Energiesystemmodells REMod zur Erreichung der Klimaneutralität.

Während am Anfang der letzten Dekade (2010 - 2012) noch Zubauraten zwischen 7 und 8 GW_p pro Jahr realisiert wurden, sind die Zahlen danach drastisch eingebro-

chen. Diese Entwicklung geht zurück auf Anpassungen der politischen Rahmenbedingungen. In den letzten Jahren ist der Zubau wieder angestiegen, erreichte 2020 aber nur rund 60 % des bisher höchsten Zubaus im Jahr 2011. In Zukunft müssen die **Zubauraten** deutlich ansteigen, im Mittel auf rund **12 bis 20 GW_p/a**, wenn bereits im Jahr 2040 Klimaneutralität erreicht werden soll. Kommen politische und gesellschaftliche Anstrengungen hinsichtlich Effizienz und Suffizienz zum Tragen, so genügt ein geringerer Zubau von 12 GW_p/a. Im anderen Fall muss die Installationsrate auf rund 20 GW_p gesteigert werden. Beide Szenarien sind nur realistisch, wenn gleichzeitig Akzeptanz gegenüber Windkraftzubau- und Netzausbau gesichert ist, so dass PV zusammen mit Windkraftanlagen mittel- bis langfristig das Rückgrat der Energiebereitstellung bilden. Der konsequente Ausbau von PV ist in jedem Fall eine No-Regret Option, Ausbaubarrieren sollten deshalb reduziert werden.

Photovoltaik zählt schon heute zu den günstigsten Stromquellen, insbesondere in der Freifläche. Auch die Stromkosten für neue Aufdach-Anlagen sind vergleichbar mit den Kosten anderer Energieträger. In Zukunft werden die Kosten für PV-Strom noch weiter sinken, während die Kosten für Strom aus fossilen Energieträgern steigen werden, getrieben von der CO₂-Preisentwicklung.

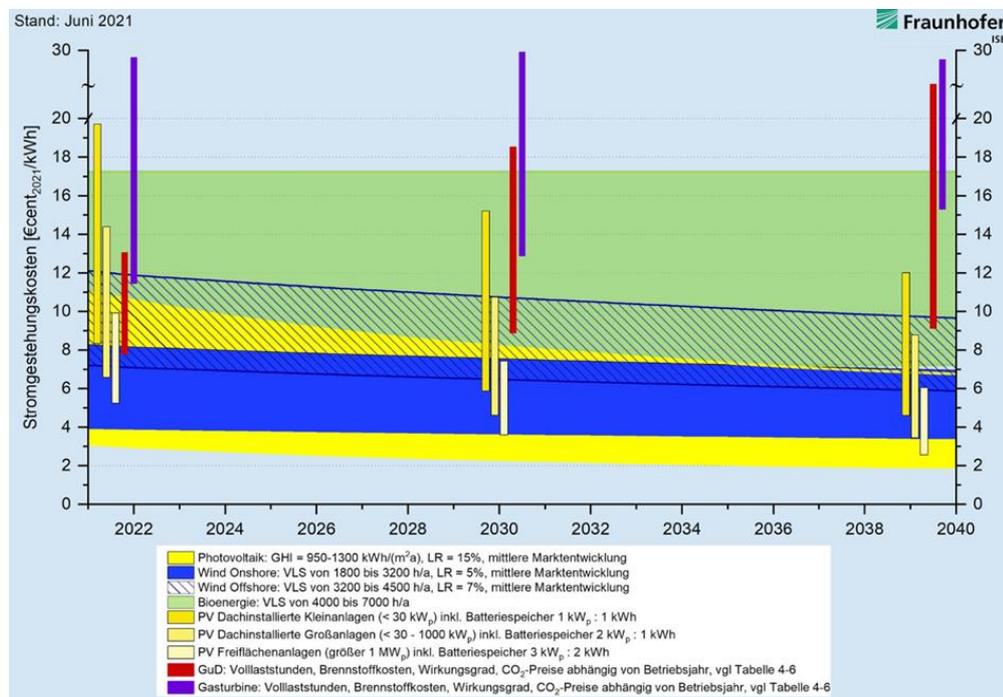


Abb. 5 Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCOE) fossiler und erneuerbarer Energietechnologien bis 2040 (3).

Werden PV-Anlagen mit kleinen Batteriespeichern (3) betrachtet, liegen die Stromkosten für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) sogar inklusive des Speichers heute bei ca. 5 bis 10 €/kWh, bei größeren Aufdachanlagen bei 6,5 bis 14,4 €/kWh und bei kleineren Aufdachanlagen bei 8,5 bis 19,5 €/kWh (Abb. 5).

Ohne Batteriespeicher liegen die Stromgestehungskosten heute im Bereich von 3 - 11 €/kWh. Das Kostensenkungspotenzial bei PV-Anlagen ist jedoch deutlich größer im Vergleich zu Windkraftanlagen, sodass im Mittel die Kosten (ohne Speicher) auf 2 - 7 €/kWh sinken werden. Im Vergleich dazu liegen die Kosten für Windkraftanlagen heute bei 4 bis 8 €/kWh und werden bis 2040 nur leicht sinken.

Die Modulpreise sind in den letzten Jahren weiter gefallen. Während der durchschnittliche Modulpreis 2018 in Deutschland bei rund 430 €/kW_p angegeben wurde, lag er im Jahr 2020 bei 310 €/kW_p. Ein kleiner Preisunterschied besteht immer noch zwischen chinesischen und deutschen Modulherstellern von heute rund 50 €/kW_p (3). Tendenziell

sinken die Kostenunterschiede zwischen europäischer und chinesischer Herstellung, dazu werden steigende Transportkosten erwartet.

1.2 Solare Wärme

Durch die Technologie der Solarthermie wird Solarenergie zur Wärmebereitstellung genutzt. Typische Anwendungen werden nach Art der Nutzung unterschieden: Brauchwassererwärmung, Heizung- und Klimatechnik, industrielle Prozesswärme und Fernwärme. Solarthermie ist eine weit entwickelte Technik mit hoher Effizienz. Sie steht in einer Vielzahl von Bauvarianten zur Verfügung und wird von zahlreichen Marktteilnehmern angeboten. Installiert wird sie im Gebäudesektor vom Sanitär- und Heizungshandwerk. Im industriellen Bereich und für Fernwärmeanlagen gibt es erst wenige Anbieter, ein deutliches Marktwachstum ist möglich.

Im Jahr 2019 produzierten solarthermische Anlagen weltweit mit einer installierten Leistung von 479 GW_{th} 389 TWh Wärme. Das entspricht 138 Millionen Tonnen vermiedenen CO₂-Emissionen (4). Auf Basis der installierten Kollektorfläche wird die installierte Leistung in Deutschland zum Jahresende 2020 auf ca. 15 GW_{th} geschätzt. Solarenergie leistet für die Wärmebereitstellung in Deutschland einen signifikanten Beitrag. Die Solarthermie-Branche schätzt das kurzfristig erschließbare Potenzial bis zum Jahr 2030 auf 15 - 20 % der Wärmebereitstellung (5). Studien weisen der solaren Wärmeversorgung einen Ausbaukorridor von ca. 35 bis 50 GW_{th} bis zur Vollendung der Energiewende zu, je nach Szenario (1).

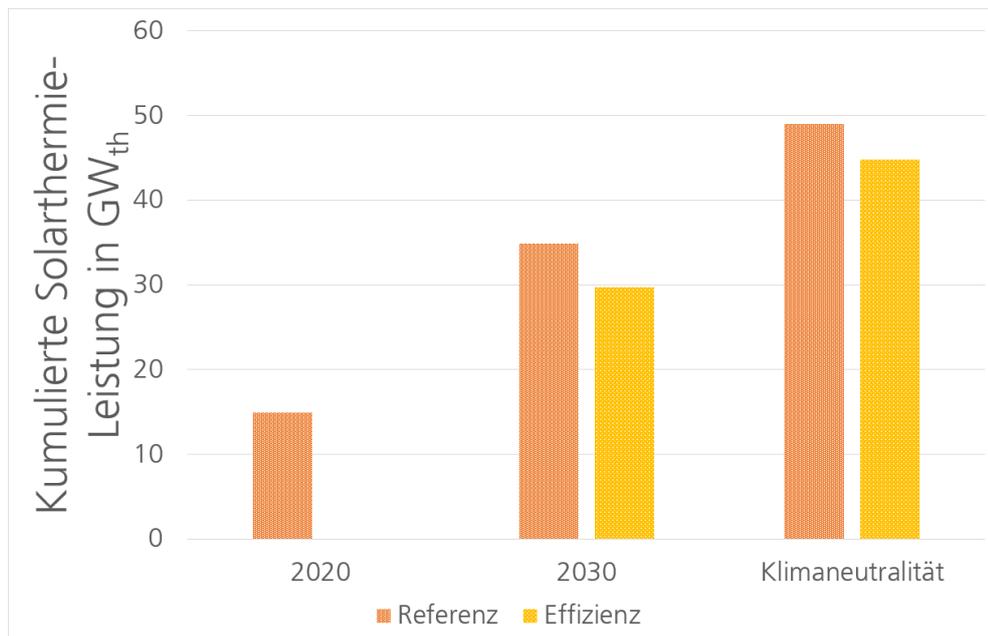


Abb. 6: Kumulierte Solarthermieleistung in den Szenarien Referenz und Effizienz/Suffizienz als Ergebnis der Szenarienrechnungen des Energiesystemmodells REMod zur Erreichung der Klimaneutralität.

Solarthermie kann Brauchwarmwasser und Heizwärme mit sehr geringem Stromeinsatz bereitstellen, sie lässt sich leicht in bestehende Wärmeversorgungsanlagen integrieren. Solarthermie ist daher nicht von einem Ausbau der Stromnetzinfrastruktur abhängig und auch nicht von einer Steigerung der Sanierungsraten im Gebäudebestand.

Sie ist durch eine quellsseitige Einbindung gut mit Wärmepumpentechnik sowie Photovoltaik, aber auch Gas und Biomasseverbrennern kombinierbar und spart sofort erheblich fossile und CO₂-behaftete Energieträger ein.

Bei dem dominanten Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland von über 50% wird die Solarthermie bei der zügigen Dekarbonisierung der Wohnungswirtschaft, der Fernwärme sowie der industriellen Prozesse einen wichtigen Beitrag leisten.

Sollten die angestrebten Ziele bei der Minderung des Wärme- und Kältebedarfs der Gebäude nicht erreicht werden, aufgrund steigender Ansprüche an Wohnfläche und Komfort, so kann die Solarthermie kompensieren. Dies gilt in gleichem Maße für Industrienwendungen, wenn Reduktionsziele aufgrund von Wachstum verfehlt werden sollten.

Eine wichtige Rolle kann zukünftig die Solarisierung der netzgebundenen Wärmeversorgung spielen. Szenarienanalysen sehen eine deutliche Steigerung des Anteils von Fernwärme an der Gebäudewärmeversorgung, gleichzeitig steht der Ersatz - meist fossiler - Wärmeerzeuger wie Kohlekraftwerke in den kommenden 15 Jahren an. Dänemark war für die zügige Solarisierung von Fernwärmenetzen in den vergangenen Jahren ein sehr gutes Beispiel. Die Investition in Solartechnik ist demnach sofort möglich und geboten sowie absehbar zukunftsfest.

2.1

Markt und Technologieentwicklung

Mit 56,4 GW_p installierter Leistung Stand Juni 2021 stellt die Photovoltaik (PV) den größten Anteil im deutschen Kraftwerkspark, dicht gefolgt von der Windkraft an Land mit 55,5 GW_p (2). Fossile und nukleare Kraftwerke kommen in Summe auf 87 GW_p Erzeugungsleistung. Ca. 70 % der installierten PV-Kapazität sind Dachanlagen, der Rest wurde als Freiflächenanlagen (PV-FFA) gebaut. Im Jahr 2020 wurden 50,6 TWh PV-Strom produziert, entsprechend 9,2 % des Bruttoverbrauchs in Deutschland. Der bisher größte Zubau erfolgte in den Jahren 2010-2012 mit Werten zwischen 7-8 GW_p pro Jahr. In den Jahren 2013-2018 wurden im Mittel nur noch 1,9 GW_p/a installiert. Bis zum Jahr 2020 wurde der Zubau allein über das EEG gesteuert, indirekt über die Höhe der festen Vergütung bzw. der Marktprämie («atmender Deckel»), für große Anlagen direkt über limitierte Ausschreibungsmengen. Seit 2020 werden große PV-FFA vereinzelt auch durch Energieversorgungsunternehmen oder auf Basis von Stromabnahmeverträge (englisch Power Purchase Agreement, PPA) realisiert.

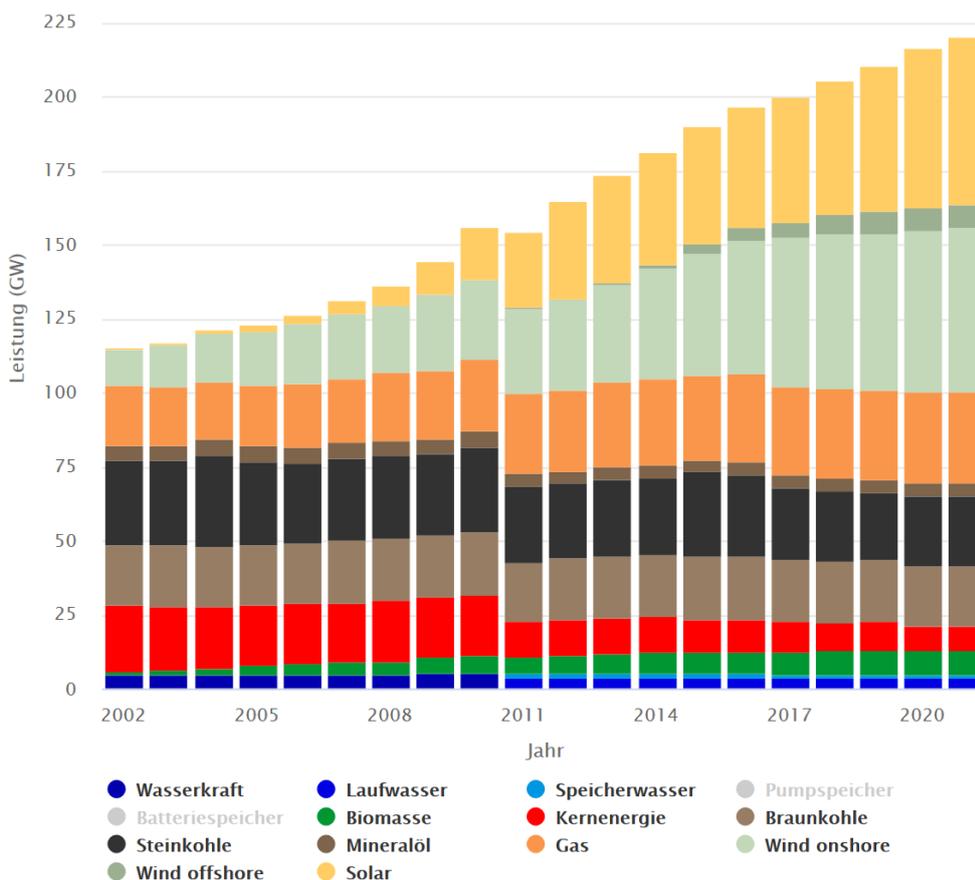


Abb. 7 Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland (2).

Solarzellen wandeln die Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie um, sie sind die aktiven Komponenten der PV-Module. In Deutschland kommen überwiegend Solarzellen auf Basis von Silicium-Wafern zum Einsatz, ihr Weltmarktanteil beträgt 95 %. Die ältere Al-BSF-Zelltechnologie («Aluminum Back Surface Field») befindet sich auf

dem Rückzug, der größte Teil der PV-Module nutzt aktuell die PERC-Zelltechnologie («Passivated Emitter and Rear Cell»). Erste Hersteller haben mit HJT («Heterojunction Technology») und TOPCon («Tunnel Oxide Passivated Contact») die nächste Generation an Zelltechnologien eingeführt (Abb. 8). Um die Zellwirkungsgrade langfristig auf über 27 % anzuheben, werden Tandem-Solarzellen entwickelt. Sie bestehen bspw. aus einer Silicium-Trägerzelle für den langwelligen Teil des verwertbaren Spektrums und einer zweiten, darüberliegenden aktiven Schicht, die nur den kurzwelligen Teil absorbiert. Diese zweite Schicht kann als Perowskit- oder als III-V-Solarzelle realisiert werden. Labor-Rekordwirkungsgrade für solche Tandemzellen liegen heute im Bereich von 30 - 36 % auf kleinen Flächen, aktuell gibt es noch keine Serienfertigung. Marktgängige PV-Module auf Basis der PERC-Zelltechnologie liegen im Mittel bei knapp 20 % Wirkungsgrad, die effizientesten Produkte mit HJT- oder TOPCon-Zellen kommen auf über 22 %.

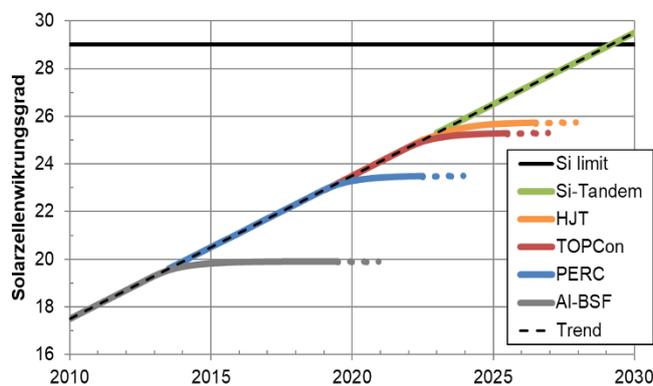


Abb. 8 Entwicklung der Zellwirkungsgrade nach Technologien, basierend auf (6).

Die erzielten Steigerungen der Wirkungsgrade beruhen auf Optimierungen von Materialien, Designs und Prozessen, und sobald Optimierungspotenziale wirtschaftlich ausgereizt sind, auf dem Umstieg zu effizienteren Technologien. In der Vergangenheit konnte der mittlere Wirkungsgrad marktgängiger Module durch beständige Innovationen um ca. 0,3 % absolut pro Jahr gesteigert werden, in den letzten Jahren kam es sogar zu einer Beschleunigung dieser Steigerungsrate. Experten gehen davon aus, dass diese Dynamik längerfristig aufrechterhalten werden kann, was zu Wirkungsgradprognosen von mindestens 23 % für das Jahr 2030 und mindestens 30 % für das Jahr 2050 führt.

Wirkungsgradverbesserungen bei PV-Zellen und -Modulen sind auch deshalb wichtig, weil sie indirekt auch die spezifischen Kosten (€/W_p) für andere Komponenten wie bspw. die Unterkonstruktion senken, die für sich genommen keine Preislernkurve mit vergleichbarer Dynamik durchläuft.

PV-Kraftwerke im Betrieb erreichen nicht die bisher betrachteten Nennwirkungsgrade von PV-Modulen, weil erhöhte Temperaturen, Verschmutzung, elektrische Verluste, Ausfälle, und weitere Effekte Ertragsverluste von 10-20 % relativ verursachen. Mit bifazialen Modulen, verbessertem Temperaturverhalten neuerer Zelltechnologien und sorgfältiger Anlagenwartung lassen sich diese Betriebsverluste deutlich reduzieren. Bifaziale Module können auch rückseitige Einstrahlung für die Stromproduktion verwerten. Lange Zeit ein Nischenprodukt, gewinnt diese Technologie derzeit schnell an Marktanteilen und ermöglicht interessante Anwendungen (Abschnitte 2.2.1, 2.2.5). Die Preise für gewöhnliche PV-Module sind über die letzten Jahrzehnte mit einer mittleren Lernrate von 25 % pro Verdopplung der kumulierten Produktion gefallen.

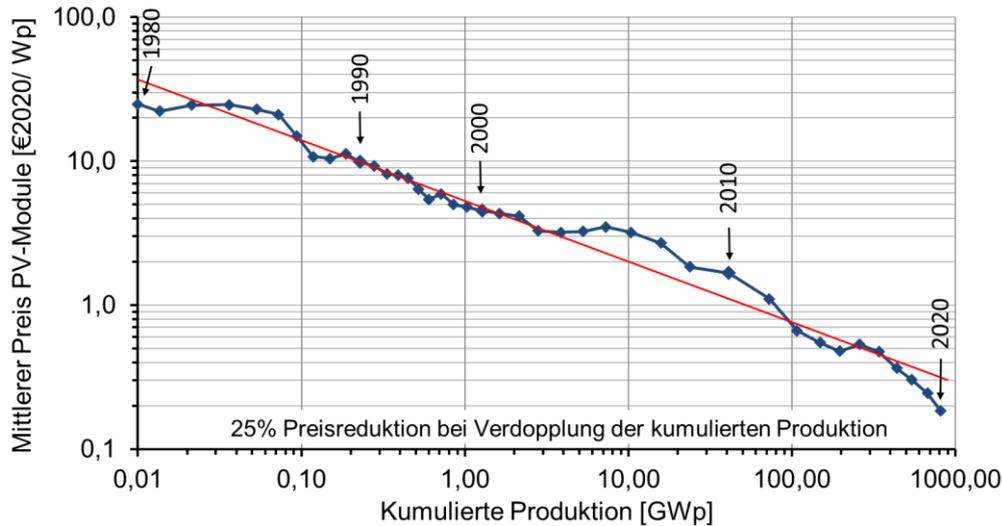


Abb. 9 Entwicklung der Modulpreise auf dem Weltmarkt (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

Mit der Preisentwicklung der Module und Wechselrichter sind auch die Systempreise stark gefallen, bspw. für Aufdachanlagen von 10 - 100 kW_p um ca. 75 % in den letzten 12 Jahren.

Schließlich fielen mit den Systempreisen die Stromgestehungskosten (€/kWh) sehr schnell. Für große PV-Kraftwerke wird diese Entwicklung abgebildet durch die Entwicklung der Vergütung nach EEG (Abb. 10), die inflationsbereinigt seit Einführung des EEG um über 90 % gefallen ist.

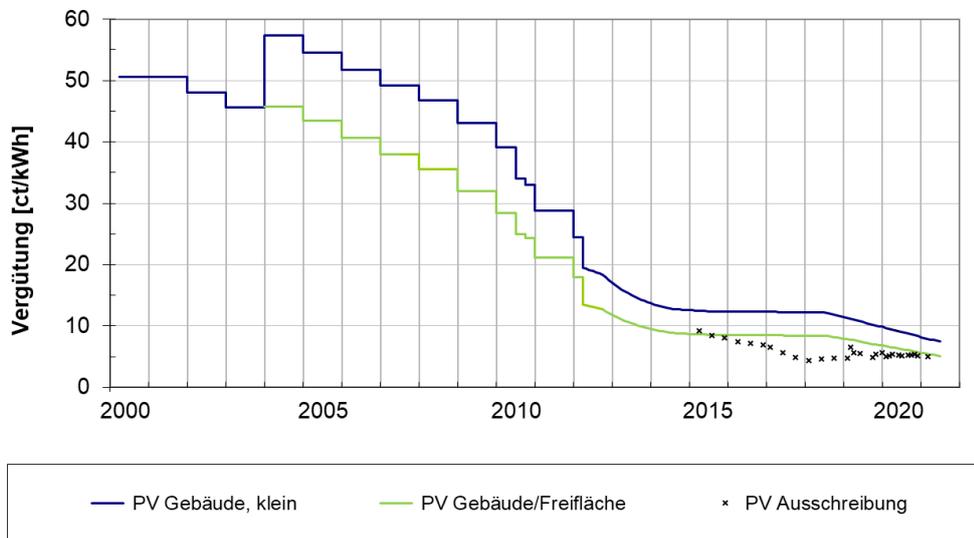


Abb. 10 EEG-Vergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks, mittlere Vergütung in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur.

Für kleine Hausdachanlagen ist die EEG-Vergütung deutlich schneller gefallen als die Stromgestehungskosten. Viele neue Anlagen können nur bei anteiligem Eigenverbrauch wirtschaftlich betrieben werden, was dazu führt, dass Dachflächenpotenziale bei der Dimensionierung der Anlagen nicht immer ausgeschöpft werden.

Mittel- bis langfristig sind weitere Senkungen der Stromgestehungskosten zu erwarten (Abb. 5), vor allem getrieben durch Kostensenkungen und Wirkungsgradsteigerungen bei PV-Modulen.

Zur Vollendung der Energiewende in Deutschland betrachten wir ein Ausbauziel von 300 - 450 GW_P Photovoltaik als plausibel (vgl. Abschnitt 1). Dieses Ausbauziel bedeutet eine Erhöhung der installierten Leistung um Faktor 6 - 8 und einen entsprechend hohen Flächenbedarf. Um 300 - 450 GW_P bis zum Jahr 2040 zu erreichen, ist ein mittlerer jährlicher Nettozubau von 12 - 20 GW_P notwendig, zuzüglich Ersatzinstallationen. Mittelfristig zu erwartende Steigerungen im Wirkungsgrad werden den hohen Flächenbedarf nur geringfügig reduzieren. Der PV-Ausbau in der Freifläche über gewöhnliche PV-FFA steht in Flächenkonkurrenz mit der Landwirtschaft, den wachsenden Siedlungen, dem Flächenbedarf für Infrastruktur sowie für Naturschutzbelange. Dazu kommen lokale Akzeptanzprobleme bezogen auf das Erscheinungsbild von Landschaften und von überbauten Steildächern in Siedlungsgebieten. Der folgende Abschnitt beleuchtet Technologien zum flächenneutralen Ausbau der PV.

2.2 Integrierte PV

Mit der Integration von PV-Modulen in bereits genutzte Flächen lässt sich ein riesiges Potenzial für die Stromerzeugung erschließen (7). Integrierte Photovoltaik verbindet sich mit Landwirtschaft, schwimmt auf gefluteten Tagebauen, fügt sich in Gebäude- und Fahrzeughüllen, folgt Verkehrswegen oder bedeckt versiegelte, urbane Flächen. Die Aktivierung und doppelte Nutzung von Flächen verspricht nicht nur einen flächenneutralen Ausbau, sie erzeugt auch eine Vielzahl von Synergiepotenzialen hinsichtlich Klimaresilienz, Ressourceneffizienz, Akzeptanz und lokaler Wertschöpfung in der PV-Produktion.



Abb. 11 Technologien und Synergiepotenziale der Integrierten Photovoltaik (© Fraunhofer ISE).

Bei der folgenden Betrachtung der Ausbaupotenziale steht das technische Potenzial im Vordergrund, dabei werden bereits grundlegende technische Einschränkungen

berücksichtigt (Abb. 12). Nur ein Teil des technischen Potenzials lässt sich wirtschaftlich-praktisch erschließen, abhängig vom Erfolg der jeweiligen Produktentwicklungen bezüglich Stromertrag, Kosten, Erscheinungsbild und Synergieeffekten sowie von verschiedenen Rahmenbedingungen. Der Potenzialabschätzung liegt eine Modulwirkungsgrad von 20 % zugrunde.



Abb. 12 Begriffsklärung zu Potenzialen.

Dieser Wert entspricht etwa dem aktuellen Mittelwert im Markt, während Spitzenprodukte bereits heute 21-22 % erreichen. Nicht berücksichtigt werden hier zukünftige Wirkungsgradsteigerungen der PV-Module.

Das technische Potenzial wird auf Basis installierter Nennleistung betrachtet (Einheit GW_p). Das Stromertragspotenzial hängt vom spezifischen Stromertrag (Einheit Wh/W_p) der jeweiligen Anwendung ab. Module in ertragsoptimierter Ausrichtung, ohne Verschattung und bei guter Hinterlüftung liefern in Deutschland durchschnittlich knapp 1000 Wh/W_p , während bei Integration in Gebäudefassaden oder Fahrzeughüllen der spezifische Ertrag deutlich geringer ausfällt.

2.2.1

Agri-Photovoltaik (Agri-PV)

Technologie

Technologien der Agri-Photovoltaik ermöglichen eine Agrar- und Stromproduktion auf derselben Fläche. Die DIN SPEC 91434 (8) unterscheidet zwischen hoch aufgeständerten (Kategorie I) und bodennahen (Kategorie II) Konstruktionen.

Bei hoch aufgeständerten Anlagen (Abb. 13) erfolgt der Anbau unter den Modulen, die Kulturen werden teilweise beschattet und vor extremer Witterung geschützt. Im Kontext der im Jahresmittel steigenden Sonneneinstrahlung und der sinkenden Niederschlagsmengen können diese Agri-PV-Anlagen die Klimaresilienz der Landwirtschaft stärken. Daten des Deutschen Wetterdienstes zeigen für Deutschland auf Basis der Jahre 1991 - 2020 einen linearen Trend der Jahressumme der globalen horizontalen Einstrahlung von $+0,3 \text{ %/a}$ und der Niederschlagsmenge von $-0,4 \text{ %/a}$. Hoch aufgeständerte APV erlaubt eine Belegungsichte in der Größenordnung von $0,6 \text{ MW}_p/\text{ha}$, während gewöhnliche PV-FFA heute mit ca. $1 \text{ MW}_p/\text{ha}$ gebaut werden. Hochaufgeständerte Agri-PV wird auf starren oder auf drehbaren Unterkonstruktionen errichtet. Letztere können der Sonne nachgeführt werden, in kritischen Wachstumsphasen können aber auch die Bedürfnisse der Pflanzen Berücksichtigung finden. Abhängig von der kulturabhängigen lichten Höhe der Unterkonstruktion von ca. 2 - 5 m entstehen spürbare Mehrkosten für die Unterkonstruktion und damit für den produzierten Strom, im Vergleich mit gewöhnlichen PV-FFA.



Abb. 13 Projektbeispiele für hoch aufgeständerte Agri-PV. Oben: Ackerbau der Hofgemeinschaft Heggelbach (© BayWa r.e. AG), unten: Beerenanbau in Babberich, Niederlande (© BayWa r.e. AG).



Bodennahe Agri-PV-Konstruktionen mit großen Reihenabständen nehmen weniger Einfluss auf Lichtverfügbarkeit, Schutzfunktion und Pflanzenwachstum. Die Belegungs-dichten liegen in der Größenordnung von 0,25 - 0,4 MW_p/ha, die Landnutzungseffizienz ist somit etwas geringer als bei hochaufgeständerten Anlagen. Bodennahe Agri-PV eignet sich grundsätzlich vor allem für Dauergrünland, Ackerbau und sonnenliebende Kulturen, allerdings weniger für hochwachsende Kulturen wie Mais oder Dauerkulturen. Im Vergleich mit gewöhnlichen PV-FFA ist der Mehraufwand für bodennahe APV-Konstruktionen gering und liegen die Stromgestehungskosten nur geringfügig höher.



Abb. 14 Projektbeispiele für bodennahe Agri-PV auf Grünland. Oben: übliche Bauart in der Art einer PV-FFA (© BayWa r.e. AG). Unten: Senkrechte Modulreihen in Eppelborn-Dirmingen, Saarland (© Next2Sun GmbH).



In Agri-PV-Anlagen werden Modulreihen häufig nicht mit der üblichen Südausrichtung gebaut. Dadurch meiden sie die mittägliche Erzeugungsspitze und zeigen vorteilhafte Stromerzeugungsprofile. Der Trend zu bifazialen Modulen (Abschnitt 2.1) verbessert die Stromerzeugungspotenziale für hoch aufgeständerte Agri-PV und ermöglicht bei bodennaher Montage eine senkrechte Aufstellung der Module (Abb. 14 unten). Der Leitfaden »Agri-Photovoltaik« informiert im Detail über die Möglichkeiten, die Potenziale und den aktuellen Technologiestand der Agri-PV und präsentiert praktische Hinweise für Landwirtschaftsbetriebe, Kommunen und Unternehmen (7).

Technische Ausbaupotenziale

Das technische Flächenpotenzial für hochaufgeständerte Agri-PV in Deutschland wird in einer Größenordnung von **1700 GW_p** geschätzt (7). Dabei wurden Maisanbauflächen und Grünland ausgeschlossen, Flächen mit Dauerkulturen vollständig gezählt sowie weitere Kulturen mit einem Anteil von einem Drittel betrachtet, entsprechend der geschätzten Eignung für Agri-PV aufgrund von Schattentoleranz. Die Frage nach der tatsächlichen Eignung einzelner Kulturen ist derzeit noch Gegenstand der Forschung. Auf Dauergrünland kann mit bodennaher Agri-PV selbst bei einer geringen Belegungsichte von 0,25 MW_p/ha ein zusätzliches technisches Flächenpotenzial von ca. **1200 GW_p** erschlossen werden.

Auf 14 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche werden in Deutschland Energiepflanzen angebaut, davon Silomais auf ca. 1 Mio. ha. Der Stromertrag aus 1 ha Silomais liegt um ca. Faktor 32 niedriger als der Stromertrag aus einer ein Hektar großen Agri-PV-Anlage mit gleichzeitigem Nahrungsmittelanbau. Eine Konversion der Flächen aus dem Silomaisanbau hin zu hochaufgeständerter Agri-PV entspricht einem zusätzlichen technischen Potenzial von ca. **600 GW_p**. Alternativ würde eine Renaturierung von Silomaisflächen in »Solar-Biotope« mit reduzierter PV-Belegungsichte (0,6 MW_p/ha) ein Potenzial in der gleichen Größenordnung erschließen und dabei substantielle Biodiversitätsgewinne einbringen (9).

2.2.2

Schwimmende Photovoltaik (FPV)

Technologie

Bei der schwimmenden Photovoltaik (englisch »Floating PV«) werden PV-Module mit ihren schwimmfähigen Unterkonstruktionen auf stehenden Gewässern verankert. In Deutschland kommen vor allem geflutete ehemalige Braunkohletagebaue (Abb. 15), ehemalige oder aktive Tagebauseen bspw. für die Kies- und Sandgewinnung sowie Stauseen in Frage.



Abb. 15 Visualisierung FPV auf Braunkohle-Tagebauee
(© Handt&Wolber / Greenpeace Energy eG.).

Die partielle Verschattung durch PV-Module reduziert die Aufwärmung der Gewässer durch Sonneneinstrahlung. Zu erwarten ist auch eine geringere Verdunstungsrate. Diese Effekte stärken die Klimaresilienz der künstlichen Seen im Kontext steigender Einstrahlung und abnehmender Niederschläge (vergleiche Abschnitt 2.2.1). Die häufig

vorhandene Netzinfrastruktur in der Nähe von ehemaligen Braunkohletagebauen schafft gute Voraussetzungen für den Netzanschluss. Bei aktiven Baggerseen kann die FPV zur Stromversorgung der Förderanlagen beitragen.



Abb. 16 Schwimmende PV-Anlage bei Leimersheim (© Erdgas Südwest GmbH)

Eine wichtige Randbedingung für die Installation von FPV ist die Bewahrung des ökologischen Gleichgewichts des Gewässers und seiner Uferzone. Einflüsse durch FPV-Kraftwerke betreffen den Lichteinfall in das Gewässer, mögliche Gewässerimmissionen, Ansiedlung sessiler Organismen an Schwimmkörpern, Verhaltensänderungen von Wasservögeln, einen veränderten Wärmehaushalt sowie modifizierte Stoffkreisläufe und Nahrungsketten. Diese Auswirkungen sind stark gewässertypabhängig und Gegenstand gegenwärtiger Forschung.

Technische Ausbaupotenziale

Bei Betrachtung der künstlichen Seen in Deutschland ergeben sich technische Potenziale von ca. **26 GW_p** auf ehemaligen Braunkohletagebauen (inkl. zukünftige Flutungen) und von ca. **18 GW_p** auf anderen künstlichen Seen. Dieser Abschätzung liegt eine reduzierte Belegungsichte von 0,6 MW_p/ha zugrunde, Seen unter 1 Hektar Fläche wurden ausgeschlossen. In der Praxis werden künstliche Seen nur auf Teilflächen mit schwimmender PV belegt, dort allerdings mit einer Belegungsichte deutlich größer als 0,6 MW_p/ha. Neben künstlichen Seen kommen für schwimmende PV prinzipiell auch Brackwasserflächen und Offshore-Standorte in Frage. Eine Kombination von Offshore-Wind und -PV eröffnet Synergiepotenziale durch gemeinsame Nutzung von Infrastruktur für Netzanschluss, Verankerung und Wartung sowie eines für die Schifffahrt gesperrten Gebiets.

2.2.3

Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV)

Technologie

In der Bauwerkintegrierten Photovoltaik werden angepasste PV-Module als Teil der Gebäudehülle eingesetzt. Diese Module erfüllen eine Doppelfunktion als verbrauchsnaher Stromerzeuger und als Dach- oder Fassadenelement. Die Palette möglicher BIPV-Produkte reicht von PV-Dachziegeln bzw. Dachpaneelen über Dachfolien für Flachdächer, PV-Isoliergläser, PV-Fassadenpaneele für Kaltfassaden bis zu Sonnenschutzlamellen mit integrierten Solarzellen (Abb. 17, Abb. 18).

Das Erscheinungsbild vieler älterer PV-Module ist geprägt von multikristallinen, in Blautönen schimmernden Solarzellen auf weißem Hintergrund, eingefasst mit hellen Aluminiumrahmen. Module aus neuerer Produktion verwenden Solarzellen mit gleichförmig schwarzen Zellen und verzichten optional auf eine weiße Rückseitenfolie. Gleichförmig schwarze Module, wahlweise versehen mit Farbbeschichtungen, eröffnen eine Fülle von gestalterischen Möglichkeiten (Abb. 18).



Abb. 17 Oben: BIPV als Dachpaneele (© BMI Braas).
 Unten: Semitransparentes Isolierglas im Dach
 (© Fraunhofer ISE).



BIPV schafft mit architektonisch ansprechenden Lösungen eine hohe Akzeptanz bei Planern und Architekten, Nutzern und Anwohnern. Für die Montage der Module werden bestehende bauliche Strukturen genutzt und die Gebäudehülle teilweise ersetzt. Damit spart BIPV Baumaterial ein und leistet einen Beitrag zur Ressourceneffizienz. Werden hingegen gewöhnliche PV-Module über dem Dach montiert, dann bilden diese eine zusätzliche Ebene (Abb. 19) mit entsprechend höherem Materialeinsatz.



Abb. 18 Oben: Blendfreie BIPV-Kaltfassade mit unsichtbaren Solarzellen (© Fraunhofer ISE).
 Unten: Modulprototypen für BIPV-Anwendungen mit brillanten Farben (MorphoColor®) und unsichtbaren Solarzellen (© Fraunhofer ISE).



Die meisten PV-Installationen auf Dächer wurden bisher in Aufdach-Bauweise als Bauwerkapplizierte Photovoltaik (BAPV) realisiert. Bei sorgfältiger Planung einer BAPV-Installation kann auch mit gewöhnlichen PV-Modulen in Aufdach-Bauweise ein ästhetisch ansprechendes Erscheinungsbild erreicht werden (Abb. 19).



Abb. 19 Oben: BAPV-Anlage in einfacher Aufdachmontage (© Fraunhofer ISE).
Unten: Ästhetisch integrierte BAPV-Anlage (© Deppisch Architekten, Freising).



Die Planung und Ausführung von BIPV-Systemen sowie die Produktion von BIPV-Modulen in besonderen Designs und variablen Formaten führen zu höheren Systemkosten (€/W_p) als bei PV-Aufdachsystemen. Im Gegenzug entfallen Materialkosten, weil gewöhnliche Dachziegel- oder Fassadenelemente teilweise ersetzt werden. Die spezifischen Erträge von BIPV-Systemen (kWh/kW_p) fallen wegen der unterschiedlichen Ausrichtungen oft geringer aus als bei einer ertragsoptimierten Südorientierung, dafür weist BIPV attraktivere Erzeugungsprofile auf, deren maximale Leistung nicht zur Mittagszeit eintritt.

Technische Ausbaupotenziale

Das größte Flächenpotenzial für BIPV bilden Dächer und Fassaden von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Für die Potenzialerhebung ist es zunächst unwichtig, ob es sich um BIPV oder um BAPV handelt. Als Basis für die Ermittlung des deutschlandweiten Flächenpotenzials dienten die Gebäudegeometrien in Form georeferenzierter, dreidimensionaler Gebäudemodelle im Detaillierungsgrad LoD1 (LoD: Level of Detail). Ausgehend von diesem theoretischen Potenzial wurden Flächenanteile abgeschätzt und ausgeschlossen, die für BIPV nicht nutzbar sind. Bei Dächern stören beispielsweise Schornsteine, Antennen, Gauben oder Lichtkuppeln, in Fassaden lassen sich Ausschnitte wie Fenster und Türen nicht belegen. Auch Auskragungen wie Dachüberstände, Balkone oder Erker mindern die nutzbare Fläche durch Zerklüftung und Verschattung. Vom theoretischen Potenzial verbleibt so ein technisches Potenzial an nutzbarer BIPV-Modulfläche in Höhe von 2.800 km^2 an Dachflächen und 2.200 km^2 in der Fassade (Tab. 1).

Stand heute sind die Fassadenflächen noch praktisch ungenutzt, auf Dachflächen befinden sich ca. 40 GW_p an PV, entsprechend 7 % des technischen Potenzials.

	Fläche [km ²]	Installierbare PV-Leistung [GW _p]
Theoretisches Potenzial Dächer	6.101	1.220
Theoretisches Potenzial Fassaden	12.416	2.483
Techn. Potenzial Dächer	2.800	560
Techn. Potenzial Fassaden	2.200	440
Techn. Potenzial Summe	5.000	1.000

Tab. 1 BIPV-Potenzial für Deutschland in Fläche und installierbarer Leistung Jahresstromerträgen

2.2.4 Urbane PV (UPV)



Abb. 20 Oben: PV-Parkplatzüberdachung (© ClickCon GmbH & Co.KG), Unten: Begehbares Solarpflaster PLATIO (© PLATIO SOLAR).



Technologie

Als urbane PV werden PV-Kraftwerke auf versiegelten Flächen in Siedlungsgebieten bezeichnet, jenseits von Gebäuden und Straßen. Mit urbaner PV lassen sich solche Flächen, z. B. Parkplätze für PKW und Fahrräder sowie öffentliche Plätze zusätzlich zur Stromproduktion nutzen. Hoch aufgeständerte PV-Module können dabei als Über-

dachung Schatten spenden und vor Witterung schützen (Abb. 20, oben). Eine weitere Anwendung sind PV-Pflasterelemente. Abb. 20, unten zeigt das Solarpflaster der ungarischen Firma PLATIO Solar, hergestellt aus recyceltem Kunststoff.

Technische Ausbaupotenziale

Die bundesweit ca. 360.000 Parkplätze kommen zusammen auf eine Gesamtfläche von ca. 47.400 ha. Nicht berücksichtigt wurden dabei private Stellplätze und Einzelparkstreifen entlang von Straßen. Der größte Parkplatz hat eine Fläche von ca. 38,7 ha, die meisten Parkplätze liegen jedoch deutlich unter 0,5 ha Fläche (Abb. 21). Der Median entspricht einer Fläche für ca. 28 PKW-Stellplätze.

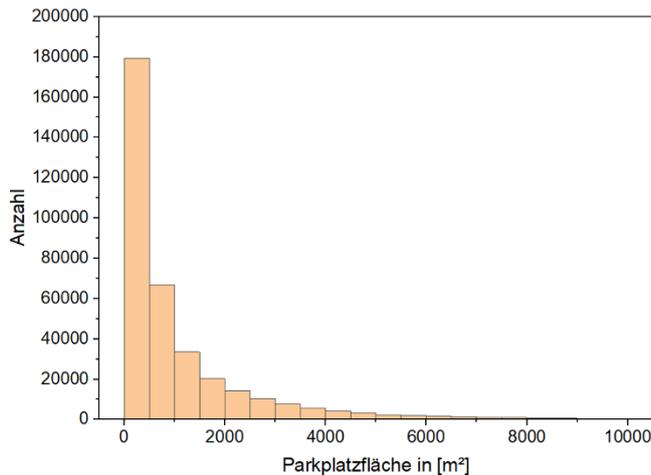


Abb. 21 Histogramm der Parkplatzflächen kleiner 1 ha in Deutschland (10).

Bei Annahme eines Flächenbedarfs für Erschließungswege von 40 % verbleibt ein technisches Flächenpotenzial von 284 km² für PV über Parkplätzen. Eine vollständige Belegung entspricht einem technischen Leistungspotenzial von **59 GW_p**.

In Baden-Württemberg wurde 2020 eine Solarpflicht für neue Parkplatzflächen beschlossen, die ab 2022 greift und mittlerweile Flächen mit mehr als 35 Plätzen erfasst. Weitere Bundesländer planen ähnliche Vorgaben.

2.2.5

PV in Verkehrswegen (RIPV)

Technologie

Die Integration von PV in Verkehrswege (englisch »Road Integrated Photovoltaics«) kann als Lärmschutzwand, als Wegüberdachung oder als begeh- und befahrbarer Straßenbelag erfolgen.

Die erste Installation von PV auf einer Lärmschutzwand erfolgte bereits 1989 in der Schweiz. Bifaziale, semitransparente Module lassen sich heute unabhängig von der Himmelsrichtung des Straßenverlaufs als reflektierende Schallschutzwand einsetzen und erhalten Anwohnern eine partielle Durchsicht.

Eine Überdachung von Straßenabschnitten mit PV-Modulen kann den Fahrbahnbelag vor Witterungseinflüssen schützen und damit seine Gebrauchsdauer erhöhen. In Kombination mit Oberleitungen könnte die PV-Überdachung Strom für das Aufladen der fahrenden LKW liefern. Die erforderliche Durchfahrthöhe von mind. 4,7 m und die Verkehrssicherheit erfordern einen deutlich erhöhten konstruktiven Aufwand verglichen mit gewöhnlichen PV-FFA. Ein erster Prototyp befindet sich aktuell in der Planung (11).

Module, die sich als begeh- und befahrbarer Straßenbelag eignen, müssen hohe technische Anforderungen bezüglich Stabilität und Sicherheit erfüllen. Erste Produkte werden derzeit in Pilotvorhaben erprobt.



Abb. 22 Oben: Semitransparente PV-Lärmschutzwand (© R. Kohlhauer GmbH).

Unten: Visualisierung PV-Fahrbahnüberdachung (© LABOR3 Architektur GmbH).



Technische Ausbaupotenziale

Verkehrsflächen machen ca. 5 % der gesamten Fläche Deutschlands aus, daran haben Straßen (52 %), Wege (37 %) und Schienen (7 %) den größten Anteil.

Für eine Abschätzung des Potenzials werden die Flächen der Bundesautobahnen, Bundesstraßen, teilweise auch Landesstraßen, Kreisstraßen und Gemeindestraßen betrachtet, sowie die Schienenfläche auf Basis der Länge des Schienennetzes und der Spurweite der Schienen. Das technische Potenzial für die horizontale Integration in befestigte Straßen (Überdachung oder Straßenbelag) beläuft sich damit auf ca. **300 GW_p** (10).

Für PV-Lärmschutz an Verkehrswegen werden Straßen und Schienen gemeinsam betrachtet. Lärmschutzwälle und Lärmschutzwände an Bundesfernstraßen haben eine Gesamtlänge von ca. 3600 km. Für Schienen beträgt die Streckenlänge mit Lärmschutzbedarf 6500 km. Damit ergibt sich ein technisches Potenzial von **2,8 GW_p**.

Eine Studie des ZSW beziffert die raumverträglichen Flächenpotenziale aller landwirtschaftlichen Nutzflächen im Abstand von max. 220 m von Bundesautobahnen und Schienenwegen (Randstreifen) auf 21.100 - 52.750 ha (12). Bei einer Belegungsdichte von 1 MW_p/ha (gewöhnliche PV-FFA) finden darauf 21 - 52 GW_p Photovoltaik Platz, als Agri-PV mit 0,6 MW_p/ha Belegungsdichte wären es noch 13 - 32 GW_p.

2.2.6

Fahrzeugintegrierte PV (VIPV)

Technologie

Fahrzeugintegrierte PV (englisch Vehicle Integrated Photovoltaics) bezeichnet die Integration von Photovoltaikmodulen in die Hülle von Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb oder mit verbrauchsintensiven elektrischen Aggregaten. Der an Bord erzeugte Strom verlängert die Ladeintervalle. Berechnungen zeigen einen möglichen Gewinn an solarer Reichweite von bis zu einigen Tausend Kilometern pro Jahr sowohl für Elektro-PKW wie auch für Elektro-LKW. In der Praxis wird der Reichweitengewinn von der Ver-

schattungssituation an den Abstellorten und entlang der gefahrenen Routen abhängen.



Abb. 23 Oben: Umfassende PV-Integration im Modell Sion (© Sono Motors).
Unten: Integration von Leichtbau-Modulen in elektrische Nutzfahrzeuge (© Fraunhofer ISE).



Elektro-PKW benötigen dreidimensional geformte PV-Module, die höchsten Ansprüchen an Designfreiheit und Optik genügen müssen. Die Solarzellen und ihre Zellverbinder in den Modulfläche müssen durch spezielle Beschichtungen weitgehend oder vollständig verborgen werden. Zur Realisierung von farbigen, aktiven Fahrzeughüllen sind spektralselektive Beschichtungen besonders gut geeignet (Abb. 18), die das photovoltaisch nutzbare Solarspektrum nur geringfügig schwächen. Bei Elektro-Nutzfahrzeugen kommt es auf ein geringes Gewicht an, weshalb Module in Leichtbau-Technologien zum Einsatz kommen (Abb. 23). Produkte und Systeme für die Fahrzeugintegration befinden sich aktuell noch in der Entwicklung, erste Hersteller haben bereits Prototypen gezeigt.

Technische Ausbaupotenziale

Die aktuellen Zulassungszahlen liegen bei ca. 48 Mio. PKW und 5,6 Mio. Nutzfahrzeuge. Der Anteil der zugelassenen PKW mit Elektroantrieb (Batterieelektrisch »BEV« und Plug-in-Hybrid »PHEV«) lag Ende 2020 bei lediglich 1,2 %, soll aber zügig ausgebaut werden. Nutzfahrzeuge mit Elektroantrieb machen mit 8800 Neuzulassungen im Jahr 2020 derzeit noch eine sehr kleine Nische aus.

Die folgende Potenzialabschätzung geht vereinfachend davon aus, dass der aktuelle Bestand an PKW und Nutzfahrzeugen zahlenmäßig erhalten bleibt, jedoch zukünftig elektrisch angetrieben wird. Gelingt perspektivisch mit der Mobilitätswende eine Verringerung der Zulassungszahlen für PKW und Nutzfahrzeuge, so verringert sich das technische Potenzial entsprechend.

Bei PKW beinhaltet die Grundfläche ca. 50 % Fensterflächen und ungeeignete Geometrien. Für die Seitenflächen wird ein Nutzbarkeitsfaktor von 30 % angenommen. Bei Nutzfahrzeugen werden 40 % der Fahrzeugflotte als geeignet für VIPV angesetzt, weil dort passende Flächen vorhanden sind. Die Grundfläche ist durch die weitestgehend rechteckige Geometrie mit einem Faktor von 80 % abgeschätzt und für die Seitenflächen wird ein Faktor von 70 % angenommen. Auf Basis dieser Zahlen ergibt sich ein technisches Potenzial für VIPV von ca. **55 GW_p**.

2.2.7

Übersicht Potenziale und Stromgestehungskosten

Die nachfolgende Abb. 24 zeigt die genannten technischen Ausbaupotenziale in logarithmischer Darstellung. Zur praktischen Umsetzung kommt in jeder dieser Kategorien sehr wahrscheinlich nur ein Teil des technischen Potenzials, mit Präferenz für die wirtschaftlich attraktivsten Projekte und Produkte sowie gesteuert durch den regulativen Rahmen von Förderungen, Pflichten und Verboten.

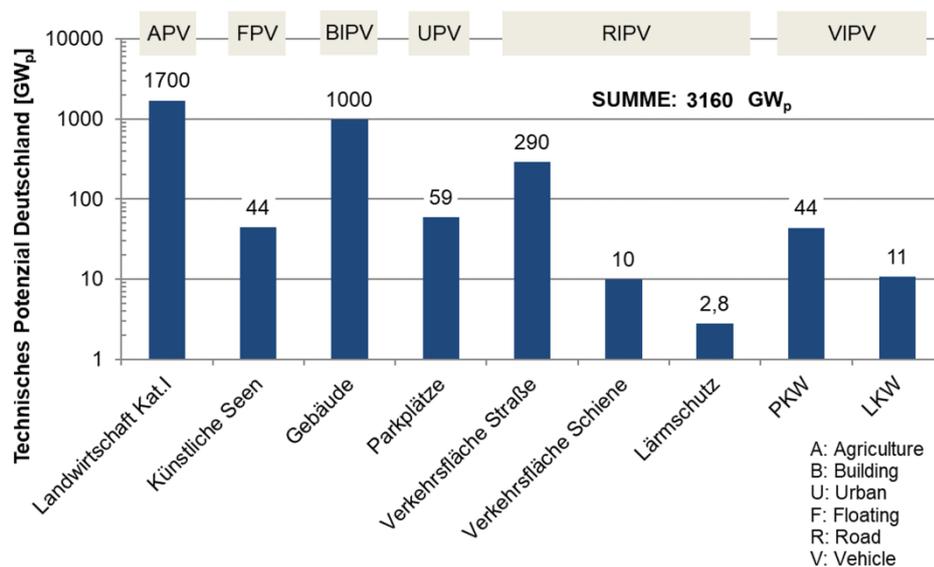


Abb. 24 Schätzung der technischen Potenziale verschiedener Technologien der Integrierten PV in Deutschland.

Die Abschätzung der Stromgestehungskosten für Integrierte Photovoltaik in Abb. 25 stützt sich auf eine noch sehr kleine Datenbasis, zum Teil nur auf erste Erfahrungen aus Pilotprojekten. Weder sind Preislerneffekte berücksichtigt, die im Zuge der Marktentwicklung erwartet werden, noch sind Synergieeffekte eingepreist, wenn bspw. PV-Module Kosteneinsparungen bei anderen Komponenten bewirken.

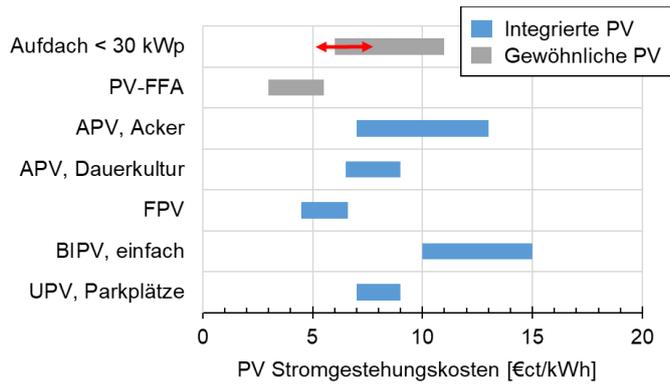


Abb. 25 Schätzung der Stromgestehungskosten (LCOE) verschiedener PV-Technologien basierend auf (3), (7) und eigenen Recherchen; rot: Bereich der Einspeisevergütung für kleine PV-Systeme bei Inbetriebnahme ab 1. Juli 2021.

2.3 PV-Produktion in Deutschland und Europa

PV-Produktion im engeren Sinn bezeichnet die Herstellung von PV-Modulen, häufig auch von Solarzellen als die aktiven Komponenten der Module. Der komplette PV-Wertschöpfungszyklus auf Basis der Silicium-Wafertechnologie beginnt mit der Produktion von hochreinem Polysilicium und setzt sich fort mit der Kristallisation von Siliciumblocks (Ingots) und dem Sägen von Silicium-Wafer (Abb. 26). Es folgen die Zellproduktion und die Modulproduktion. Soll die Abdeckung von mehr als einer Stufe betont werden, so spricht man von einer (vertikal) integrierten PV-Produktion. PV-Module, Montagegestelle und Wechselrichter sind die Hauptkomponenten der PV-Systeme.

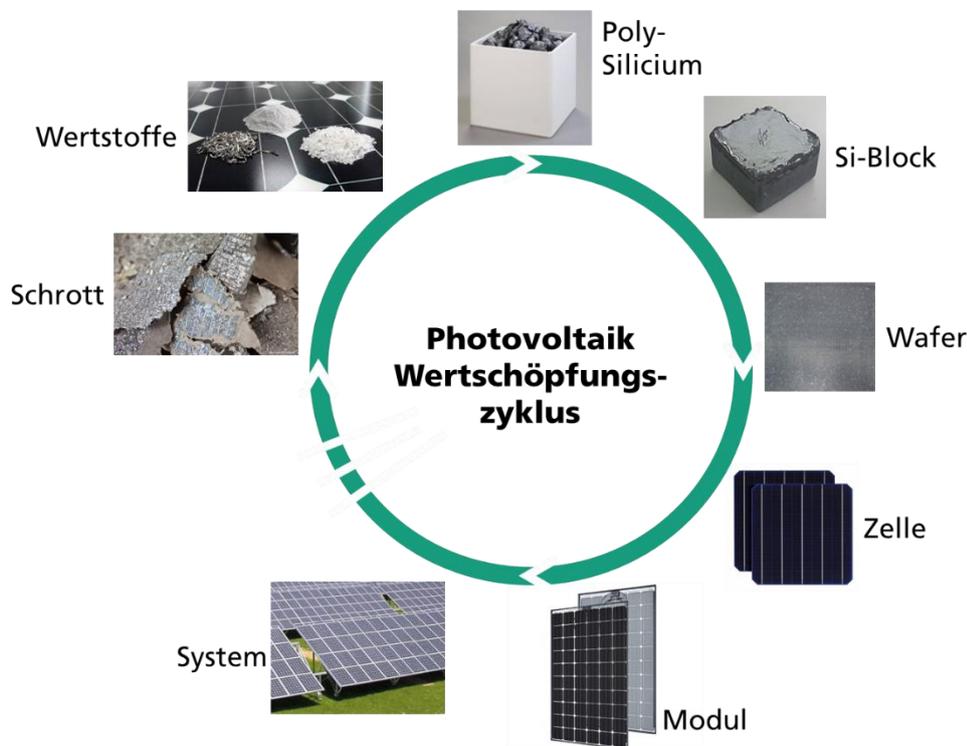


Abb. 26 Wertschöpfungsstufen in der PV-Produktion (© Fraunhofer ISE, © Reiling)

Am Ende ihrer Lebensdauer werden PV-Systeme einem Recycling zugeführt, um die eingesetzten Wertstoffe zu trennen und sie weitestgehend für die Produktion neuer PV-Komponenten einzusetzen.

In Europa gibt es aktuell zahlreiche kleinere Modulhersteller, jedoch nur wenig Hersteller in den oberen Stufen der Wertschöpfungskette (Abb. 27, Abb. 28). Abgesehen von der Firma Wacker verfügen die einzelnen europäischen Hersteller über nominelle Produktionskapazitäten von unter 1 GW_p und sind damit um einen Faktor von ca. 10 - 20 kleiner als die großen Konkurrenten in Asien, vor allem in China. Die 10 größten Modulhersteller weltweit produzieren im Schnitt jeweils über 10 GW_p pro Jahr (Stand 2020), der Größte sogar über 20 GW_p. Um als PV-Hersteller im internationalen Wettbewerb langfristig bestehen zu können, wird eine Produktionsmenge im Multi-GW-Maßstab als notwendig betrachtet. Wer in den Genuss der damit verbundenen Skalenvorteile kommen möchte, muss diese Kapazität nicht an einem Ort konzentrieren. Wie man auch an der PV Herstellerlandkarte erkennen kann, haben sich die stromintensiven Stufen des Wertschöpfungszyklus (insbesondere die Herstellung von Polysilicium sowie kristalliner Ingots) bevorzugt in Skandinavien angesiedelt. Diese Standorte verfügen über ausreichend Wasserkraft und somit günstige Strombezugspreise was die Wettbewerbsfähigkeit in diesen Produktionsbereichen deutlich verbessert.

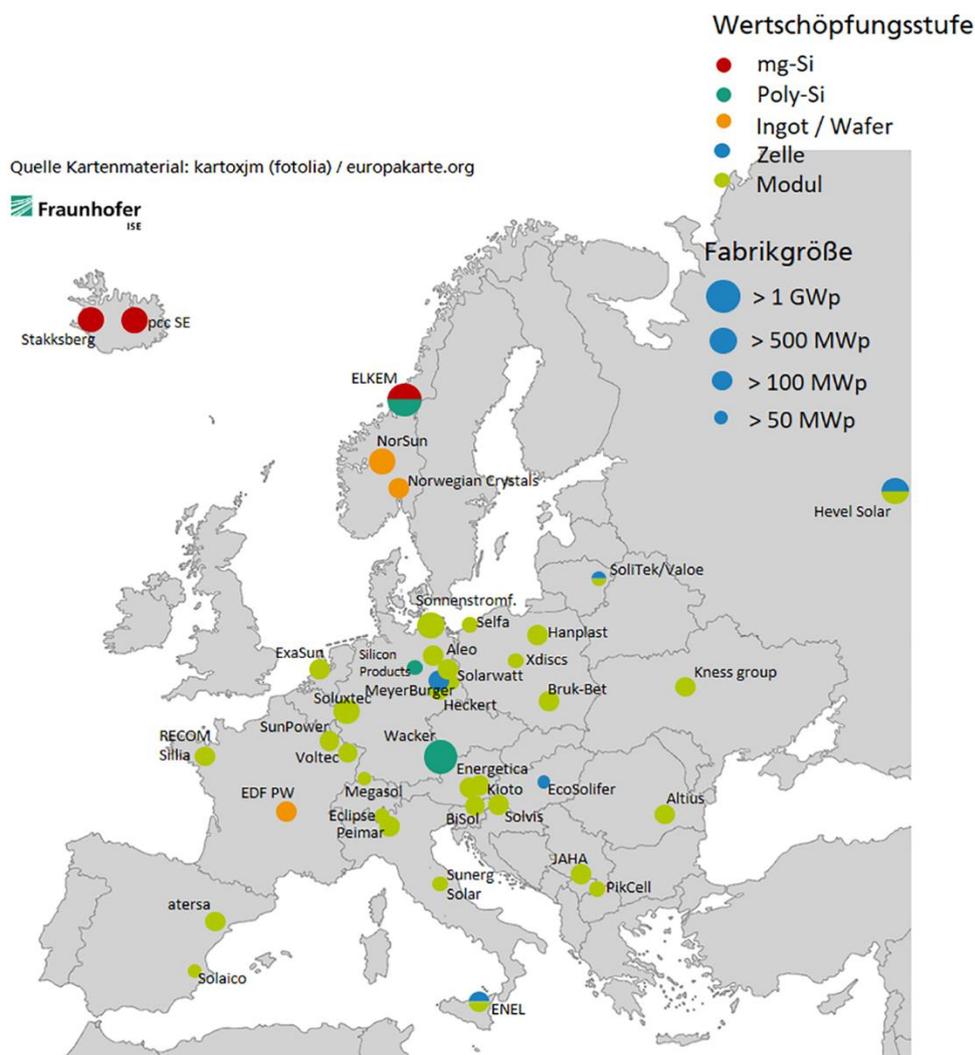


Abb. 27 Europäische PV Herstellerlandkarte auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen.

Auf den Standort bezogen eine Ausnahme bildet die Firma Wacker Silicium, die jedoch über ein firmeneigenes Laufwasserkraftwerk eigenen Strom erzeugt und somit die Wettbewerbsfähigkeit am Standort Deutschland zeigt.

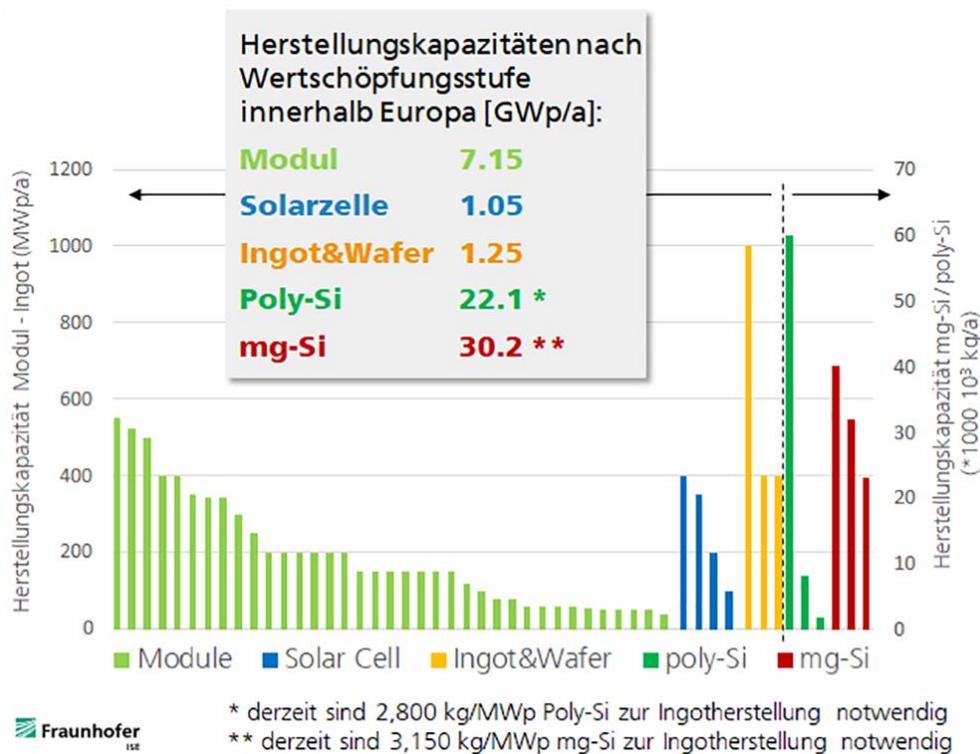


Abb. 28 Überblick der Herstellungskapazitäten einzelner Produktionsstandorte in Europa auf einzelnen Wertschöpfungsstufen. Für die Herstellung von Modulen, Solarzellen, Ingots und Wafer sind die Angaben im Diagramm in MW_p/a, für die Herstellung von metallurgischem und poly-Silizium in 1.000 t/a angegeben. In der tabellarischen Summe sind die Kapazitäten auf den jährlichen Modulausstoß normiert.

Zur Ausnutzung von Skalenvorteilen sollte insbesondere die Ingot-, Wafer- und Zellherstellung an einem Standort gebündelt werden, am Fraunhofer ISE durchgeführte Kostenrechnungen zeigen hier bis zu 15 % Reduktionspotenzial bei den operativen Kosten insbesondere im Vergleich einer »kleinen« integrierten 500 MW_p Fabrik zu einem Standort mit 5 GW_p Fertigungskapazität. Die Skalenvorteile beziehen sich hier insbesondere auf eine bessere Linienauslastung, eine Verdünnung der administrativen Kosten sowie eine deutlich bessere Verhandlungsposition bei der Beschaffung der wesentlichen Verbrauchsmaterialien. Die Produktion der Module kann alternativ jedoch auch verteilt, nah am Endmarkt, erfolgen. Dies wirkt sich insbesondere vorteilhaft auf die unten erwähnten Transportkosten aus.

Eine Vielzahl von Material- und Komponentenhersteller sind Teil des erweiterten PV-Wertschöpfungszyklus, sie liefern bspw. Silberpasten für Solarzellen sowie spezielle Folien, Drähte, Solarglas und Anschlussdosen für Solarmodule. Während es vor 10 Jahren noch eine vollständige Lieferkette in Deutschland und Europa gab, wurde die Produktion einiger Ausgangsmaterialien aufgrund der zwischenzeitlich gesunkenen regionalen Nachfrage eingestellt. Der PV-Maschinenbau, der hochautomatisierte Anlagen für die PV-Produktion herstellt, ist in Deutschland besonders stark vertreten und beliefert den Weltmarkt. Für den Betrieb von PV-Kraftwerken werden neben der Kernkomponente Modul auch Wechselrichter benötigt. Sie speisen Wechselstrom in das Netz und unterstützen die Netzstabilität. Die deutsche Firma SMA zählt zu den Weltmarktführern im Wechselrichtersegment.

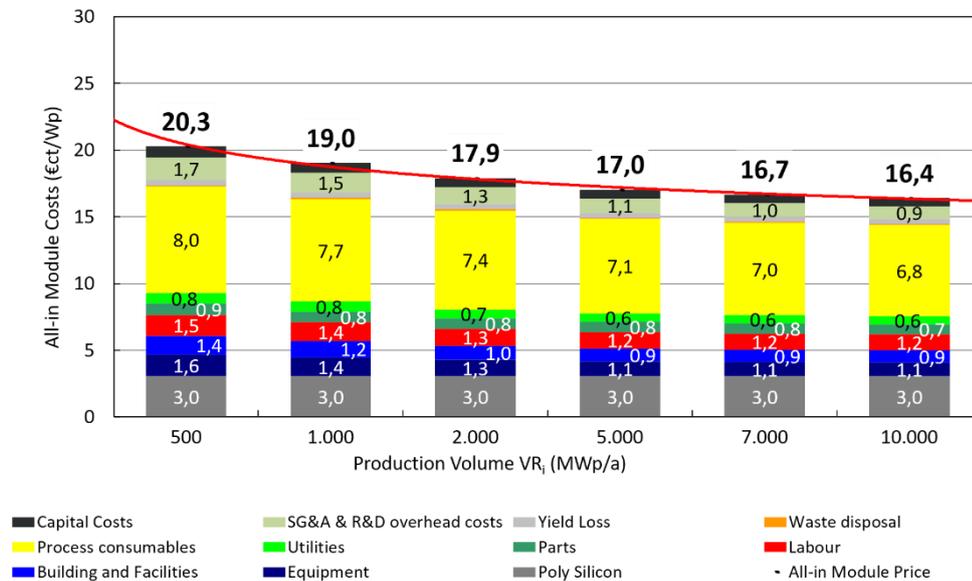


Abb. 29 Entwicklung der Herstellungskosten eines PV Moduls in einer integrierten Fabrik in Abhängigkeit der Fertigungskapazität am Standort. Die Skaleneffekte beruhen insbesondere auf einer besseren Linienauslastung, verbesserten Einkaufskonditionen und reduzierten Verwaltungskosten.

In Abschnitt 1 wurde der notwendige mittlere jährliche Nettoproduktionsbedarf für die kommenden 20 Jahre auf 12 – 20 GW_p geschätzt. Ersatzinstallationen für PV-Kraftwerke, die das Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht haben, fallen derzeit noch nicht ins Gewicht. Im voll ausgebauten Zustand steigen sie jedoch bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 30 Jahren im Mittel auf ca. 10-15 GW_p pro Jahr. Nicht nur Deutschland muss sein Energiesystem umbauen, auch Europa und die ganze Welt sind gefordert. Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet, dass Photovoltaik weltweit ebenfalls eine tragende Rolle in der Primärenergieversorgung einnehmen wird. In ihrem Bericht »Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector« geht die IEA von einem 20-fachen Ausbau der heute installierten PV-Kapazität auf über 14.000 GW_p aus (13).

Aus diesen Zahlen wird deutlich, welcher hoher Bedarf an PV-Produktionskapazität durch eine Energiewende mit Zieldatum zwischen 2040 - 2050 und durch ein zukünftiges, eingeschwungenes Energiesystem generiert wird. Mit der Produktionskapazität für PV-Module korrespondieren entsprechende Kapazitäten im erweiterten PV-Wertschöpfungszyklus.

Die Firma Meyer Burger hat konkrete Pläne, ihre jüngst in Thalheim und Freiberg eröffnete Fertigung bis Ende 2022 auf eine nominelle Zell- und Modulkapazität von jeweils 1,4 GW_p auszuweiten, bis 2027 soll die Kapazität auf 7 GW_p steigen. Eine Reihe von Projektentwicklern und Investoren hat weitere integrierte GW-Produktionen in Europa angekündigt.

Wird ein bedeutender Anteil des PV-Bedarfs durch große, integrierte Produktionen in Deutschland und anderen europäischen Ländern gedeckt, so lassen sich schnell extrem niedrige CO₂-Emissionsfaktoren für den erzeugten PV-Strom erreichen und ökologische Belastungen aus dem gesamten Lebenszyklus der PV-Module minimieren. Qualitativ hochwertige Produkte minimieren Investitionsrisiken und tragen zu einer sicheren Stromversorgung bei. Eine kritische Importabhängigkeit in der systemrelevanten Energiebereitstellung wird vermieden und vorhandenes, technologisches Know-how auf exzellentem Niveau weiterentwickelt. In Deutschland und Europa gibt es zudem eine

große Zahl an Forschungseinrichtungen mit ausgezeichneter internationaler Reputation, die eine innovationsstarke lokale Produktion unterstützen können. Die steigenden Transportkosten sind ein weiteres Argument für eine Produktion in Europa. Abb. 30 vergleicht die Situation im Jahr 2019 (Transportkostenanteil 9 %) mit den Zahlen aus 2014. Im Jahr 2022 werden Transportkosten bereits mehr als 10 % der eigentlichen Herstellungskosten ausmachen.

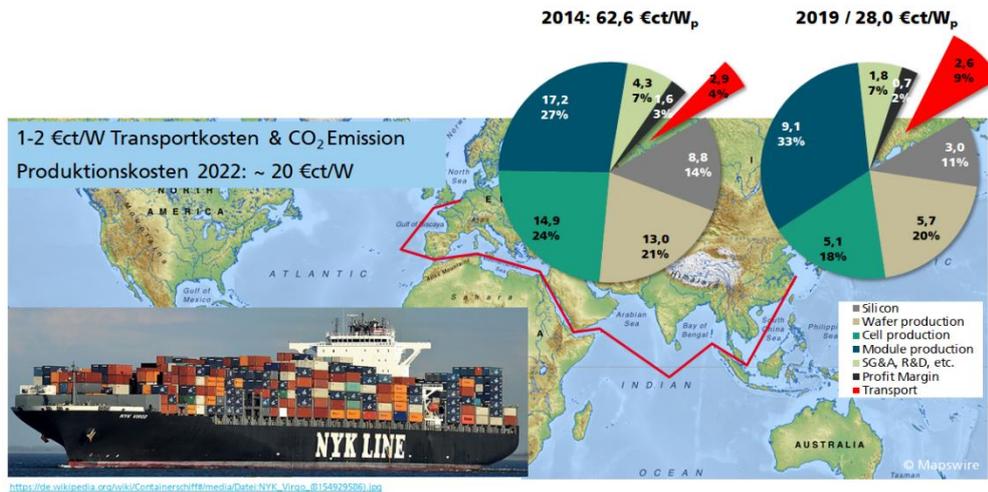


Abb. 30 Der Transportkostenanteil ist aufgrund der Kostendegression in den Herstellungskosten kontinuierlich gestiegen. Bild: Containerschiff: © NYK Virgo, Bernhard Fuchs, [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:NYK_Virgo_\(8154929586\).jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:NYK_Virgo_(8154929586).jpg).

Der Aufbau integrierter lokaler Produktionen im GW-Maßstab verlangt erhebliche Investitionen. Tab. 2 zeigt Schätzungen für Investitionsausgaben (CAPEX, englisch für capital expenditures) in den verschiedenen Stufen für eine integrierte PV-Produktion mit einer Kapazität von 10 GW_p pro Jahr. Die Angaben beziehen sich auf die aktuell dominierende PERC-Zelltechnologie (Abschnitt 2.1). Neben einem Zugang zu Finanzierungsquellen benötigen Investoren langfristig verlässliche politische Rahmenbedingungen, insbesondere ein klares politisches Bekenntnis für einen substanziellen PV-Zubau.

	CAPEX [Mio. €]	Arbeitsplätze
Ingot/Wafer	570	2.100
Zelle	970	2.700
Modul	395	2.700
Gesamt	1.935	7.500

Tab. 2 Geschätzte Investitionen und Arbeitsplätze für eine integrierte 10 GW_p PV-Fertigung.

Die Tabelle nennt in der rechten Spalte orientierende Werte für die Zahl der direkten Arbeitsplätze. Eine 10 GW_p PV-Produktion würde demnach 7.500 Arbeitsplätze schaffen. Aufgrund des sehr hohen Automationsgrades in allen Stufen der PV-Produktion sind darin viele hochqualifizierte Stellenprofile enthalten. Hochgerechnet auf einen jährlichen Zubaubedarf von 12 – 20 GW_p würde allein die integrierte Produktion der Module in Deutschland ca. 9.000 – 15.000 Arbeitsplätze schaffen. Weitere Arbeitsplätze entstehen bei Materialzulieferern, im Maschinenbau und in den Installationsbetrieben, die PV-Kraftwerke errichten. Für die Installation von 10 GW_p PV-Kraftwerken wer-

den etwa 35.000 Vollzeitarbeitsplätze benötigt, hochgerechnet auf den Zubaubedarf geht es um 42.000 – 70.000 Arbeitsplätze.

2.4 Lebenszyklusanalyse (LCA)

Die Lebenszyklusanalyse (englisch „Life Cycle Assessment“, LCA) von Produkten betrachtet die Gesamtheit der ökologischen Auswirkungen von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, den Gebrauch bis zu Recycling und ggf. Endlagerung. Die Treibhausgasemissionen pro kWh erzeugten Stroms spielen im Kontext der Erderhitzung eine herausragende Rolle, daneben wird eine Vielzahl weiterer Kriterien analysiert. Die solare Stromerzeugung verursacht heute bereits 16- bis 40-mal weniger Treibhausgasemissionen als die Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern wie Gas und Braunkohle. Der weitere Ausbau der solaren Stromerzeugung (Photovoltaik) trägt daher im erheblichen Ausmaß zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bei.

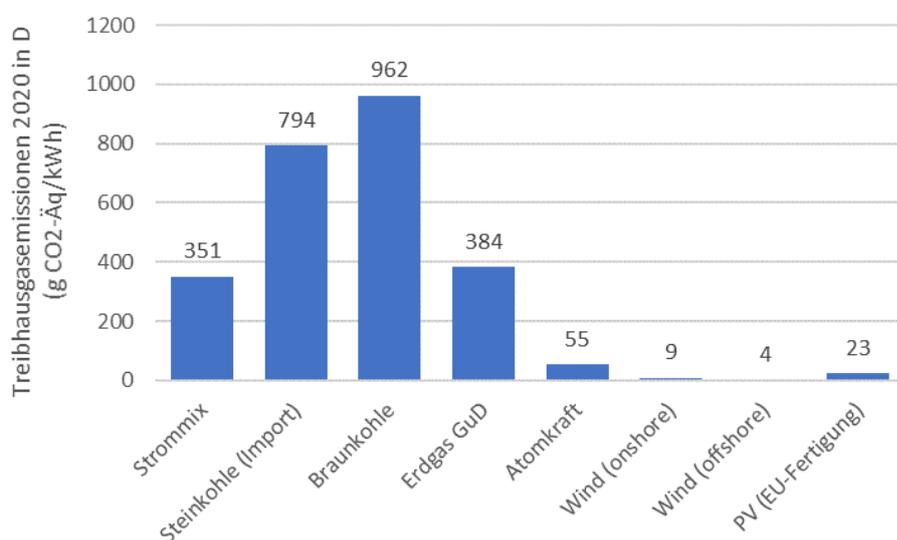


Abb. 31 Treibhausgasemissionsfaktoren in Gramm CO₂-Äquivalent/kWh für die Stromerzeugung in verschiedenen Kraftwerkstypen in Deutschland im Jahr 2020 (14) (15), wobei für die solare Stromerzeugung (PV) eine Herstellung der gesamten Anlage in Europa und ein Betrieb für eine mittlere Einstrahlung in Europa über 30 Jahre angenommen wurde.

Im Vergleich zur Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken entstehen bei der solaren Stromerzeugung praktisch keine Treibhausgasemissionen im Betrieb. Die Emissionen entstehen in vergleichsweise geringem Umfang bei der Herstellung der Solarmodule, sowie der Wechselrichter, des Montagesystems und der Installation (Balance of System). Abb. 31 zeigt die gesamten Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung in verschiedenen Kraftwerken in Deutschland für das Jahr 2020, wobei die Treibhausgasemissionen der photovoltaischen Stromerzeugung von Friedrich et al. (15) stammen, die Emissionen aller anderer Kraftwerkstypen gehen auf Fritsche et al. (14) zurück. Für die solare Stromerzeugung (PV) wurde hier eine Fertigung der gesamten Solaranlage in Europa und ein Betrieb für eine mittlere Einstrahlung in Europa über 30 Jahre angenommen. Die Stromerzeugung mit Erdgas verursacht heute etwa 16-mal mehr und die Stromerzeugung mit Braunkohle sogar etwa 40-mal mehr Treibhausgasemissionen. Damit trägt der weitere Ausbau der solaren Stromerzeugung (Photovoltaik) im erheblichen Ausmaß zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland bei.

Die Treibhausgasemissionen der solaren Stromerzeugung hat sich in den letzten Jahren signifikant verbessert und wird sich noch weiter verbessern. Die Umweltauswirkungen der solaren Stromerzeugung sind im Vergleich zur Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern vernachlässigbar gering und konnten in den letzten Jahren aufgrund von technologischen Verbesserungen weiter deutlich reduziert werden. In Abb. 32 sind sieben wichtige Kategorien von Umweltauswirkungen aufgeführt (16). Die wichtigste Kategorie in der aktuellen Diskussion ist die Treibhausgasemission, die bei der solaren Stromerzeugung im Wesentlichen bei der Herstellung der Anlage anfällt. Die schwarze Linie symbolisiert den aktuellen Stand der Technik unter der Annahme des EU-Strommix aus dem Jahr 2017. Die blaue Linie zeigt den Stand der Technik aus dem Jahr 2005 (zur besseren Vergleichbarkeit wurde hier ebenfalls der EU-Strommix aus dem Jahr 2017 herangezogen). In der Abbildung wird deutlich, dass die Treibhausgasemission von Solarstrom im Jahr 2005 technologiebedingt etwa 4,6-mal so hoch wie heute war. Dies geht im Wesentlichen auf Verbesserungen im Material- und Energieverbrauch bei der Herstellung der Module und einer Steigerung des Solarmodulwirkungsgrades zurück. Dieser Trend wird sich in Zukunft durch die weitere Steigerung des Wirkungsgrades, Reduktion des Silicium-Verbrauches etc. fortsetzen.

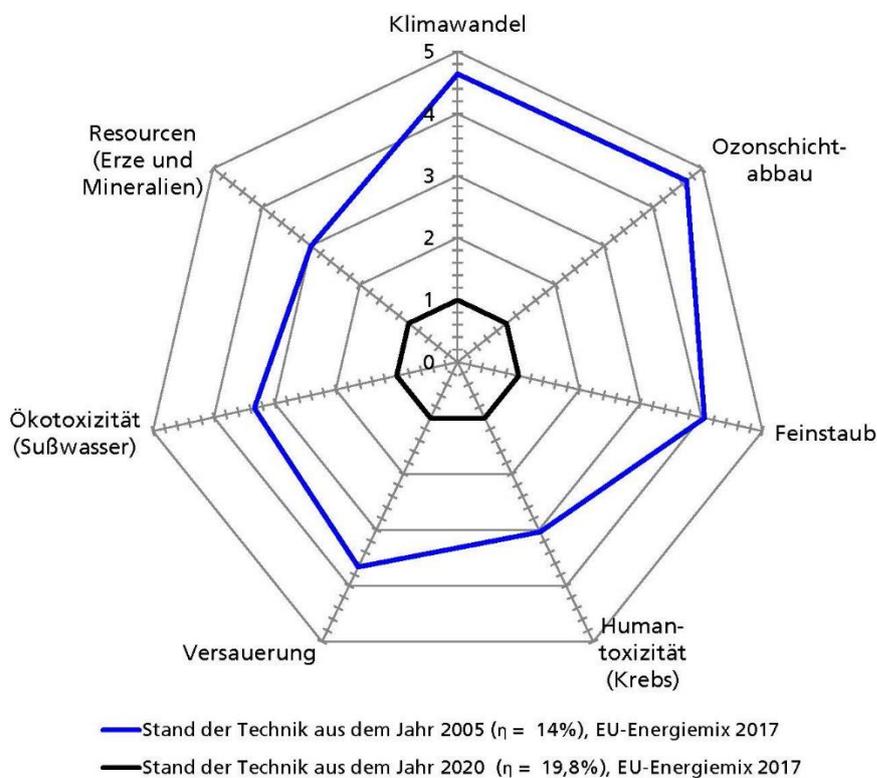


Abb. 32 Umweltauswirkungen für die 7 wichtigsten Umweltwirkungskategorien, die bei der Herstellung eines Glas-Folien-Solarmodules entstehen. Verglichen wird hier die Herstellung im Jahr 2005 (blaue Linie) und im Jahr 2020 (schwarze Linie). Die Veränderung geht auf Verbesserung im Modulwirkungsgrad und Verbesserungen im Material- und Energieverbrauch zurück, für beide Berechnungen wurde der EU-Strommix aus dem Jahr 2017 herangezogen.

Solaranlagen aus europäischer Herstellung verursachen nur etwa die Hälfte an Treibhausgasemissionen wie Solaranlagen aus chinesischer Herstellung. Abb. 33 zeigt die Treibhausgasemissionen von Solarstrom aus Solaranlagen in Deutschland aus chinesischer, europäischer und norwegischer Herstellung. Die Solaranlage umfasst dabei die Solarmodule sowie Wechselrichter, Montagesystem und Installation (Balance of System), aber auch den Transport zum Aufstellungsort und den Betrieb der Anlage über

30 Jahre. Solaranlagen aus europäischer Herstellung verursachen nur etwa die Hälfte an Treibhausgasemission wie Solaranlagen aus chinesischer Herstellung, da anders als in Europa die Stromerzeugung in China größtenteils in Kohlekraftwerken geschieht.

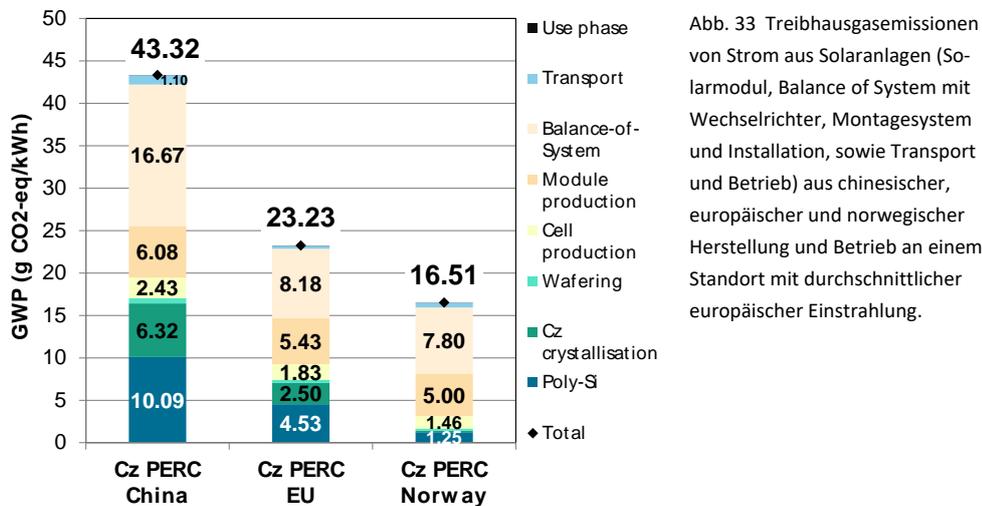


Abb. 33 Treibhausgasemissionen von Strom aus Solaranlagen (Solarmodul, Balance of System mit Wechselrichter, Montagesystem und Installation, sowie Transport und Betrieb) aus chinesischer, europäischer und norwegischer Herstellung und Betrieb an einem Standort mit durchschnittlicher europäischer Einstrahlung.

Ausgediente Solarmodule werden dem Recycling zugeführt und unterstützen damit eine nachhaltige Kreislaufwirtschaft. Solarmodule bestehen aus wertvollen Rohstoffen wie beispielsweise Aluminium, Glas, Kupfer, Silicium, Silber, Aluminium und Kunststoffen. Die Hersteller und Inverkehrbringer von Solarmodulen müssen sich heute bereits registrieren und dafür sorgen, dass die von ihnen verkauften Solarmodule zurückgenommen und recycelt werden. Die Rückgabe an den Hersteller und die Wiederverwertung von alten Solarmodulen wird in Deutschland über das Elektro- und Elektronikgerätengesetz (ElektroG) geregelt, der deutschen Umsetzung der europäischen WEEE-Richtlinie. Privatleute können ihre Solarmodule hierzu bei kommunalen Wertstoffhöfen kostenfrei abgeben. Betreiber von Großanlagen sind verpflichtet, Altanlagen dem Recycling zuzuführen. Einige Komponenten wie beispielsweise der Aluminiumrahmen werden als Aluminiumrohstoff (Sekundäraluminium) genutzt und finden so den Weg in neue Solarmodule. Zahlreiche Materialien werden jedoch nur einer minderwertigen Nutzung zugefügt und landen in Dämmstoffen und Straßenschotter. In Zukunft muss dieses sogenannte Downcycling deutlich reduziert werden. Die europäische Union plant, eine Ökodesign-Richtlinie für Solarmodule zu erlassen, um den Gedanken der Kreislaufwirtschaft weiter zu stärken. In Anbetracht der riesigen Mengen an bereits installierten und noch zusätzlich benötigten Solarmodule ist es wichtig, dass die Wiederverwertung von ausgedienten Solaranlagen als Rohstoff für neue Solaranlagen weiter forciert wird. Kritische Inhaltsstoffe wie beispielsweise bleihaltige Lote müssen substituiert werden, auch wenn Alternativen geringfügig teurer sind.

3.1 Preisentwicklung der Technologien

Die Lernkurve bei der Preisentwicklung der Solarthermie (entsprechende Daten liegen bisher nur für kleinere ST Anlagen vor) folgt einer Rate von ca. 20 %, wie bei ähnlichen Technologien ebenfalls zu beobachten (z. B. PV). Das heißt eine Verdopplung der kumuliert hergestellten Menge geht einher mit einer Preissenkung von 20 %. Die Verdopplung des Absatzes hat sich insbesondere im deutschen Markt seit 2008 verlangsamt. Die Lernkurven sind durch die stark lokale bzw. regionale Marktstruktur für unterschiedliche Länder nicht gleich, deshalb wurden europäische Absatzzahlen und Preise herangezogen. Der deutlich größere und preislich sehr niedrige chinesische Binnenmarkt wurde nicht berücksichtigt.

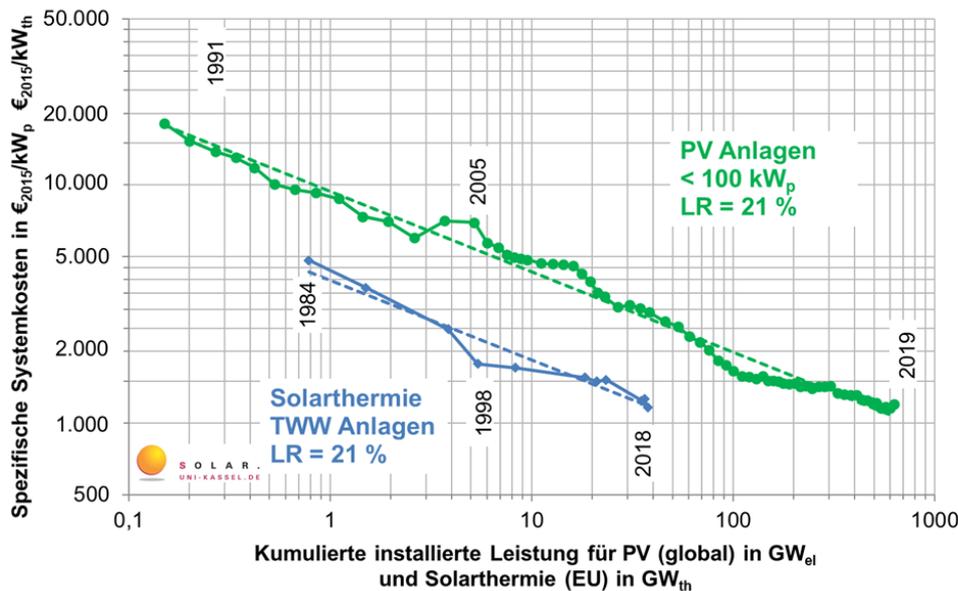


Abb. 34 Kostendegression von ST- und PV-Anlagen im Vergleich (5).

Bis 2008 entwickelte sich in Deutschland die ST mit Wachstumsraten von über 30 % pro Jahr, danach war das Marktwachstum rückläufig und betrug 2018 nur noch wenige Prozente. Mit Beginn des Jahres 2020 kam es zu einer Kehrtwende. Die Erhebungen der Verbände zeigen einen deutlichen Aufwärtstrend mit 26 % Marktwachstum in 2020 und lassen 32 % in 2021 erwarten (17). Dieser Trend wird den Durchlauf der Preislernkurve beschleunigen.

Die **Preise** für die Wärmebereitstellung liegen bereits heute je nach Randbedingungen auf dem Niveau fossiler oder erneuerbarer Energieträger (18). In Dänemark zum Beispiel konnte große Solarthermie über mehrere Jahre aufgrund eines geeigneten Markt-designs Wärme günstiger bereitstellen als Gas- oder Ölbrenner. Nach Anpassung der Förderung zugunsten von Wärmepumpen ist die Solarthermie ins Hintertreffen geraten und der Markt wächst deutlich langsamer (19). Dennoch kann man am Beispiel Dänemark gut erkennen, welches Potenzial die Solarthermie auch in zentraleuropäischen Breiten hat. Das Zusammenwirken von verschiedenen Energiewandlern, -speichern und -verteilern konnte in zahlreichen Projekten eine weitgehend dekarbonisierte Wärmebe-

reitstellung erreichen (20). Entwicklungen wie die solarisierten Fernwärmenetze in Frankreich (21), das wegweisende Energiekonzept der Stadt Graz (22) und bereits 44 Anlagen in Deutschland zeigen die Übertragbarkeit und fortschreitende Markterschließung der Dekarbonisierung von netzgebundener Wärmeversorgung auch im städtischen Raum durch dezentrale bzw. fernwärmegekoppelte Solarthermie-Anlagen. Durch die Bereitstellung von **Prozesswärme**, die im Segment unter 100°C in Deutschland einen Anteil von 21 % des Endenergieverbrauchs ausmacht (23), hat die ST ebenfalls ein hohes Potenzial in Deutschland und als Exportmarkt weltweit (24). Hier ist insbesondere noch der hohe Planungsaufwand der Prozessversorgung Kostentreiber. Durch eine Erhöhung der Absatzzahlen in diesem Bereich und eine sich daraus ergebende Standardisierung von Anschlusslösungen, Ausführungsstandards und vorbereiteten Regelungsstrategien (z.B. vermehrt digital basierte, selbstlernende Ansätze) wird auch hier erwartet, die Preislernkurve fortschreiben zu können (25).

Die verschiedenen **Technologien** zur Wandlung von Solarenergie in Wärme liegen in unterschiedlichen Reifegraden vor. Dazu gehören Solarkollektoren zur Schwimmbaderwärmung oder als Quelle für Wärmepumpen, PVT (Kombination von photovoltaischer Wandlung mit thermischer Wandlung), Flachkollektoren, hochisolierende Vakuumsröhren- und Flachkollektoren, lufterwärmende Kollektoren und nicht zuletzt linear konzentrierende Kollektoren vom Typ Fresnell oder Parabolrinne. Sie befinden sich aufgrund ihrer Absatzzahlen auf unterschiedlichen Punkten der jeweiligen Preislernkurve. Die technologischen Ausführungsformen sind in der Betrachtung des technischen Potenzials der Solarthermie wichtig, da hier nicht wie im Stromsektor die ungewichtete Einheit kWh bereitgestellt wird, sondern eine temperaturgewichtete Wärmemenge (kWh), die zum Bedarf passen muss.

Wichtigstes Merkmal bei der Bewertung der Kosten sind die **Volllaststunden** der Anlagen. Was beim Einfamilienhaus entweder durch Unterdimensionierung auf den Sommerfall gelöst wird oder bei Solaraktivhäusern durch eine sehr große Dimensionierung der Speicher, kann im netzgekoppelten Fall attraktiver gelöst werden. In einer systemischen Gesamtlösung ist der CO₂-armen Technologie regelungstechnisch stets der Vorrang in der Bereitstellung einzuräumen, damit erhöhen sich für diese Technologie die Volllaststunden und die Wirtschaftlichkeit. Es ist also zielführender, das gesamte systemische Wirken nach dem niedrigsten CO₂-Ausstoß auszurichten, als die Kostendiskussion auf den einzelnen Wandler zu führen. Auch neue Nutzungsformen führen hierbei zu neuen Gesamtsystemkosten. Beim Einsatz konzentrierender Kollektoren kann zum Beispiel die Wärme auch der Kältebereitstellung dienen und so mehr Volllaststunden ermöglichen oder sie erreicht häufiger das zur Einspeisung notwendige Temperaturniveau.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Solarthermie ist die **Dezentralität**. Der Ausbau einer dekarbonisierten Wärme- und Kälteversorgung kann dezentral und ohne vorausgehende Infrastrukturmaßnahmen begonnen werden, die Solarisierung von Bestandsfernwärmenetzen kann direkt erfolgen. Diese dezentrale Wandlung nahe am Bedarfsort ist ein wichtiger Faktor, um in Stromnetzen Lastspitzen durch Wärme- und Kältebereitstellung zu reduzieren.

Die nivellierten **Kosten** für die Wärmegestehung (engl. Levelised cost of heat = LCOH) betrachten die finanziellen Aufwendungen für die Bereitstellung einer nutzbaren Wärmeeinheit (kWh). Damit ist die Kostenrechnung gekoppelt an den Anwendungsfall (Volllaststunden). Die gleiche Anlage kann bei Kopplung an ein Wärmenetz ganz andere Gestehungskosten ergeben als im dezentralen Betrieb. Außerdem sind für die Berechnung die angenommene Lebensdauer und die Betrachtungsgrenzen der Systemkosten sehr einflussreich. Für die Wärmegestehungskosten wirkt die Netzkopplung wegen der erhöhten Volllaststunden kostensenkend. Bei Systemen wie PVT, die gleichzeitig Nutzwärme und Strom aus Solarenergie erzeugen, mit Wärmepumpen können potenziell sogar noch deutlich niedrigere LCOH erzielt werden.

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) rechnet bei einer Abschreibungszeit von 10 Jahren mit einer Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke bei einer Förderung von etwa 3 - 4 €/kWh. Unter den Randbedingungen in Dänemark (Flächenpacht, Solar-

strahlung, Förderung, usw.) konnte mit dem Stand der Technik über große Solarthermie-Felder in Wärmenetzen Solarwärme für ca. 2 - 4 €/kWh erzeugt werden (18). Die nachfolgende Abbildung (Abb. 35) zeigt einen Vergleich der Wärmegestehungskosten in unterschiedlichen Anwendungen der Solarthermie im Vergleich zu mittleren Wärmegestehungskosten auf Gas- und Strombasis in der EU.

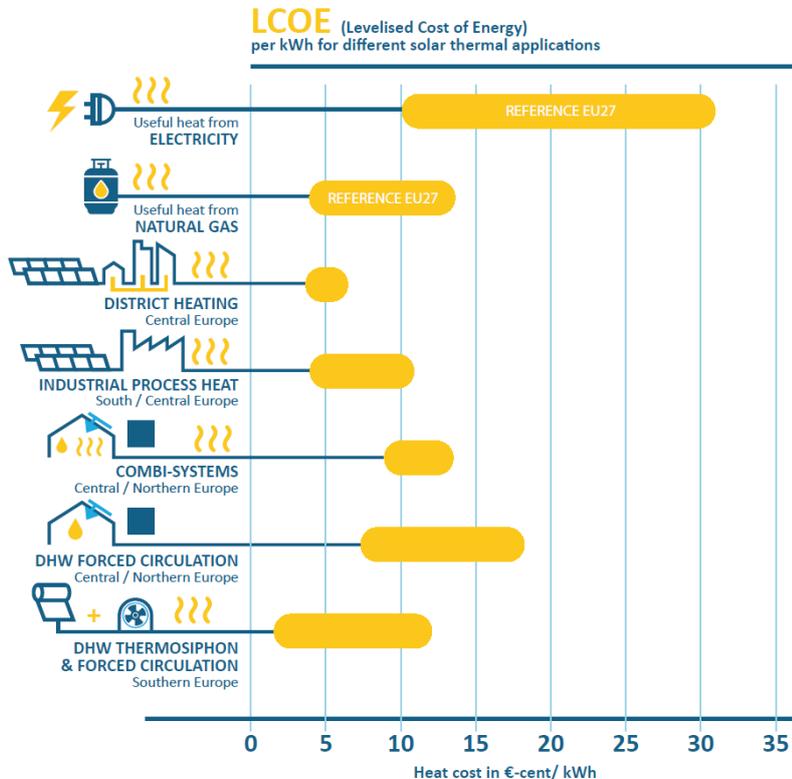


Abb. 35 Wärmegestehungskosten pro kWh für verschiedene solarthermische Anwendungen im Vergleich zum EU27 Mittel von Gas und Strom (© ESTIF/SHE, (19)).

3.2

Wirkungsgradsteigerung und technische Weiterentwicklung

Der Systemwirkungsgrad von solarthermischen Kollektoren liegt je nach Anwendungsfeld bei ca. 50 - 75 % (Nennwirkungsgrad Kollektor ca. 85 %). Solarthermie ist damit die flächeneffizienteste Form zur Nutzung von Solarenergie. Durch neuartige Bauformen und Materialien, reduzierten und umweltfreundlicheren Materialeinsatz entstehen laufend neue Herausforderungen, um diese hohen Wandlungsgrade sicherzustellen und dabei noch ressourceneffizienter zu werden. Stand der Technik ist eine CO₂-Amortisationszeit von ca. 3,5 Jahren für den Referenzfall kleiner Brauchwarmwasseranlagen (26), bei netzeinspeisenden Anlagen verringert sich dieser Wert deutlich. Wirkungsgradsteigerungen sind insbesondere bei neuartigen Technologieformen von Bedeutung, z.B. bei PVT-Kollektoren. Das sind Sonnenkollektoren, die zum einen den photovoltaischen Effekt nutzen, um Strom zu produzieren (Wirkungsgrad ca. 19 %) und die dabei ungenutzte Solarenergie als nutzbare Wärme (Wirkungsgrad ca. 50 - 75 %) bereitstellen. Damit kommt diese Technologie auf sehr hohe Flächennutzungsgrade (ca. 90 %) und bietet eine vielversprechende Lösungsoption bei knappem Flächenangebot. Ergänzend ist der Betrieb dieser Kollektorart zusammen mit einer Wärmepumpe eine sehr vielversprechende systemische Lösung. So arbeitet die Wärmepumpe effizienter und entschärft Akzeptanzfragen um Lärmmissionen, Bodensonden sowie Aufstell-

flächen für Wärmesonden und Lufteinheiten. Wenn eine reversible Wärmepumpe zum Einsatz kommt, kann mit dieser Systemlösung ebenso gekühlt werden.

Das kritische Hemmnis erscheint nicht in der technischen Lösung, sondern eher in den baurechtlichen Regularien und der langsamen Adaptionsgeschwindigkeit des Baugewerbes und der Genehmigungsverfahren zu liegen. Hier ist eine starke politische Sogwirkung und Unterstützung wichtig, um die Marktmechanismen in Gang zu setzen und die genehmigenden Stellen zu entlasten. Für einen gesteigerten Ausbau von solarthermischen Anlagen, insbesondere mit dezentral höheren Versorgungsanteilen, ist die Beherrschung der sommerlichen Überproduktion ein wichtiger Punkt. Auch hier wurden in den letzten Jahren weitere Fortschritte erzielt; durch Innovationen wie schaltbare Schichten, die den Wirkungsgrad der stationären Solarthermie bei weniger Bedarf zurückschalten, Heat-Pipe Konzepte, die durch einen thermischen Schaltpunkt Stagnation und Überproduktion vermeiden und nicht zuletzt durch konzentrierende Kollektoren bzw. hydraulische Feldkonzepte, die eine Leistungsregelung schon bei der Wandlung ermöglichen.

3.3 Recyclingfähigkeit und Umweltkennwerte

Je nach Bauform der Solarthermie-Anlage lassen sich Unterschiede in der Reparierbarkeit, dem Energieaufwand bei der Herstellung und der spezifischen Menge eingesetzten Materials pro erzeugter kWh benennen. Oft lassen sich Kollektoren und Systemkomponenten sortenrein mechanisch voneinander trennen. In der Solarthermie werden überwiegend Halbzeuge und Materialien eingesetzt, die keine spezifischen Recyclinganforderungen stellen, sondern von den üblichen Recyclingverfahren und Quoten mit abgedeckt sind (Kupfer, Aluminium, usw. (27) (28)). Bei vielen Konzepten ist eine Reparierbarkeit zum Beispiel eines nach extremem Hagel evtl. geborsten Abdeckglases in der Installation vor Ort möglich. Es gibt einzelne, energieintensive Produktionsprozesse wie zum Beispiel das Vakuumziehen bei der Herstellung von vakuumisolierten Kollektoren. Dies kann durch effiziente Prozesstechnik und antizyklischen Energiebezug entschärft werden. Selbstverständlich lässt sich erneuerbarer Strom für den Prozessantrieb einsetzen. Eine klimaneutrale Fertigung ist wie für alle Industrieprozesse anzustreben. Es gibt bereits seit 2002 eine klimaneutrale Fertigungsstätte von Kollektoren in Deutschland (29). Eine wirtschaftspolitische Weichenstellung ist wünschenswert, die es den Unternehmen erlaubt, ein Marktvorteil aus einer verbesserten Umweltbilanz ihrer Produkte ziehen zu können.

Insgesamt haben Solarthermieanlagen einen sehr geringen ökologischen Fußabdruck (26). Nur wenige Materialien einiger Bauformen sind in der Entsorgung bzw. beim Herstellungsprozess bedenklich. Schwarzchrombeschichtungen in Kollektoren werden in Deutschland zum Beispiel schon seit Jahrzehnten nicht mehr eingesetzt. Dies war durch die Entwicklung von selektiven Beschichtungssystemen möglich. Ein Export derartigen Wissens weltweit ist ein wichtiger Beitrag Deutschlands zur ökologischen Lösung der Energieversorgung.

3.4 Technisches Potenzial, Ausbauziel und notwendige Ausbaumaße

Es existieren eine Reihe von Szenarien für den Ausbau der Solarthermie in Deutschland. Das neueste Szenario des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) (30) sieht für 2030 18 TWh Wärmebereitstellung aus Solarthermie, davon gehen ca. 1/3 in Wärmenetze, mit dem Rest werden Einzelgebäude versorgt. Eine Studie von Öko-Institut,

Wuppertal Institut und Prognos (31) sieht Solarthermie für die Gebäudebeheizung bei 19 TWh im Jahr 2030 und 30 TWh im Jahr 2045.

Solarthermie

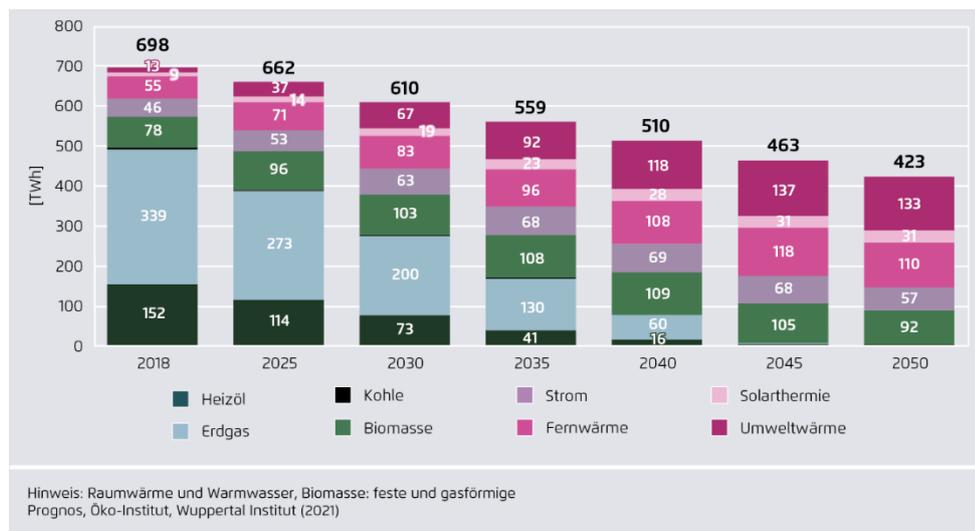


Abb. 36 Bereitstellung Gebäudewärme mit Zieljahr 2045 für Klimaneutralität (31).

In der detaillierten Analyse des Fraunhofer ISE (1) werden Einflüsse spezifische gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen auf den Fortgang der Energiewende berücksichtigt und dabei die kosteneffizientesten Szenarien ermittelt. Die Ergebnisse für unterschiedliche Szenarien zeigen die Relevanz der Solarthermie sowohl für die Beheizung von Gebäuden als auch für die Bereitstellung von Wärme im industriellen und gewerblichen Kontext.

Für das Jahr 2030 werden für die Beheizung einzelner Gebäude 15 - 18 TWh, für die Wärmebereitstellung in urbanen Wärmenetzen 2 - 5 TWh und für die industrielle Wärmeerzeugung 2 - 4 TWh solarthermische Wärmeerzeugung errechnet. Ausgedrückt im Solarkollektorfläche bedeutet dies in etwa: 29 - 44 Mio m² für die Beheizung von einzelnen Gebäuden, 3 - 5 Mio m² für urbane Wärmenetze und 5 - 7 Mio m² für Industrie und Gewerbe. Die korrespondierende installierte Leistung beträgt 20 - 31 GW_{th} (einzelne Gebäude), 2 - 7 GW_{th} (urbane Wärmenetze) und 3 - 5 GW_{th} (Industrie und Gewerbe). Abb. 37 zeigt beispielhaft die Ergebnisse der unterschiedlichen Verhaltensszenarien für die Erzeugung von industrieller Wärme unter 100°C.

Die bis Ende 2020 in Deutschland insgesamt installierte Kollektorfläche beträgt 21,3 Mio. m² (32). Der überwiegende Teil ist der Beheizung von einzelnen Gebäuden zuzurechnen. Bis 2030 ist ein Zubau auf das etwa 1,5 - 2,5 fache des heutigen Bestands für die individuelle Gebäudebeheizung zu erwarten. Für die Anwendung in Wärmenetzen und in Industrie und Gewerbe wurden bis 2020 etwas mehr als 100.000 m² für Wärmenetze und knapp 10.000 m² für industrielle Anwendungen installiert (4). Diese beiden Anwendungen stehen erst ganz am Anfang ihrer Ausbaupotenziale und bedürfen daher einer besonderen Beachtung.

Bis zur Vollendung der Energiewende erfordern die in Abschnitt 1.2 vorgestellten Szenarien insgesamt ca. 67 Mio. m² installierte Solarkollektorfläche, etwas mehr als das **3-fache der bis Ende 2020 installierten Fläche**. Der jährliche Zubau im Jahr 2020 belief sich auf nur ca. 0,7 Mio. m². Für eine Umsetzung mit Zieljahr 2040 ist eine **Erhöhung der Ausbaugeschwindigkeit um mehr als Faktor 3** notwendig, auf im Mittel 2,3 Mio. m² Solarkollektorfläche pro Jahr. Werden zusätzliche Anwendungen betrachtet, z.B. die Kombination mit Wärmepumpen, so wächst der Bedarf in eine Größenordnung von 100 Mio. m² Solarkollektorfläche, was etwa dem 5-fachen der bereits installierten Fläche

che entspricht. Die Ausbaugeschwindigkeit muss entsprechend um ca. Faktor 5,6 zulegen.

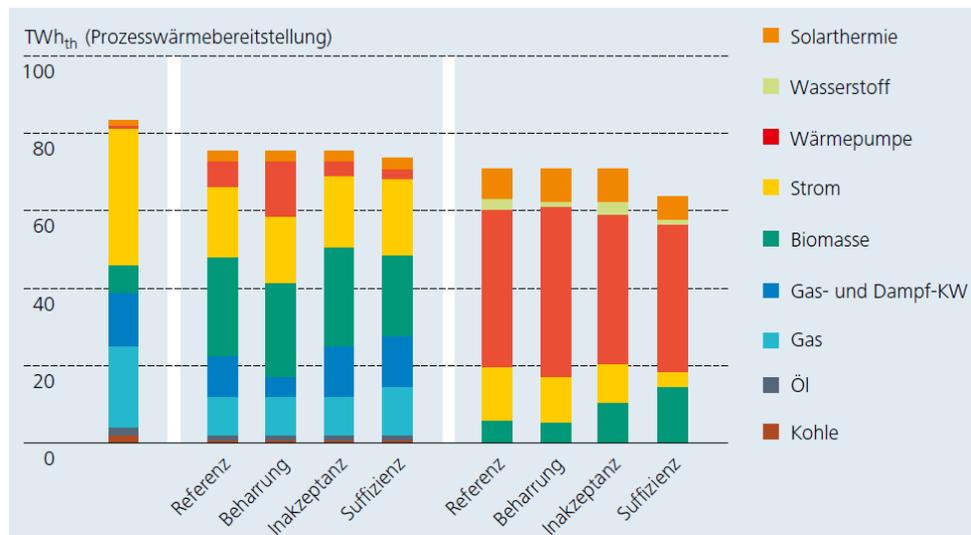


Abb. 37 Prozesswärmebereitstellung nach Technologieoptionen im Niedertemperatursegment (bis 100 °C) für die Jahre 2019 (links), 2030 (mitte) und den Zielpunkt der Klimaneutralität (rechts) für die vier untersuchten Szenarien (1).

Alle Studien zeigen ein relevantes Marktpotenzial für die Anwendung der Solarthermie. Die Anwendungsbreite der verschiedenen Technikvarianten wird sich unterschiedlich schnell weiterentwickeln. Die bereits sehr gut etablierte Technologie für solare Brauchwasserbereitstellung und Heizung sollten bei Sanierung und insbesondere im Neubau zum Standard gehören. Solarthermische Kollektorfelder in Nahwärmenetzen und Solare Prozesswärme werden auf Grund der noch niedrigen Marktdurchdringung eine deutliche Steigerung der Ausbauraten benötigen.

Die im deutschen und europäischen Markt eingesetzte Solarthermie-Technik wird auch überwiegend hier produziert, und die Produktion ist im Umfang schnell skalierbar. Die lokalen Arbeitsplätze im Handwerk lassen sich bei geeigneten flankierenden Maßnahmen wie Umschulungen kurzfristig bereitstellen (33). Solarthermie ist jetzt verfügbar und kann mit Wertschöpfung in Deutschland und Europa sowie angrenzenden Staaten (Tunesien, Türkei) sehr schnell skaliert werden.

3.5 Anwendungsfälle und Entwicklungen

Solarthermische Anlagen lassen sich vielfältig in Infrastruktur integrieren. Üblich sind Dächer, Fassaden wurden bisher wenig erschlossen. Aber auch andere Flächen wie Lärmschutzwälle oder Renaturierungsflächen von Halden sind nutzbar. Bei Planungen von großen Speichern muss in Zukunft gewerkeübergreifende **integrale Planung und Ausschreibung** erfolgen. Dies wird auch schon vermehrt in Ausschreibungen gefordert und es wäre wichtig, die integrale Energieplanung in die Ausbildung der planenden Berufe (Bauingenieure, Landschaftsplaner, Landschaftsarchitekten, Architekten, u. Ä.) aufzunehmen. Dieser Engpass lässt sich kurzfristig durch die Idee der kommunalen Wärmeplanungsbüros lösen.

Komponentenentwicklung ist weiterhin notwendig. So sollen Produkte für den universellen Einsatz gestaltet werden können, um einen Massenmarkt günstig zu bedienen (Großflächenkollektoren, PVT, Fassadenelemente mit solarer Aktivierung). Insbesondere für die großen solarthermischen Felder in Wärmenetzen ist das Einbeziehen des ausführenden und betreibenden Gewerbes der Wärmenetze wichtig.

Insbesondere im verdichteten urbanen Raum kommt der **solarthermischen Energie-wandlung als Wärmequelle von Wärmepumpen** eine völlig neue Rolle zu. Die Erschließung der Umgebungsluft bzw. des Erdreichs wird vermehrt auf Akzeptanzgrenzen stoßen. Eine wichtige Lösung bieten Solarkollektoren, die auch Umweltwärme aufnehmen können. Wird die Fläche durch **PVT-Kollektoren** zusätzlich auch zur Stromerzeugung verwendet, so entsteht eine äußerst effiziente Lösung. Geräuschfrei, maximale Flächeneffizienz und bessere Wandlungseffizienz der strombasierten Wärmepumpe sind entscheidende Vorteile. Photovoltaikfelder können überdies durch eine technische Koppelung mit Wärmeerzeugung schneefrei gehalten werden, was wiederum die Laststunden beider Wandlungsformen erhöht. Das erweiterte und abgesenkte Betriebstemperaturfeld der Solarthermie erhöht die Volllaststunden der thermischen Nutzung und reduziert damit die spezifischen Wärmegestehungskosten. Diese Möglichkeiten sind im Markt noch wenig bekannt (34).

3.6

Kleine und große Solarthermie

Die hohe Anzahl von kleinen wasserbasierten Wärmespeichern aus konventionellen Anlagen in Deutschland ist nur zum kurzzeitigen Speichern thermischer Energie geeignet. Die Kapazitäten liegen zwischen mehreren Stunden bis ca. einem Tag und begrenzen damit auch das Potenzial für die Sektorenkoppelung. Mit größeren Speichervolumina lässt sich deutlich mehr Energie aus solarer Wandlung erschließen. Üblicherweise werden dazu kostengünstige, wasserbefüllte Wärmespeicher eingesetzt. Gegenüber Batteriespeichern haben sie einige Vorteile, so können sie meist über einen sehr langen Zeitraum ohne nennenswerte Leistungseinbußen betrieben werden. Große Wärmespeicher sind, was den Einsatz grauer Energie sowie die Materialauswahl angeht, im Vergleich unkritisch. Eine Koppelung verschiedener Wandler (Quellen) und Senken (Heizung, Brauchwasser) ist eine wichtige Schnittstellenfunktion. Durch zukünftig intelligente und auf Basis von digitaler Information als Schwarm zu bewirtschaftenden Lösungen kann hier eine Energiespeicherung zu sehr niedrigen CO₂ Kosten erschlossen werden. Die Bewirtschaftung verlangt allerdings einen Informationsaustausch mit dem (Strom-/Wärme-)Netzbetreiber und Möglichkeit für aktiven Zugriff. Entsprechende Lösungen sind noch nicht Stand der Technik, und es sind noch wichtige Fragen zu Betriebsfällen sowie Wirtschaftsmodellen zu beantworten.

Dieses Betriebskonzept kann grundsätzlich auch dezentral skaliert werden, um teilsaisonale Energiespeicherung zu ermöglichen. Es bedarf sehr großer Wasservolumina im Gebäude, was den Speicher zu einem zentralen architektonischen Element werden lässt. In Einzelfällen wurde dies bei Sanierungen als machbar aufgezeigt, üblicherweise ist dieser Ansatz jedoch im Neubau zu finden. Um über Wärmenetze auch Energiespeicher zu nutzen, bieten sich ebenfalls große, wasserbefüllte Wärmespeicher an, mit Kosten um 24 €/m³, d.h. 70 €/ct/kWh bei Großspeichern (35). Diese werden typischerweise teilsaisonal betrieben, es wird ganzjährig nachgeladen und entladen. Grundsätzlich verschieben sie Energie aus dem Sommer in die nachfolgenden Monate.

Auch hier ist die Verbindungsfunktion des Speichers für verschiedene Wandlungstechnologien und Wärmequellen sowie die Lastseite eine wichtige Funktionalität. **Wasserspeicher sind sehr robust zu bewirtschaften.** Auf Grund der verschiedenen Betriebsmodi bietet sich eine Kombination von Solarthermie und Wärmepumpe an. Die Wärmepumpe kann zum Beispiel die sogenannte thermische Spreizung im Speicher erhöhen, was zum einen die Lastseite zuverlässig auf Solltemperatur hält, zum anderen die solarthermische Anlage in einem sehr wirkungsgradstarken Temperaturniveau arbeiten lässt. Dies ist insbesondere in Zeiten mit wenig Solarstrahlung von großem Vorteil. Auch andere Quellen, wie zum Beispiel die Abwärmennutzung, profitieren davon. Zudem wird die Anschlussfähigkeit an Bestandsnetze erhöht, die oft auf einem traditionell hohen Temperaturniveau arbeiten.

Im Neubau von Fernwärmenetzen wird auf ein niedriges Verteiltemperaturniveau geachtet. Es passt besser zum optimalen Betrieb der Solarthermie und ermöglicht längere Transportwege. In diesem Fall ist eine dezentrale Anhebung für das Brauchwarmwasser eine sinnvolle Option. Die Solarisierung des Netzes bildet die CO₂-neutrale Quelltemperatur für die dezentrale Wärmepumpe. **Nutzt man diese Flächen zusätzlich durch den Einsatz von PVT höchsteffizient und beweidet z.B. mit Schafen, entsteht eine hervorragende ökologische Gesamtbilanz.**

3.7

Solarthermieproduktion in Deutschland und Europa

Es gibt erhebliche Produktionskapazitäten für ST (ca. 4 Mio. m² pro Jahr) in Europa, insbesondere in Griechenland, Österreich, Frankreich, Deutschland, Polen, Dänemark, Tunesien und in der Türkei. Dazu kommt die Massenproduktion in China, teilweise in Form von Joint-Venture-Unternehmen zwischen deutschen und chinesischen Produzenten. China ist weltweit der mit Abstand größte Produzent für ST, wie auch für Wärmepumpen und PV. Kleine heiztechnische Anlagen werden in Deutschland durch das etablierte Handwerk abgesetzt und installiert. Bei großen Solarthermie Anlagen jenseits 500 m² Kollektorfläche dominieren Ausschreibungsverfahren, an denen derzeit nur sehr wenige Anbieter teilnehmen können. Hier braucht es Marktanreize und eine mittelfristig stabile Perspektive, die mehr Wettbewerber agieren lassen. Neuere Konzepte wie konzentrierende Kollektoren oder PVT in Wärmenetzen befinden sich noch in der Demonstrationsphase und brauchen starke Unterstützung beim Markteintritt. Die Planungskosten stellen eine große Markteintrittsbarriere dar.

Die Fertigung von Solarthermietechnik ist in Europa oft nur teilautomatisiert, da der Absatz saisonal stark schwankt und wenig auf Lager produziert wird. Im Sommer wird häufig mit bis zu drei Schichten und zusätzlichen Arbeitsplätzen produziert, im Winter sinkt die Produktion deutlich. Eine Stärkung des europäischen und internationalen Absatzmarktes kann hier zur dauerhaften Auslastung der Kapazitäten beitragen. Die Fertigung von Kollektoren erfolgt teils in manueller Montage, teils mit Unterstützung von Robotern. Solarthermiefertigung kann daher Arbeitsplätze mit verschiedenen Anforderungsprofilen schaffen. Die in 2019 mit etwa 20.150 Jobs bezifferte Europäische Solarthermiebranche kann wieder relevante Beschäftigungszahlen erreichen (19). **Das Handwerk muss dafür zu einem Treiber der Energiewende werden.** Studien erwarten im Gebäudesektor eine deutliche Steigerung der Beschäftigungszahlen, eine aktuelle Prognos-Studie rechnet mit einem Anstieg von ca. 440.000 Erwerbstätigen im Jahr 2018 auf ca. 580.000 Erwerbstätige im Jahr 2040 (33).

Das Handwerk ist meist Vertriebspartner von Herstellern und damit im direkten Kundenkontakt bei der Entscheidung für CO₂-freie Lösungen. Umgekehrt ist das Handwerk überwiegend als Vertragshandwerk mit Herstellern langfristig verbunden (z.B. durch Ersatzteillagerhaltung, Ausführungsplanungshilfen, Schulungen u.v.m.). Eine wichtige Rolle in dieser Vertriebsstruktur und damit dem Absatz sind Margen- und Prämienmodelle. Über die Margenverteilung kann die Heizungsindustrie den Absatz zu einem guten Teil steuern. Ein Maßnahmenkatalog sollte sowohl bei der Heizungsindustrie als auch beim Handwerk ansetzen, zum Beispiel durch Monitoring eines CO₂-Flottenverbrauch auf Herstellerseite und durch Schärfung der Wahrnehmung des Handwerksbetriebs als »Klimaretter«. Scheinlösungen müssen durch geeignete Transparenz in der Bewertung kenntlich werden. Ein Ölkessel durch einen Ölbrennwertkessel zu ersetzen darf nicht als Teil der Lösung propagiert werden. Zum einen bietet sich an, die bereits etablierten Energieverbrauchsetiketten der EU heranzuziehen und, um der Systematik dieser Aufgabe auch gerecht zu werden, deren Revision aktiv zu begleiten. Zum anderen sollte eine Überprüfung der Anlagenperformanz im Realbetrieb an einer statistisch relevanten Grundgesamtheit oder in jeder einzelnen Anlage erfolgen. Werk-

zeuge zur digitalen Datenerfassung und -bearbeitung können zum Nachsteuern und Bewerten der getroffenen wirtschaftspolitischen Maßnahmen dienen.

Bei der Installation von großer Solarthermie im Feld kommen unterschiedliche Qualifikationen zum Einsatz, z.B. Fundamentbau, Erdarbeiten für hydraulische Verrohrung, bautechnische Aufstellung und hydraulische Verbindung. Weitere Elemente einer heiztechnischen Anlage wie Pumpen, Ventile, Regelung und Hydraulikgruppen und insbesondere Wärmespeicher werden in Europa auf sehr hohem Qualitätsniveau produziert. Die Speichertechnik ist erst in den letzten Jahren stärker in den Fokus geraten. Der Import von großvolumiger Speichertechnologie ist auf Grund der sehr hohen Transportkosten auf lange Distanzen nicht zu erwarten. Es ist deshalb wichtig, eine europäische Fertigung für hocheffiziente und nachhaltige Wärmespeicher aufzubauen. Da dieser Technik eine Schlüsselrolle zukommt, liegt hier durch neue Materialien, Fertigungstechniken, Speicherformen (latent, sensibel, chemisch) aber auch Ausführungen (Montage vor Ort, vorgefertigt, liegend, stehend, segmentiert, usw.) ein sehr großes Potenzial.

3.8 Geschäftsmodelle

Weitere wichtige Aspekte für große ST sind die Geschäftsmodelle und die Finanzierung. Durch eine geschickte Kombination von Geschäftsmodellen und Finanzierungsoptionen lassen sich günstigere Voraussetzungen für die Investition in Solarthermie insbesondere in großen industriellen Anlagen schaffen. Im Wesentlichen geht es dabei um die Verteilung von Investitions- und Betriebsrisiken, welche bei der Solarthermie eine dominante Rolle spielen. So kann es zum Beispiel günstiger sein, nicht nur die Herstellung, sondern auch die Finanzierung einer Anlage durch einen Generalunternehmer zu realisieren, wenn dieser zum Beispiel durch seine Größe und Bekanntheit am Markt günstigere Finanzierungsbedingungen bekommt als der eigentliche Nutzer der Anlage. Eine weitere interessante Möglichkeit bietet das Wärmecontracting. Hierbei wird das gesamte Risiko der Finanzierung und des Betriebs auf einen Dritten übertragen. Diese Übertragung wird mit einer Risikoprämie vergütet. Wenn der Wärmecontractor aber ein geringeres Risiko eingeht, weil er zum Beispiel mehrere Kunden in einem Industriepark versorgt und mehr Erfahrung im Betrieb der Anlagen hat als der Nutzer, kann diese Risikoübertragung zu einer Minderung der Risikoprämie im Vergleich zum Eigenbetrieb der Anlage führen. Darüber hinaus bieten auch »grüne« Fonds Möglichkeiten, die Errichtung von solarthermischen Anlagen zu fördern, indem sie günstige, an CO₂-Reduzierungsbedingungen gekoppelte Kredite anbieten.

4.1

Photovoltaik

Die nachfolgende Sammlung regulatorischer Hemmnisse für den Ausbau von Photovoltaik benennt wichtige Problemfelder der aktuellen Rechtslage und formuliert Lösungsansätze. Die Sammlung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, zeigt jedoch die Vielfalt der Stellschrauben auf, mit denen der Ausbau von Photovoltaik unterstützt werden kann.

Zur Entfesselung des notwendigen, beschleunigten PV-Ausbaus bedarf es neben einer Verbesserung der Förderung insbesondere einer Vereinfachung der Regelungen. Die kleinteilige und sich kontinuierlich verändernde Regulierung schafft Unsicherheiten und führt zur Zurückhaltung bei Investitionen. Im gewerblichen Bereich sorgen erhöhte Anforderung und Einschränkungen der Nutzung des PV-Stroms für eine Verminderung des Ausbaus. Zu guter Letzt sind dringend Anpassungen im Strommarktdesign erforderlich, um die kommenden PV-Kapazitäten marktverträglich ins Stromsystem zu integrieren.

Einspeisetarife und »Atmender Deckel«

Der »Atmende Deckel« für den Zubau von Anlagen bis 750 kW und die damit verbundene Degression der Einspeisetarife hat dazu geführt, dass der Eigenverbrauch wirtschaftlich viel lohnender ist als die Einspeisung. Eine reine Netzeinspeisung ist heute für neue Anlagen – zumindest bei vielen kleinen Aufdachanlagen – unrentabel geworden. Dieser Trend wird dadurch verstärkt, dass aktuell die Preise für Photovoltaikanlagen nicht mehr so stark fallen und durch Engpässe, vor allem bei Installateuren, momentan sogar steigen. Die Auslegung vieler Aufdachanlagen erfolgt daher gemäß einer optimierten Selbstverbrauchsquote, zur Erhöhung des selbstverbrauchten Solarstromanteils. Dies führt dazu, dass erstens häufig nicht die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche für die Installation ausgenutzt wird (um mit einer kleineren Anlage die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen) und zweitens Anlagen mit geringem oder keinem Eigenverbrauch nicht realisiert werden, da die Wirtschaftlichkeit zu gering ist.

Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, sollten die Einspeisetarife für kleine Aufdachanlagen nicht weiter abgesenkt werden, sondern im Gegenteil stabilisiert und eventuell wieder erhöht werden, damit diese den realen Stromgestehungskosten entsprechen. Der Atmende Deckel sollte entschieden korrigiert oder abgeschafft werden, um zu verhindern, dass die Einspeisevergütung noch weiter unter die Kosten der Solarstromerzeugung fällt. Denkbar wäre auch eine Investitionsförderung für Kleinanlagen. Diese Maßnahmen sind besonders wichtig, weil das Segment der Aufdachanlagen den Großteil des Solarausbaus ausmacht. Ihr Ausbau kann auch deutlich dynamischer stattfinden, da in diesem Segment keine langwierigen Genehmigungsprozesse notwendig sind.

EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Im EEG 2021 wurde die Schwelle für die Zahlung der anteiligen EEG-Umlage (40 %) auf Eigenverbrauch von 10 kW auf 30 kW angehoben. Dies führt dazu, dass Eigenverbrauchsmodelle nun auch für größere Stromverbraucher wie Mehrfamilienhäuser und kleine Gewerbe interessant werden. Allerdings reduziert die Schwelle weiterhin die breite Nutzung von PV-Anlagen zur Eigenversorgung bei mittelgroßen Unternehmen und Landwirtschaftsbetrieben und führt oft dazu, dass vorhandene geeignete Dach- oder Parkplatzflächen nicht oder nicht vollständig genutzt werden.

Ausschreibungsmengen

Die vorgesehenen Ausschreibungsmengen über alle Kategorien von durchschnittlich 2,7 GW/Jahr in den kommenden 10 Jahren bleiben weit hinter den notwendigen Ausbaukapazitäten zurück, die notwendig wären, um die Klimaziele zu erreichen. Notwendig ist ein Zubau von 12-20 GW/Jahr. Da der marktgetriebene Ausbau allein nicht ausreicht, um die Lücke zu schließen, müssen die Ausschreibungsmengen deutlich erhöht werden. Die Anhebung der Ausschreibungsmengen im Rahmen der Novelle des Klimaschutzes von 1,9 GW pro Jahr auf 6 GW pro Jahr im Jahr 2022 kann nur ein erster Schritt sein und sollte in Zukunft deutlich erhöht werden.

Mieterstrom

Das im Jahr 2017 eingeführte Mieterstrommodell bleibt nach wie vor weit hinter seinem Potenzial und den möglichen jährlichen Förderquoten zurück. Auch angesichts der im EEG 2021 beschlossenen Verbesserungen bleibt es fraglich, ob das Mieterstrommodell zum Erfolg wird. Hintergrund ist ein hoher administrativer Aufwand und eine dadurch beeinträchtigte Wirtschaftlichkeit. Vorbilder für Modelle mit geringerem Aufwand lassen sich beispielsweise in der Schweiz finden. Hier ist der Begriff der Kundenanlage deutlich einfacher geregelt. Eine weitere konkrete Verbesserung wäre die rechtliche Gleichsetzung von Direktlieferung im Mieterstrommodell mit dem Eigenverbrauch. Darüber hinaus besteht für Vermieter häufig das Problem der »Steuerinfizierung«: Die Vermietung von Wohnraum genießt steuerliche Privilegien bezüglich der Gewerbesteuer und Körperschaftsteuer. Diese Vorteile können entfallen, wenn weitere substanzielle Einkünfte, wie Mieterstromeinnahmen, neben der Vermietung generiert werden. Die Besteuerung der Mieterstromerträge infiziert dann die Mieteinnahmen und führt zur gleichen Besteuerung. Für Wohnungsbaugesellschaften wurde nun die Möglichkeit geschaffen 10 % der Einnahmen der Wohnungsverwaltung aus Mieterstromprojekten zu beziehen, ohne dass die Mieteinnahmen gewerbesteuerpflichtig werden. Es wird vorgeschlagen, ein umfangreiches PV-Mehrfamilienhausprogramm aufzulegen, und die Mieterstromregelungen darin optimiert aufgehen zu lassen.

Ausschreibung Aufdachanlagen

Betreiber von PV-Aufdachanlagen zwischen 300 kW und 750 kW müssen sich mit der Einführung des EEG 2021 entscheiden, ob sie entweder 50 % ihrer Stromerzeugung auf Basis des feststehenden anzulegenden Wertes aus dem Marktprämienmodell vergüten lassen oder an einer Ausschreibung teilnehmen, um die gesamte Stromerzeugung auf Basis des Zuschlags vergüten zu lassen. Das neue Verfahren führt in diesem Marktsegment zu finanziellen Unsicherheiten und ggf. finanziellen Einbußen, ein spürbarer Rückgang bei Investitionen wird erwartet.

Mit der Pflicht zur Ausschreibung ab 750 kW geht einher, dass die Anlagenbetreiber die volle Erzeugung einspeisen müssen und keinen Strom selbst verbrauchen dürfen. Dies führt dazu, dass Flächen auf großen Gebäuden vielfach nicht vollständig genutzt werden, um entweder die Ausschreibungspflicht zu verhindern oder bei einer Realisierung außerhalb des EEG den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren.

Flächenkulisse

Die aktuell nach EEG förderbaren Flächen für Freiflächenanlagen beschränken sich auf Konversionsflächen, Flächen entlang Schienenwegen und Autobahnen (Entfernung bis zu 200 m, § 37 EEG) und Flächen in Industrie- und Gewerbegebieten, sowie Ackerland und Grünland in benachteiligten Gebieten. Diese Beschränkungen reduzieren die verfügbare Fläche für PV-Freiflächenanlagen stark. PV-Freiflächenanlagen sind nur dann in benachteiligten Gebieten förderfähig, wenn die Bundesländer dies über eine sogenannte Länderöffnungsklausel beschließen. Die Länder haben allerdings von der Länderöffnungsklausel bisher nur sehr zögerlich oder überhaupt nicht Gebrauch gemacht. Im Rahmen des Zielabweichungsverfahrens ist es möglich, auch Ackerfläche für PV-Freiflächenanlagen freizugeben. Dies wurde kürzlich von der Landesregierung in Meck-

lenburg-Vorpommern genutzt. Hier wird geplant, 5000 ha Ackerland in den kommenden Jahren für PV-Projekte freizugeben.

Baugesetzbuch (BauGB)

Laut Baugesetzbuch können im Bebauungsplan Anforderungen hinsichtlich der Nutzung von PV beim Neubau festgelegt werden (§9 Abs. 1 Abs. 23b). In der aktuellen Bauleitplanung wird noch sehr wenig Gebrauch von dieser Möglichkeit gemacht. Dies ist in Verbindung mit der im folgenden Abschnitt erwähnten PV-Pflicht umzusetzen.

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Bei der Überprüfung und Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) Anfang 2022 sollten folgende Aspekte besondere Beachtung finden. Die aktuellen Mindesteffizienzanforderungen für Bestandsgebäude sind nicht ambitioniert genug zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor. Es sollte ein klarer und ambitionierter Zeitplan erstellt werden, nach dem Bestandsgebäude bestimmte Klimaklassenerreichen müssen, gemessen in kg CO₂ pro Quadratmeter und Jahr. Eine Bewertung auf Basis der Energieeffizienzklasse ohne Angabe energiebedingten Emissionen ist nicht zielführend. Darüber hinaus sollten die zur Bewertung der Klimaklasse wichtigen Treibhausgasfaktoren aktualisiert werden. Ein Treibhausgasfaktor von 560 g CO₂-äq/kWh für Netzstrom ist nicht mehr aktuell und sollte in engen Zeitschritten angepasst bzw. mit Blick auf die zukünftige Entwicklung bewertet werden. Bereits der im Jahr 2019 vom Umweltbundesamt veröffentlichte Treibhausgasfaktor für Netzstrom lag mit 470 g CO₂-äq/kWh (inklusive Vorketten) deutlich unter dem aktuell genutzten Wert (36). Außerdem sollten bei der Anforderungssystematik des GEG die Klimafolgekosten einbezogen werden. Das Wirtschaftlichkeitsgebot ist eines der größten Hemmnisse in der konsequenten Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor.

Wie schon von der aktuellen Bundesregierung angedacht ist das GEG ein geeignetes Instrument zur Einführung einer PV- bzw. Solarthermie-Installationspflicht für alle Neubauten und Dachsanierungen. Die Einführung einer Pflicht auf Bundesebene könnten die laufenden Prozesse auf Landesebene beschleunigen und vereinheitlichen. Derzeit wird eine Solarpflicht für bestimmte Gebäudeklassen in acht Bundesländern geplant oder eingeführt. Da Sanierungen und Neubauten lange Investitionszyklen haben ist es wichtig, dass künftig jede Chance für die Installation von solaren Energiesystemen genutzt wird.

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Die Förderung der Installation von Photovoltaikanlagen auf Basis des BEG ist derzeit nur beim Erreichen einer bestimmten Gebäudeeffizienzklasse oder dem Tausch eines Heizungssystems möglich. Angesichts der niedrigen Einspeisetarife im EEG sollte eine Investitionsförderung von PV-Anlagen in Betracht gezogen werden. In Kombination mit ungeförderter Direktvermarktung des erzeugten Stroms ließe sich so ein Modell für die Erschließung von Marktsegmenten schaffen, die bisher aufgrund von zu geringen Einspeisetarifen und fehlenden Möglichkeiten zum Eigenverbrauch auf die Investition in eine PV-Anlage verzichtet haben.

CO₂-Zertifikate: Nationaler Emissionshandel (für die Nicht-ETS Sektoren)

Der CO₂-Preis im deutschen Emissionshandelssystem kann maßgeblich Investitionsentscheidungen bei Heizsystemen beeinflussen und damit zur vermehrten Nutzung von Solarthermie und PV-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen führen. Diese direkte Auswirkung ist vorrangig bei Eigenheimen zu sehen. Im Mietbestand kommt dieser Effekt erst zum Tragen, wenn die CO₂-Kosten zwischen Vermieter und Mieter geteilt werden und der Vermieter hierdurch einen Anreiz hat CO₂-Kosten einzusparen.

Die Einnahmen aus der CO₂-Besteuerung können zur Finanzierung von EE-Förderung genutzt werden, was eine Absenkung der EEG-Umlage und gleichzeitig die Erhöhung EE-Förderquoten ermöglichen würde.

Flexibilitätsanreize

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes ist geplant, große Energieversorger (>200.000 Stromkunden) zum Anbieten von variablen Stromtarifen zu verpflichten, sofern der Stromkunde über ein intelligentes Messsystem verfügt (Referentenentwurf § 41a EnWG). Derartige Anreize zum flexiblen Verbrauch bestehen derzeit nur für Großkunden. Das Flexibilitätspotenzial kleinerer Stromverbraucher ist noch unerschlossen. Um sehr niedrigen bis negativen Preisen in Zeiten hoher EE-Einspeisung entgegenzuwirken und somit die Wirtschaftlichkeit zu befördern, ist es notwendig, die Flexibilität der Abnehmerseite stärker auszunutzen. Dies spielt besonders vor dem Hintergrund eines zunehmenden Strombedarfs durch die Sektorenkopplung eine herausragende Rolle. Neben der Weiterreichung der marktlichen Anreize des Strompreises an den Endkunden, wäre es auch denkbar, von regulatorischer Seite die Abgaben und Steuern zu dynamisieren und an das Stromangebot anzupassen.

Stromspeicher

Auch nach der Überarbeitung des Paragraphen § 61 des EEG im Juni 2021, mit der die Doppelbelastung von Stromspeichern im multivalenten Betrieb (Ein- und Ausspeicherung von Netz- sowie eigenem PV-Strom) mit der EEG-Umlage aufgehoben wurde, besteht nach wie vor noch eine Doppelbelastung mit Netzentgelten bei Einspeicherung von Netzstrom und darauffolgender Wiederspeisung. Dies sollte ebenfalls gestrichen werden, um Stromspeicher vollumfänglich ohne negative Folgen für die Wirtschaftlichkeit als Netzpuffer nutzen zu können.

Besonderes Potenzial für die Netzintegration von EE-Strom bietet die netzdienliche Nutzung der Stromspeicher von Elektroautos. Durch den Markthochlauf von Elektroautos entstehen in den kommenden Jahren große Speicherkapazitäten, deren Netzeinbindung nicht verpasst werden sollte. Hierfür sollte ermöglicht werden, dass an das Netz angeschlossene Speicher von Elektroautos in einem für Autonutzer_innen vertretbaren Maße durch die Netzbetreiber flexibel be- oder entladen werden können (Vehicle-to-Grid und Grid-to-Vehicle).

Eine volkswirtschaftlich ebenfalls sinnvolle und gleichzeitig netzdienliche Ausführung von Batteriespeichern sind so genannte Quartiersspeicher, die an Stelle vieler kleiner Speicher zentral ein ganzes Quartier versorgen. Um einen wirtschaftlichen Einsatz zu ermöglichen, bedarf es einer Übertragung des Marktdesigns und der steuerlichen Behandlung von Hausspeichern auf Quartiersspeicher. Ebenso wichtig ist die Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips, welches festlegt, dass eingespeicherter EE-Strom nur gefördert wird, wenn der Speicher ausschließlich mit EE-Strom gespeist wird. Gleiches gilt für den Erhalt von Herkunftsnachweisen. Wird der Speicher mit Netzstrom beladen, führt dies zum Verlust der Grünstromeigenschaft. Dies verhindert einen netzdienlichen Multi-Use-Betrieb.

Herkunftsnachweise und Regionalnachweise

Zur Stärkung des marktgetriebenen Ausbaus erneuerbarer Energien ist die Stärkung der Marktwirksamkeit der Grünstromeigenschaft von besonderer Bedeutung. Hierzu sollte der Markt für Herkunftsnachweise gefördert werden. Zum einen im Sinne eines vereinfachten Zugangs für mehr und kleinere Anlagenbetreiber und zum anderen im Sinne einer größeren Nachfrage durch höhere Anforderung an den Nachweis der Grünstromeigenschaft bei öffentlichen Ausschreibungen und im Klimareporting von Unternehmen. Auch eine transparentere Ausweisung der unterschiedlichen Qualitäten von Herkunftsnachweisen kann die Preise für Herkunftsnachweise befördern.

Kleine Direktvermarktung (von Anlagen <100 kW)

Mit zunehmender Anzahl von Kleinanlagen, die aus der EEG-Förderung fallen, wird die Frage nach einer marktbasierter Anschlussförderung immer relevanter. Ebenso ist es politisch gewollt mehr Anlagenbetreiber im Anlagensegment kleiner 100 kW_p für die freiwillige Direktvermarktung zu gewinnen. Um diese Entwicklung zu ermöglichen müssen die Direktvermarktungskosten durch Automatisierung und Standardisierung reduziert werden. Auch bürokratische Hürden müssen beseitigt werden, um eine niederschwellige Teilnahme zu ermöglichen.

Teilhabe

Um die Akzeptanz von großen Solarprojekten zu fördern, ist die Teilhabe und das Mitspracherecht der Betroffenen vor Ort notwendig. Neben der heute schon bestehenden formellen Verfahrensbeteiligung in der Planungsphase sollten informelle Verfahrensbeteiligungen wie Informations-, Dialog- und Mitbestimmungsangebote stärker angeboten werden. Darüber hinaus sollten auch finanzielle Beteiligungsangebote geschaffen werden. Ein Beispiel ist das in Mecklenburg-Vorpommern bestehende Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz (BüGembeteilG M-V) durch das eine Angebotspflicht zur finanziellen Beteiligung der Kommunen und Bürger für EE-Projektierer geschaffen wurde. Neben der aktiven finanziellen Beteiligung ist auch die passive finanzielle Beteiligung zu bedenken, durch die Bürger ohne liquides Kapital teilhaben können. Hier bieten sich beispielsweise vergünstigte Stromtarife an. Die finanzielle Beteiligung der Standortkommunen von PV-Freiflächenanlagen ist durch die Änderungen des EEG im Juni 2021 für geförderte, wie auch ungeforderte Anlagen möglich geworden. Während sich Anlagenbetreiber von geförderten Anlagen die Zahlungen an die Kommune vom Netzbetreiber erstatten lassen können, wurde für Nicht-EEG-Anlagen zumindest die Möglichkeit einer straffreien finanziellen Zuwendung an Kommunen geschaffen. Eine weitere wichtige Form der Teilhabe sind Energy Sharing Konzepte. Die Erneuerbare Energien Richtlinie der EU fordert die Ermöglichung so genannter Renewable Energy Communities (Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften). Diese Rechtsform existiert derzeit noch nicht in der deutschen Gesetzgebung. Bekannt sind derzeit nur Bürgerenergiegemeinschaften und Energiegenossenschaften. Die Ergänzung der neuen Rechtsform sollte bald nachgeholt werden.

Direktabnahmeverträge

Das vielversprechendste Instrument für den marktgetriebenen Ausbau von Photovoltaik sind derzeit bilaterale Stromabnahmeverträge, so genannte Power Purchase Agreements (kurz: PPAs). Momentan bestehen allerdings noch Hemmnisse für die breite Etablierung von PPAs. Das größte Hindernis liegt in der wirtschaftlichen Bewertung von PPAs, welche als Verbindlichkeiten in die Unternehmensbilanz eingehen. PPAs belasten somit die Bonität von PPA-Abnehmern und erhöhen gleichzeitig die Finanzierungskosten von PPA-Anbietern. Zur Förderung des PPA-Marktes kann dieses Risiko von staatlicher Seite abgesichert werden, wie es in Norwegen bereits über die GIEK im »Power Purchase Guarantee Scheme« umgesetzt wird. Auch in Deutschland ist das zugrundeliegende Prinzip von Hermes Exportbürgschaften bekannt: fällt der Stromabnehmer aus, übernimmt der Staat die Zahlungsverpflichtung. Bürgschaften für PPAs würden die Finanzierungskosten und damit die Stromgestehungskosten senken, wodurch eine größere Gruppe von PPA-Nehmern in Betracht käme.

Neben den wirtschaftlichen Hemmnissen bestehen auch rechtliche Beschränkungen für PPAs. Hier ist voll allem das AGB-Recht zu nennen. Dieses verhindert, dass Standard-PPAs abgeschlossen werden können, da es die Laufzeit auf 2 Jahre beschränkt, was für PPA-Geber - sofern diese nicht PPAs für Post-EEG-Anlagen anbieten - eine deutlich zu kurze Bindungsperiode ist, um die nötige Sicherheit für die Finanzierung der Anlage zu erreichen. PPA-Verträge werden somit individuell ausgehandelt und haben daher hohe Transaktionskosten. Daher werden PPAs nur für große Abnahmemengen geschlossen. Stromkunden mit vergleichsweise geringem Strombedarf bleibt so der PPA Markt

geschlossen. Ausnahmen vom AGB bestehen bereits bei Fernwärmelieferverträgen, die bis zu 10 Jahre umfassen können. Derartige Ausnahmen sollten auch für PPAs existieren.

Landwirtschaftliches Beihilferecht

Nach § 12 Abs. 3 Nr. 6 Direktzahlungen-Durchführungsverordnung (DirektzahlDurchfV) werden Flächen, auf denen Solaranlagen errichtet werden, nicht mehr hauptsächlich landwirtschaftlich genutzt. Folgt man dem Wortlaut, können für diese Flächen keine landwirtschaftlichen Beihilfen beansprucht werden. Sowohl die europäische als auch die deutsche Rechtsprechung legen jedoch nahe, dass solche Flächen nicht pauschal von den Beihilfen ausgeschlossen werden können. Entscheidend ist vielmehr, ob und inwieweit die landwirtschaftliche Tätigkeit durch die Solarnutzung eingeschränkt ist. Der derzeitige Wortlaut führt häufig zu Verunsicherungen und hemmt dadurch den Ausbau der Agri-PV.

Innovationsausschreibungen

Während die konkrete Berücksichtigung integrierter PV-Ansätze im Rahmen des EEGs grundsätzlich ein Schritt in die richtige Richtung ist, erscheint die aktuelle Regelung der Innovationsausschreibungen für eine zielgerichtete Förderung der Agri-PV wenig geeignet. Gründe sind im Wesentlichen die Pflicht zu Anlagenkombinationen, die Beschränkung auf Ackerbauflächen, der direkte Preiswettbewerb zwischen verschiedenen Technologien ohne sichere Aussicht auf deren Umsetzung sowie der Ausschluss von Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Neben den bereits durchgeführten Innovationsausschreibungen für PV-Speicherkombinationen und den in 2022 startenden Innovationsausschreibungen für Agri-PV, schwimmende PV und Parkplatz-PV sollten auch weitere innovative Konzepte wie PV-Lärmschutz und PV-Straßenüberdachung mit in die Ausschreibungen aufgenommen werden. Ein weiteres Hemmnis bei Innovationausschreibungen ist die Beschränkung der Anlagengröße auf 2 MW. Eine Anhebung auf die erlaubten Systemgrößen von Freiflächenanlagen von 20 MW wäre hier grundsätzlich sinnvoll.

Zu diskutieren ist auch, ob für die Markteinführung von innovativen Technologien Ausschreibungen das richtige Modell sind. Die Markteinführung von Photovoltaikanlagen hat gezeigt, dass Einspeisetarife eines der effektivsten Mittel für eine schnelle und ökonomische Einführung neuer Stromerzeugungstechnologien sind.

4.2

Solarthermie

Heizungs-Leasing und Energie-Contracting sollen attraktive Randbedingungen vorfinden, um Investitionshürden abzubauen und ein proaktives Wärmekonzept durch die regionalen Wärmeplaner zuzulassen. Über solche Dienstleistungen können neue Abrechnungsmodelle entwickelt und umgesetzt werden. Beispielsweise sind Energie-Flatrates denkbar, mit separater Berechnung des darüber hinaus gehenden Verbrauchs. Da die Kosten der Energiewandlung im Verhältnis zur Errichtung marginal sind (keine Brennstoffkosten, hohen Volllaststunden), kann eine hohe Auslastung die Wärmepreise senken.

Wartung und Service sowie smarte Geschäftsmodelle, die Prosumer-Modelle zulassen, werden im aktuellen Marktdesign behindert. Für Start-Ups und mittelständische Unternehmen, die diese Ansätze verfolgen möchten, stellen die strukturellen Aufgaben zur Erschließung neuer Marktsegmente eine meist nicht zu bewältigende Hürde dar. Hilfreich sind Rahmenbedingungen auf kommunaler Ebene, wie z.B. die öffentliche Förderung der rechtlichen Begleitung solcher Geschäftsmodelle, um daraus Leitplanken für eine schnelle Öffnung der Marktstrukturen zu entwickeln.

Handlungsempfehlungen

5.1

Solarenergie allgemein

Stetige Reduktion der CO₂-Emissionszertifikate

Die Wirtschaftlichkeit großer Photovoltaikprojekte außerhalb der EEG-Förderung hängt maßgeblich von der Entwicklung der Börsenstrompreise ab. Diese sind durch die Einbindung der Energiewirtschaft in den EU-ETS auch an die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise gekoppelt. Steigende Preise im Emissionshandel führen auch zu höheren Strompreisen, da fossile Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden und mehr Nachfrage nach CO₂-freiem Strom entsteht. Somit sichert eine konsequente und zeitnahe Reduktion der verfügbaren Emissionszertifikate im EU-ETS den zügigen, marktgetriebenen Zubau von Photovoltaikkraftwerken.

Analog ist im Rahmen des nationalen Emissionshandels eine zügige Anhebung des CO₂-Preises notwendig, um im Gebäudesektor eine Steuerungswirkung zugunsten der Solarthermie zu entfalten.

Solar-Pflicht

Aufgrund der geringen Neubau- und Sanierungsraten im Bauwesen gehen insbesondere Fassadenflächen, die heute ohne PV oder Solarthermie gebaut werden, über Jahrzehnte für die Energiewende verloren. Gleiches gilt für Hallendächer, deren Tragfähigkeit zu knapp ausgelegt wird, um eine Nachrüstung zu erlauben.

Wenn neue Flächen versiegelt, versiegelte Flächen bebaut oder Bauwerke verändert werden, kann eine technologieoffene Solar-Pflicht dafür sorgen, dass zumindest geprüft wird, ob diese Maßnahmen auch der Energiewende dienen können. Die doppelte Nutzung dieser Flächen für bauwerkintegrierte PV (oder Solarthermie), PV-Parkplatzüberdachungen und PV-Lärmschutzwände reduziert den Druck auf Freiflächen und genießt insgesamt eine höhere Akzeptanz der Bewohner und Anwohner.

Dass gleichzeitiges Fordern und Fördern möglich ist, zeigt der Sanierungsfahrplan im Gebäudesektor, der die Energieeffizianzforderungen bei Gebäuden gesetzlich regelt und die Erreichung gleichzeitig in Maßnahmen fördert. Einige Bundesländer haben bereits eine Solar-Pflicht für bestimmte Kategorien von Gebäuden und Parkplätzen beschlossen oder befinden sich in entsprechender Planung. Eine ambitionierte, bundesweite Solar-Pflicht würde die vorhandenen, hohen Potenziale flächendeckend mobilisieren.

Stärkung der lokalen und regionalen Verantwortung

Viele Entscheidungen, die den regionalen und lokalen Ausbau der PV steuern, werden in den Bundesländern sowie in den Gebietskörperschaften auf Kreisebene getroffen (Landkreise und kreisfreie Städte). Bekanntes Beispiel ist eine Solar-Pflicht für Neubauten, die deutschlandweit zuerst durch die Kommunen Waiblingen (2006) und Tübingen (2018) eingeführt wurde. Regelungskompetenzen umfassen die Bereitstellung von Flächen, bspw. durch die Länderöffnungsklausel, die Beschleunigung von Genehmigungsprozessen, sowie Baustandards und Auflagen für öffentliche Gebäude. Werden nationale Ausbauziele auf die Länder- und Kreisebene heruntergebrochen, so stärkt dies die Verantwortung lokaler Entscheidungsträger und verhindert größere Ungleichgewichte im Ausbau einer erneuerbaren Stromversorgung.

5.2 Photovoltaik

Stetiger Zubau von jährlich 12-20 GW_p Photovoltaik

Ein Ausbauziel von 300 - 450 GW_p Photovoltaik bis zum Jahr 2040 erfordert einen mittleren jährlichen Nettozubau von ca. 12 - 20 GW_p. Dazu kommen steigende jährliche Ersatzinstallationen für PV-Kraftwerke am Ende ihrer Betriebsdauer, die nach Erreichen des Ausbauziels in einer ähnlichen Größenordnung liegen werden. Je stärker diese Zubaudynamik heute ausgebremst wird, umso mehr steigt der Handlungsdruck für spätere Jahre. Eine Verstetigung der jährlichen Installationen sorgt zudem für effiziente Lieferketten und stabile Auslastung von den Materialien bis zur Montage der Systeme. Im aktuellen Marktdesign sind die Möglichkeiten der PV-Stromverwertung außerhalb des EEG-Rahmens bei weitem nicht ausreichend, um den notwendigen Zubau zu realisieren. Bis ein neues Marktdesign greift, bis es bspw. günstiger ist, nachts Speicher zu leeren als Kohle zu verbrennen, fällt dem EEG die entscheidende Rolle zu. Um einen stetigen Zubau von jährlich 12 - 20 GW_p zu erreichen, müssen sowohl das gesamte **EEG-Ausschreibungsvolumen** für große Kraftwerke, als auch der **EEG-Zielkorridor** im Segment der kleinen und mittleren Anlagen mit gesetzlich festgelegter Vergütung deutlich erhöht werden. Der Regelmechanismus zur gleitenden Absenkung von Vergütungssätzen (»Atmende Deckel«) zielte seit dem EEG 2017 de facto auf Zubauraten von 1,1 - 1,5 GW_p/a für kleine und mittlere Anlagen, eine Überschreitung führte zu Absenkungen der Vergütung. Das EEG 2021 setzte den Zielkorridor nur geringfügig auf 1,9 - 2,1 GW_p/a hoch.

Technologiespezifische Ausschreibungen und Einspeisetarife

Technologien zur flächenneutralen Integration von PV vermeiden Konflikte bezüglich Landnutzung und verbessern, neben einer Reihe weiterer Vorteile, die Akzeptanz für den notwendigen PV-Ausbau. **Technologiespezifische Ausschreibungen** für Agri-PV auf Ackerflächen, Agri-PV mit Dauerkulturen, schwimmende PV sowie für größere Kraftwerke auf Gebäuden, auf Parkplätzen, an Straßen und Schienen ebnen den Weg zu einer kostensenkenden Massenproduktion der jeweiligen Technologie und fördern die Umsetzung der jeweils günstigsten Projekte. Eine Mischung von Segmenten oder ein Kombinationszwang verschiedener Technologien wie im aktuellen EEG 2021 vorgesehen können hingegen eine frühzeitige Verdrängung und Konzentration begünstigen. Für kleine und mittlere Kraftwerke an Gebäuden, Parkplätzen und Verkehrswegen werden **technologiespezifische Einspeisetarife** benötigt. Ohne Vergütung oder bei zu niedrigen Vergütungssätzen fehlt der Anreiz, geeignete Flächen maximal zu belegen, und PV-Kraftwerke werden im Hinblick auf einen hohen Eigenverbrauchsanteil häufig kleiner als möglich geplant. Flächen gehen damit für die Stromerzeugung vorerst verloren.

Flexibilisierung der Stromnachfrage

Zur erfolgreichen Systemintegration der wachsenden Mengen volatilen Solarstroms ist es notwendig, dass die Stromnachfrage auf die Erzeugungssituation (genauer: auf die Residuallast) reagiert. Ohne eine Flexibilisierung der Stromnachfrage wird es zukünftig immer häufiger zu einem Überangebot an erneuerbarem Strom im Netz kommen, was dazu führt, dass die Preise an der Strombörse stark fallen oder sogar negativ werden. Dies gefährdet die Wirtschaftlichkeit von Solarprojekten und bremst die Ausbaudynamik. Eine stärkere Flexibilisierung der Stromnachfragen kann auf unterschiedlichen Wegen erreicht werden:

Zum einen ist es möglich, die Nachfrage über marktliche Anreize zu steuern. So sollten beispielsweise günstige Börsenstrompreise in Phasen eines hohen Stromangebotes mit variablen Stromtarifen nicht nur an Großkunden, sondern an alle Kunden, auch an Haushalte weitergegeben werden.

Für systemdienlich steuerbare Technologien wie Elektrolyseure und Stromspeicher ist eine Befreiung von Steuern und Umlagen sinnvoll, um die Wirtschaftlichkeit dieser systemrelevanten Anlagen zu fördern, damit einen breiteren Einsatz zu ermöglichen und gleichzeitig die Aufnahme und Verteilung von Lastspitzen zu unterstützen. Neben den marktlichen Anreizen kann die Flexibilisierung durch rechtlich definierte Spielräume für Eingriffsmöglichkeiten seitens der Netzbetreiber erhöht werden. Mögliche Eingriffe betreffen den Betrieb von Wärmepumpen und anderen grundsätzlich flexiblen Verbrauchern sowie das Laden und Entladen von stationären Batteriespeichern und von Elektroautos am Netz.

Stärkung des Eigenverbrauchs für Solarstrom

Die Aussicht auf Kosteneinsparungen durch Eigenverbrauch fördert innovative lokale Anstrengungen zum Lastmanagement, zur Wandlung und zur Speicherung volatilen Solarstroms. Damit kann Eigenverbrauch im Einspeisesegment wie auch im Ausschreibungssegment des EEG unmittelbar dem Gelingen der Energiewende dienen. Mit der Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf selbst produzierten und verbrauchten Strom lässt sich der Anreiz für Eigenverbrauch und damit auch für Investitionen in neue PV-Kraftwerke stärken. Eigenverbrauchsoptionen sollten aus den genannten Gründen auch in Ausschreibungen geschaffen werden, selbst wenn die Zuschläge dann keine direkte Information über Stromgestehungskosten liefern. So könnten bspw. große schwimmende PV-Kraftwerke auf Teilflächen von Baggerseen die Förderanlagen mitversorgen.

Stärkung der Teilhabe

Auch wenn PV-Stromerzeugung im Vergleich mit anderen Kraftwerkstechnologien die höchsten Akzeptanzwerte erzielt, entstehen im direkten Umfeld insbesondere von größeren PV-Kraftwerke häufig auch Vorbehalte. Gewöhnliche PV-FFA, aber auch Agri-PV und schwimmende PV verändern das Landschaftsbild, PV auf Steildächern und in Fassaden verändert das Ortsbild und die Gebäudeansicht dauerhaft. Die Zustimmung für diese Eingriffe wird durch eine umfangreichere finanzielle Teilhabe der betroffenen Gemeinden an den wirtschaftlichen Erträgen («Gemeindebeteiligung») bzw. durch attraktive Stromtarife für Mieter_innen und Wohnungseigentümergeinschaften gestärkt.

Agri-Photovoltaik

Mit einer Privilegierung von Agri-PV-Anlagen nach § 35 Abs. 1 Baugesetzbuch, insbesondere für kleinere Anlagen, können langwierige und kostspielige Verfahren der Flächennutzungs- und Bebauungsplanung verschlankt werden. Diese Privilegierung – sie gilt aktuell bereits für Windkraft – ließe sich mit der doppelten Flächennutzung der Agri-PV-Technologie begründen. Agri-PV-Anlagen sind aufgrund ihrer landwirtschaftlichen Nutzung eindeutig auf den Außenbereich laut § 35 angewiesen, wo sie der Landwirtschaft dienen und nur sehr wenig Betriebsfläche verloren geht. Wichtig ist auch eine Anerkennung der Agri-PV als primär landwirtschaftlich genutzte Flächen, um den Anspruch auf Direktzahlungen für die Agrarproduktion aufrecht zu erhalten. Eine generelle Erweiterung der EEG-Flächenkulisse für Agri-PV auf landwirtschaftliche Nutzflächen könnte ein großes Potenzial für den PV-Ausbau kostengünstig erschließen. Bei der Vergabe von Acker- und Grünland für PV-Projekte sollten Agri-PV-Vorhaben aufgrund ihrer erhöhten Flächennutzungseffizienz bevorzugt behandelt werden. Um Unsicherheiten im Zusammenhang mit den bauplanerischen Festsetzungsmöglichkeiten von Agri-PV zu verringern, erscheint die Aufnahme eines »Sondergebiet Agri-Photovoltaik« als neuer »Siedlungsbaustein« in der Baunutzungsverordnung (BauNVO) zielführend.

Schwimmende Photovoltaik

Bagger-, Kies- und Tagebauseen sollten im EEG grundsätzlich als Konversionsflächen betrachtet werden, da eine Erstnutzung der Flächen bereits erfolgte bzw. fortgesetzt

stattfindet. Eine solche Gleichstellung erleichtert die aufwändigen Prüfungen im Einzelfall. Genehmigungsprozesse und Zuständigkeiten sind in den Bundesländern sehr unterschiedlich geregelt. Einheitliche und klare Prozesse für Baugenehmigung und wasserrechtliche Zulassung würden die Entwicklung von FPV-Projekten erleichtern.

Bauwerkintegrierte Photovoltaik

Mehr als die Hälfte aller Menschen in Deutschland sind Mieter_innen. Weitere Erleichterungen des Stromverkaufs an Mieter (Mieterstrom) spielen eine zentrale Rolle, um die Ausbaupotenziale an Wohngebäuden auszuschöpfen. Auch bei Gewerbeimmobilien gibt es noch komplexe rechtliche Hürden für das Mieterstrom-Contracting, das einen Stromverkauf durch den Immobilieneigentümer an die gewerblichen Mieter ermöglichen soll.

Bei Wohnungseigentümergeinschaften (WEG) sind Hürden im Steuerrecht und im WEG-Recht für den schleppenden Ausbau mitverantwortlich. Jeder Wohnungseigentümer sollte einen Anspruch darauf haben, dass die Gemeinschaft einer angemessenen baulichen Veränderung am Gemeinschaftseigentum für die Installation einer PV-Anlage im Sondereigentum zustimmt. Ein ähnlicher Anspruch besteht bei Ladepunkte für E-Autos seit Inkrafttreten des neuen Wohnungseigentumsgesetzes am 1. Dezember 2020. Die »Solar-Pflicht« für Gebäude wurde bereits angesprochen.

Urbane PV

Neben der genannten »Solar-Pflicht« auch für kleinere Parkplätze sind rechtliche Erleichterungen für den Stromverkauf an lokale Abnehmer notwendig, um das Segment zu entwickeln.

PV in Verkehrswegen

Eine »Solar-Pflicht« für Lärmschutzwände und -wälle würde sicherstellen, dass geeignete Objekte nicht ungenutzt bleiben. Eine PV-Überdachung besonders geeigneter Straßenabschnitte könnte durch spezielle Einspeisevergütungen, für größere Projekte auch über spezifische Ausschreibungen vorangebracht werden.

Fahrzeugintegrierte PV

Während herstellende Unternehmen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren für die Integration von Photovoltaikmodulen im Rahmen der »Eco-Innovation«-Gutschriften auf den CO₂-Verbrauch der Fahrzeugflotte erhalten, fehlt diese Möglichkeit bei Elektrofahrzeugen. Dabei ist die großflächige Integration von PV in die Fahrzeughülle aufgrund der hohen Batteriekapazität an Bord besonders im Fall von Elektrofahrzeugen interessant.

PV-Produktion in Deutschland und Europa

Für einen Nettozubau von 12-20 GW PV pro Jahr zuzüglich Ersatzinstallationen werden allein in Deutschland erhebliche Stückzahlen an PV-Komponenten, insbesondere PV-Module und Wechselrichter benötigt. Wird ein bedeutender Anteil dieses Bedarfs durch große, integrierte Produktionen in Deutschland und anderen europäischen Ländern gedeckt, so lassen sich extrem niedrige CO₂-Emissionsfaktoren erreichen und ökologische Belastungen minimieren. Eine kritische Importabhängigkeit in der systemrelevanten Energiebereitstellung wird vermieden und vorhandenes, technologisches Know-How auf exzellentem Niveau weiterentwickelt.

Für den Ausbau der PV-Produktion in Deutschland und Europa sind verlässliche politische Signale im Hinblick auf eine langfristige, hohe Nachfrage ebenso wichtig wie ein Marktdesign, das Nachhaltigkeit umfassend belohnt.

5.3 Solarthermie

Transparenz herstellen über die tatsächliche CO₂-Emission und Nachhaltigkeit verschiedener Technologien und Wandlungspfade

Um vergleichbare Kennzahlen unterschiedlicher Technologien und Wandlungspfade zu erhalten, müssen die heute bereits etablierte Energieverbrauchskennzeichnungen unter Berücksichtigung der systemischen Betrachtung ergänzt werden. Hierbei sind unterschiedliche Nutzung von Infrastruktur (Verteilnetze), Energiespeichervermögen und Einfluss auf Mensch und Umgebung einzubeziehen. Darüber hinaus ist dieser Ansatz um Aspekte des Ressourcenverbrauchs zu erweitern und zu kommunizieren. Diese Betrachtung sollte in einem weiteren Schritt dazu dienen, Produkte und Dienstleistung entsprechend Ihrer Nachhaltigkeit zu kennzeichnen und zu bewerten.

Marktanreizprogramm für Solarthermie in der Fernwärme

Solarthermie in Fernwärmenetzen braucht, um sich neben anderen, bereits stark geförderten Technologien gleichberechtigt entwickeln zu können, ein verlässliches Marktanreizprogramm. Denkbar sind Ausschreibungsprogramme mit ertragsbezogenem Förderanteil oder eine Investitionsförderung mit degressiver Betriebsprämie.

Energy Related Products und Energy Label Direktive der EU

Ein konsequentes Nachverfolgen durch verpflichtendes Verbrauchs-/Ertragsmonitoring von Energieerzeugern auf digitaler messtechnischer Basis und eine intensive Begleitung der Revisionszyklen der zugrunde liegenden Bewertungsschemata hat eine große Marktmacht. Die Aufgabe ist sehr komplex und bedarf sehr viel technischen Sachverständs. Deshalb ist es entscheidend diese Aufgabe mit den erforderlichen Mitteln und den passenden Ressourcen auszustatten. Dabei sollte die Aufgabe auf die Reduktion von CO₂ hin ausgeführt werden.

«Flottenverbrauch» für Heizungsanlagen

Ähnlich dem Vorgehen in der Automobilindustrie könnten Grenzwerte für einen «Flottenverbrauch» der Heizungsanlagen großer Hersteller bzw. Anbieter festgelegt werden. Mit diesem Instrument kann jeder Hersteller eine optimale CO₂-Reduktionsstrategie ansteuern. Der Heizungsindustrie kommt dabei die entscheidende marktgestaltende Rolle zu.

Fachkräfteentwicklung im Bereich Solarenergie stärken

Es ist wichtig, wechselwillige Arbeitnehmer in die Zukunftstechnologie der Solarenergie Branche zu begleiten, den Beruf des Klimateurs (Solarteurs) zur wichtigen Stütze der Energiewende zu machen und den Ausbau der Fachkräfteentwicklung zusammen mit Verbänden zu fördern.

Kommunale Wärmeplanung: Solarthermie integrieren

Kommunale Wärme- und Kälteplanung ist ein entscheidender Schritt in der Energiewende. Für den Ausbau der netzgebundenen Wärmeversorgung stellt ordnungsrechtlich die Einführung einer verpflichtenden, strategischen kommunalen Wärmeplanung ein wichtiges Element dar, um die langfristigen Investitionen in Infrastrukturen richtig zu steuern und anzureizen. Die derzeitigen zuständigen Stellen sind oft nicht mit genügend Ressourcen ausgestattet.

6.1 Abkürzungen

AI-BSF	Aluminum Back Surface Field (Solarzellentechnologie)
APV, Agri-PV	Agri-Photovoltaik
BAPV	Bauwerkapplizierte Photovoltaik
BEV	Battery Electric Vehicle (Fahrzeug mit rein batterieelektrischem Antrieb)
BIPV	Bauwerkintegrierte Photovoltaik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU ETS	EU Emissions Trading System (CO ₂ -Emissionshandel)
FPV	Floating PV (Schwimmende Photovoltaik)
HJT	Heterojunction Technology (Solarzellentechnologie)
kW _p , MW _p , GW _p	Kilowatt (10 ³), Megawatt (10 ⁶), Gigawatt (10 ⁹) Nennleistung (Peak)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LCOH	Levelized Cost of Heat (Wärmegestehungskosten)
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell (Solarzellentechnologie)
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Fahrzeug mit Hybridantrieb und Netzlademöglichkeit)
PPA	Power Purchase Agreement (Stromabnahmevertrag)
PV	Photovoltaik
PV-FFA	PV-Freiflächenanlage
PVT	Solarkollektor mit Kombination von Photovoltaik und Solarthermie
RIPV	Road Integrated PV (PV in Verkehrswegen)
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact (Solarzellentechnologie)
UPV	Urbane PV
VIPV	Vehicle Integrated PV (Fahrzeugintegrierte PV)

6.2

Literaturverzeichnis

1. **Sterchele, Philip, et al.** *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen.* Freiburg : Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2020.
2. **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.** energy charts. [Online] 07. Juli 2021. <https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE&stacking=grouped&interval=year&year=2020&source=all>.
3. **Kost, Christoph, et al.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* Freiburg : Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021. Studie.
4. **Weiss, Werner und Spörk-Dür, Monika.** *Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2020. Detailed Market Figures 2019.* Gleisdorf, Austria : AEE INTEC; AEE - Institute for Sustainable Technologies, 2021.
5. **DSTTP.** www.solarwirtschaft.de. [Online] 05. Mai 2021. www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2021/03/solarthermie_strategie_dsttp.pdf.
6. **Hermle, Martin.** Silicon Solar Cells – Current Production and Future Concepts. *Vortrag auf der Jahrestagung der European Technology and Innovation Platform Photovoltaics.* Brüssel : s.n., 19. Mai 2017. S. 32.
7. **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.).** *Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Ein Leitfaden für Deutschland.* Freiburg : s.n., 2020.
8. **Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.).** DIN SPEC 91434:2021-05: Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung. Berlin : s.n., 2021.
9. **Peschel, Rolf, et al.** *Solarparks - Gewinne für die Biodiversität.* Berlin : Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) e.V., 2019. Studie.
10. *Potenziale der Integrierten Photovoltaik in Deutschland.* **Wirth, H., et al.** 2021. Bde. Tagungsband 36. PV-Symposium. ISBN 978-3-948176-14-3.
11. **Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG).** <https://projekte.ffg.at/projekt/3726868>. *FFG Projektdatenbank - PV-Straßenüberdachung - Demonstrator.* [Online] [Zitat vom: 13. Juli 2021.] <https://projekte.ffg.at/projekt/3726868/pdf>.
12. **Kelm, Tobias, et al.** *Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen.* 2019. Kurzstudie im Auftrag der innogy SE.
13. **(IEA), International Energy Agency.** *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.* 2021.
14. **Fritsche, Uwe R. und Greß, Hans-Werner.** *Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2019 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050.* Darmstadt : s.n., 2020. Bericht für die HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V. .
15. **Friedrich, L., et al.** *Global warming potential and energy-payback time analysis of photovoltaic electricity by passivated emitter and rear cell (PERC) solar modules.* s.l. : eingereicht in IEEE Journal of Photovoltaics der IEEE Power Electronics Society.
16. **Müller, Amelie, et al.** *A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory.* Freiburg : Solar Energy Materials and Solar Cells 230 , 2021. ISSN 0927-0248.
17. **Bundesverband Solarwirtschaft e. V.** <https://www.solarwirtschaft.de/>. [Online] [Zitat vom: 13. Juli 2021.] https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/08/BSW-Pressesgrafik_Solarthermie-Boom.jpg.

18. **Weiss, Werner und Spörk-Dür, Monika.** *Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2017. Detailed Market Figures 2016.* Gleisdorf, Austria : AEE INTEC; AEE - Institute for Sustainable Technologies, 2018.
19. **Solar Heat Europe ESTIF.** *Solar Heat Markets in Europe. Trends and Market Statistics 2019. Summary (December 2020).* 2020.
20. **ReUseHeat.** www.reuseheat.eu. [Online] [Zitat vom: 12. Juli 2021.] www.reuseheat.eu/district-heating-cooling/.
21. **NewHeat.** <https://newheat.com/>. [Online] 2021. [Zitat vom: 12. Juli 2021.] www.newheat.com.
22. **energy innovation austria.** www.energy-innovation-austria.at. [Online] 2021. [Zitat vom: 12. Juli 2021.] www.energy-innovation-austria.at/article/big-solar-2/?lang=en.
23. **Schmitt, Dr. Bastian, Ritter, M.Sc. Dominik und Giovannetti, Dr. Federico.** *Solare Prozesswärme Mit Solarthermie Abläufe in Industrie und Gewerbe unterstützen.* s.l. : BINE Informationsdienst, 2017.
24. **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.** www.ise.fraunhofer.de. *IKI Solar Payback – Technical Support to the Development of Contents and Activities in Project Solar Payback.* [Online] [Zitat vom: 13. Juli 2021.] <https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/iki-solar-payback.html>.
25. **IRENA Coalition for Action.** *Companies in transition towards 100% renewables: Focus on heating and cooling.* Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2021.
26. **Weiß, Dr. Karl-Anders.** *SPEEDCOLL2 Schlussbericht. Gebrauchsdauerabschätzung für solarthermische Kollektoren und deren Komponenten.* Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg : s.n., (in Druck). Schlussbericht.
27. **Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA).** www.aluinfo.de. *Recycling.* [Online] [Zitat vom: 13. Juli 2021.] www.aluinfo.de/recycling.html.
28. **Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V.** www.kupferinstitut.de. *Ressourcenschonung dank Recycling.* [Online] [Zitat vom: 13. Juli 2021.] www.kupferinstitut.de/kupferwerkstoffe/nachhaltigkeit/recycling/.
29. **SOLVIS GmbH & Co. KG.** www.projektinfos.energiewendebauen.de. [Online] 2016. www.projektinfos.energiewendebauen.de/projekt/nullemission-fuer-klimaneutrale-produktion-und-verwaltung.pdf.
30. **Pieprzyk, Björn und Stark, Dr. Matthias.** *Das „BEE-Szenario 2030“ 65 Prozent Treibhausgasminderung bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE).* Berlin : Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 2021.
31. **Prognos; Öko-Institut, Wuppertal Institut.** *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.* s.l. : Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021. Studie.
32. **Bundesverband Solarwirtschaft e. V.** *„Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)“.* Berlin : s.n., 2021.
33. **Münch, Claudia, et al.** *Fachkräftesicherung im Gebäudesektor.* Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) und Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle (BuVEG). s.l. : Prognos AG, 2020. Kurzstudie.
34. **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.** www.ise.fraunhofer.de. *integraTE – Initiative zur Marktablierung und Verbreitung von Anlagen zur thermisch-elektrischen Energieversorgung mittels PVT-Kollektoren und Wärmepumpen im Gebäudesektor.* [Online] [Zitat vom: 13. Juli 2021.] www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/integrate.html.
35. **van Helden, Wim.** <https://www.solarthermie-symposium.de/konferenz/programm>. *Tagungsunterlagen Online-Symposium Solarthermie 2021.* [Online] 30. April 2021. [Zitat vom: 13. Juli 2021.]
36. **Umweltbundesamt.** *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid - Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020.* [Online] Mai 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-7>.

37. **ISE, Fraunhofer.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* Freiburg : s.n., 2021.
39. **Wallner, Gernot M., et al.** *IEA Solares Heizen und Kühlen Task 54: Preisreduktion von thermischen Solaranlagen. Arbeitsperiode 2015-2018.* Österreich, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie -BMVIT-, Wien. Wien : Selbstverlag, 2019. S. 31.
40. **Regionaler Planungsverband Westmecklenburg.** *Flächeneffizienz und erneuerbare Energien. Ein Leitfaden für Gemeinden.* Schwerin : s.n., 2019.
41. **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.** <https://energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE>. [Online] [Zitat vom: 09. Juni 2021.]
42. **Hackstock, DI Roger.** <https://www.solarthermie-symposium.de/konferenz/programm>. *Tagungsunterlagen Online-Symposium Solarthermie 2021.* [Online] 2021. [Zitat vom: 13. Juli 2021.]
43. **www.enargus.de.** *Verbundvorhaben: Farbkollektor - Konzepte für architektonisch ange-passte Kollektoren für den Altbaubestand und Neubauten; TV: Schichtentwicklung, Gebäudeintegration und Monitoring“.* [Online] laufendes Projekt. [Zitat vom: 13. Juli 2021.] www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=EB2011&m=2&v=10&s=14&i=1041477.
44. **Münch C, Hoch M, Ehrentraut O, Andersson M (Prognos).** *Fachkräftesicherung im Gebäudesektor.* s.l.: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) und Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle (BuVEG), 2020.

6.3

Tabellen

Tab. 1	BIPV-Potenzial für Deutschland in Fläche und installierbarer Leistung Jahresstromerträgen	24
Tab. 2	Geschätzte Investitionen und Arbeitsplätze für eine integrierte 10 GW _P PV-Fertigung	33

6.4 Abbildungen

Abb. 1	Entwicklung der Stromverwendung in einem Referenz- und einem Suffizienz-/Effizienzscenario, berechnet mit REMod.....	8
Abb. 2	Entwicklung der Struktur der Strombereitstellung gemäß Szenarienrechnungen mit dem Modell REMod; „Gas“ umfasst fossiles Erdgas, zukünftig vermehrt Wasserstoff und synthetisches Methan	9
Abb. 3	Installierte Leistung von PV-Kraftwerken für ein Referenzscenario und ein Suffizienz- und Effizienzscenario.	10
Abb. 4	Historische und zukünftige benötigter jährliche Bandbreite an Nettozubau PV, als Ergebnis der Szenarien-Rechnungen des Energiesystemmodells REMod zur Erreichung der Klimaneutralität.....	10
Abb. 5	Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCOE) fossiler und erneuerbarer Energietechnologien bis 2040 (3).....	11
Abb. 6:	Kumulierte Solarthermieleistung in den Szenarien Referenz und Suffizienz als Ergebnis der Szenarienrechnungen des Energiesystemmodells REMod ..	12
Abb. 7	Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland (2).....	14
Abb. 8	Entwicklung der Zellwirkungsgrade nach Technologien, basierend auf (6)..	15
Abb. 9	Entwicklung der Modulpreise auf dem Weltmarkt (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.....	16
Abb. 10	EEG-Vergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks, mittlere Vergütung in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur.....	16
Abb. 11	Technologien und Synergiepotenziale der Integrierten Photovoltaik (@Fraunhofer ISE).....	17
Abb. 12	Begriffsklärung zu Potenzialen.	18
Abb. 13	Projektbeispiele für hoch aufgeständerte Agri-PV. Oben: Ackerbau der Hofgemeinschaft Heggelbach (© BayWa r.e. AG), unten: Beerenanbau in Babberich, Niederlande (© BayWa r.e. AG).	19
Abb. 14	Projektbeispiele für bodennahe Agri-PV auf Grünland. Oben: übliche Bauart in der Art einer PV-FFA (© BayWa r.e. AG). Unten: Senkrechte Modulreihen in Eppelborn-Dirmingen, Saarland (© Next2Sun GmbH).	19
Abb. 15	Visualisierung FPV auf Braunkohle-Tagebausee (© Handt&Wolber / Greenpeace Energy eG.).	20
Abb. 16	Schwimmende PV-Anlage bei Leimersheim (© Ossola GmbH, Jörg Wilhelm).	21
Abb. 17	Oben: BIPV als Dachpaneele (© BMI Braas). Unten: Semitransparentes Isolierglas im Dach (© Fraunhofer ISE).	22
Abb. 18	Oben: Blendfreie BIPV-Kaltfassade mit unsichtbaren Solarzellen (© Fraunhofer ISE). Unten: Modulprototypen für BIPV-Anwendungen mit brillanten Farben (MorphoColor®) und unsichtbaren Solarzellen (© Fraunhofer ISE).....	22
Abb. 19	Oben: BAPV-Anlage in einfacher Aufdachmontage (© Fraunhofer ISE). Unten: Ästhetisch integrierte BAPV-Anlage (© Deppisch Architekten, Freising).	23
Abb. 20	Oben: PV-Parkplatzüberdachung (© ClickCon GmbH & Co.KG), Unten: Begehbare Solarpflaster PLATIO (© PLATIO SOLAR).	24
Abb. 21	Histogramm der Parkplatzflächen kleiner 1 ha in Deutschland (10).	25

Abb. 22	Oben: Semitransparente PV-Lärmschutzwand (© R. Kohlauer GmbH). Unten: Visualisierung PV-Fahrbahnüberdachung (© LABOR3 Architektur GmbH).....	26
Abb. 23	Oben: Umfassende PV-Integration im Modell Sion (© Sono Motors).	27
Abb. 24	Schätzung der technischen Potenziale verschiedener Technologien der Integrierten PV in Deutschland.	28
Abb. 25	Schätzung der Stromgestehungskosten (LCOE) verschiedener PV-Technologien basierend auf (3), (7) und eigenen Recherchen; rot: Bereich der Einspeisevergütung für kleine PV-Systeme bei Inbetriebnahme ab 1. Juli 2021	29
Abb. 26	Wertschöpfungsstufen in der PV-Produktion (© Fraunhofer ISE).....	29
Abb. 27	Europäische PV Herstellerlandkarte entlang der Wertschöpfungskette.	30
Abb. 28	Überblick der Herstellungskapazitäten einzelner Produktionsstandorte in Europa entlang der Wertschöpfungskette. Für die Herstellung von Modulen, Solarzellen, Ingots und Wafer sind die Angaben im Diagramm in MW _p /a, für die Herstellung von metallurgischem und poly-Silizium in 1.000 t/a angegeben. In der tabellarischen Summe sind die Kapazitäten auf den jährlichen Modulausstoß normiert.....	31
Abb. 29	Entwicklung der Herstellungskosten eines PV Moduls in einer integrierten Fabrik in Abhängigkeit der Fertigungskapazität am Standort. Die Skaleneffekte beruhen insbesondere auf einer besseren Linienauslastung, verbesserten Einkaufskonditionen und reduzierten Verwaltungskosten.	32
Abb. 30	Der Transportkostenanteil ist aufgrund der Kostendegression in den Herstellungskosten kontinuierlich gestiegen. Bild: Containerschiff: © NYK Virgo, Bernhard Fuchs, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:NYK_Virgo_(8154929586).jpg	33
Abb. 31	Treibhausgasemissionsfaktoren in Gramm CO ₂ -Äquivalent/kWh für die Stromerzeugung in verschiedenen Kraftwerkstypen in Deutschland im Jahr 2020 (14) (15), wobei für die solare Stromerzeugung (PV) eine Herstellung der gesamten Anlage in Europa und ein Betrieb für eine mittlere Einstrahlung in Europa über 30 Jahre angenommen wurde.....	34
Abb. 32	Umweltauswirkungen für die 7 wichtigsten Umweltwirkungskategorien, die bei der Herstellung eines Glas-Folien-Solarmodules entstehen. Verglichen wird hier die Herstellung im Jahr 2005 (blaue Linie) und im Jahr 2020 (schwarze Linie). Die Veränderung geht auf Verbesserung im Modulwirkungsgrad und Verbesserungen im Material- und Energieverbrauch zurück, für beide Berechnungen wurde der EU-Strommix aus dem Jahr 2017 herangezogen.....	35
Abb. 33	Treibhausgasemissionen (GW _p) von Solarstrom aus Solaranlagen (Solarmodul, Balance of System mit Wechselrichter, Montagesystem und Installation, sowie Transport und Betrieb) aus chinesischer, europäischer und norwegischer Herstellung und Betrieb an einem Standort mit durchschnittlicher europäischer Einstrahlung.....	36
Abb. 34	Kostendegression von ST- und PV-Anlagen im Vergleich (5).	37
Abb. 35	Wärmegestehungskosten pro kWh für verschiedene solarthermische Anwendungen im Vergleich zum EU27 Mittel von Gas und Strom (19).....	39
Abb. 36	Bereitstellung Gebäudewärme (31)	41
Abb. 37	Prozesswärmebereitstellung nach Technologieoptionen im Niedertemperatursegment (bis 100 °C) für die Jahre 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien. (1).....	42