

Perspektiven der Photovoltaik

Bei weiter steigenden Wirkungsgraden werden die Modul- und Systempreise deutlich sinken und eine großvolumige Industrie entstehen. Das bietet Chancen für die deutsche und europäische Industrie.

Winfried Hoffmann

Eine vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien war bis vor wenigen Jahren für die allermeisten unvorstellbar. Doch in nur einer Dekade sind die Kosten der Umwandlung von Wind- und Sonnenenergie in Strom (die Gesteungskosten) aufgrund der technologischen Entwicklung und der zunehmenden Massenfertigung deutlich gesunken und vergleichbar zu konventionellen Kraftwerken. Angesichts des weiteren Potenzials für Kostensenkungen ist zu erwarten, dass die regionale und dezentrale Stromversorgung mit erneuerbaren Energien in Verbindung mit Speichertechnologien schnell voranschreiten wird.

Wir leben in einer spannenden Zeitenwende, die von einer mehr und mehr dezentralen Stromproduktion durch erneuerbare Energien geprägt ist. Neben der Windkraft spielt hierbei die Photovoltaik (PV) eine besondere Rolle. Nach der Erfindung 1954 in den USA dienten die ersten Silizium-Solarzellen in den 1960er-Jahren zur Stromversorgung von Satelliten. In den 1970er-Jahren waren die wenige Quadratzentimeter großen Solarmodule auf Taschenrechnern und vielen Consumer-Produkten wirtschaftlicher als die kleinen Knopfzellen. Die 1980er-Jahre sahen erste PV-Großkraftwerke, wie das in Carissa Plains (USA) mit 6 Megawatt, und eine Vielzahl von wirtschaftlichen netzfernen Anwendungen.

In Deutschland führte das bundesweite „1000-Dächer“-Programm für netzintegrierte Photovoltaikanlagen im Zeitraum 1991 bis 1994 dazu, dass insgesamt rund 2500 Anlagen mit durchschnittlich 2,5 Kilowatt installiert wurden – weltweit zum ersten Mal flächendeckend in einem Industrieland. Gleichzeitig legte das für die Branche wichtige Strom-Einspeise-Gesetz (StrEG) fest, dass der Energieversorger für jede erneuerbar erzeugte Kilowattstunde (kWh) einen festen Betrag an den Erzeuger bezahlen musste.

Warum ist ein Marktunterstützungsprogramm für Strom aus neuen Technologien wie Wind und Sonne überhaupt sinnvoll? Wäre Strom ein Consumer-Produkt wie Autos oder Handys, gäbe es dafür keinen Grund. In einer Gesellschaft gibt es jedoch strategische Produkte wie Strom oder Ziele wie die Behandlung von PKW-Abgasen oder die Reduktion des Energieverbrauchs von Häusern. Ohne rechtliche Vorgaben würden Schwefel- und Stickoxide nicht aus Kraftwerksabgasen entfernt, wir hätten keine Kataly-



Innerhalb weniger Jahre wurde die Photovoltaik massiv ausgebaut. Damit einher gehen deutlich gesunkene Preise.

satoren in Autos und keine (oder wenig) Isolierung bei neuen Häusern. Beim Strom verschärft sich die Situation nochmals, da sich nicht erkennen lässt, auf welche Weise er erzeugt wurde. Neue Technologien, die am Anfang mit niedrigen Stückzahlen teuer sind, hätten hier keine Chancen – wie es vor 50 Jahren ohne Milliardensubventionen nie die Kernenergie gegeben hätte. Wenn aber Gesellschaft und Politik eine neue und bessere Technologie zur Stromerzeugung identifiziert haben, lässt sich nach heutiger Erkenntnis eine großvolumige Produktion am schnellsten und kostengünstigsten aufbauen durch die Unterstützung des Marktes.

Die oft gestellte Frage, ob ein großvolumiges F&E-Programm mit folgendem Technologieschub („Tech-

Alle Artikel der Serie zur Energiewende sind gemeinsam mit weiteren passenden Beiträgen in einem Online-Dossier unter www.pro-physik.de/phy/physik/dossier.html zu finden.

KOMPAKT

- Während Windanlagen auf dem Festland (on-shore) bereits Stromgestehungskosten von ca. 5 bis 8 Cent/kWh aufweisen, erreichen PV-Anlagen Werte zwischen 6 (mittlere bis große Anlagen in Südeuropa) und 13 Cent/kWh (kleine Hausdachanlagen in Deutschland).
- Analog zum Mooreschen Gesetz der Mikroelektronik zeigt die „Preis-Erfahrungs-Kurve“ für Photovoltaikmodule aus kristallinem Silizium, dass der Preis bei Verdopplung der kumulierten verkauften Menge um 20 Prozent abnimmt.
- Der weltweite Jahresumsatz der PV Industrie wird stark wachsen und vergleichbar zum Umsatz der globalen Automobilindustrie werden.

Dr. Winfried Hoffmann, ASE – Applied Solar Expertise
Bergstraße 48,
63456 Hanau

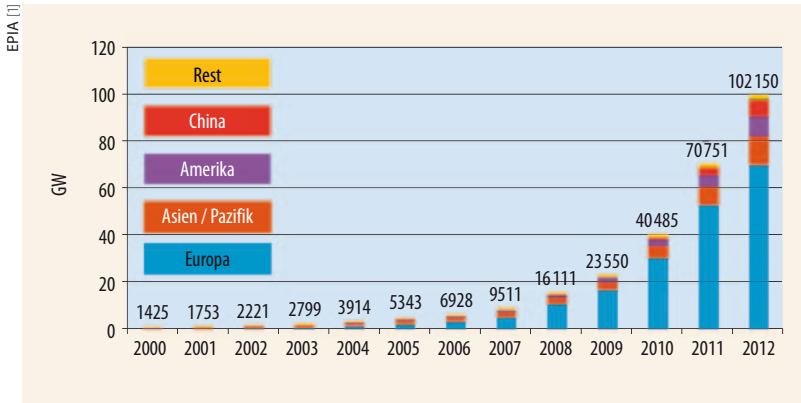


Abb. 1 Die kumulierte Photovoltaik-Leistung ist in den vergangenen Jahren mit rund 50 Prozent pro Jahr gewachsen. Dabei hat sich das Wachstum in Europa zuletzt abgeschwächt.

nology Push“) besser sei als eine Steuerung durch Marktnachfrage („Market Pull“) lässt sich eindeutig beantworten: Ein reines Technologieprogramm kann nicht die Kreativität freisetzen wie ein wettbewerblich ausgerichteter Markt. Beispiele für nicht funktionierenden „Technology push“ waren Programme in USA in den 1970er- und Deutschland in den 1980er-Jahren im Bereich Windenergie. Der von der Politik und Energieversorgern gewollte 3-MW-Growian war im Vergleich zum Stand der Technik, der damals bei rund 30 kW lag, überdimensioniert und musste nach wenigen hundert Betriebsstunden wieder abgebaut werden. Im Gegensatz hierzu war der vom StrEG bzw. dem Energie-Einspeise-Gesetz (EEG) von 2000 initiierte „Market pull“ ein voller Erfolg, und mit kontinuierlicher Entwicklung sind heute 5-MW-Windräder der Stand der Technik.

Grundsätzlich gilt es, beim „Market pull“, zwischen einer Quotenregelung oder einem Einspeisegesetz zu wählen. Bei der Quotenregelung definiert die Politik einen bestimmten Anteil an erneuerbaren Energien (EE), und die Stromversorger sind verpflichtet, diese Menge mit handelbaren Zertifikaten nachzuweisen. Einspeisegesetze hingegen begrenzen typischerweise nicht den EE-Anteil. Als Anreiz für die Investoren

1) Bezogen auf die installierte Leistung entspricht dies 65 Kernreaktoren der 1,3-GW-Klasse, bezogen auf die produzierte Energie zwölf solchen Reaktoren.

garantieren sie gesetzlich den Preis für eine bestimmte Zeit (typisch 15 bis 25 Jahre), abhängig von Technologie und Region. Darüber hinaus berücksichtigt eine zeitliche Degression des Einspeisepreises meist die durch Skaleneffekte und technologischen Fortschritt induzierte Preisreduktion. Vergleicht man hinsichtlich der Windenergie Länder mit Einspeisegesetz (Deutschland, Spanien) und solche mit Quotenmodell (England, Italien), so zeigt sich, dass für vergleichbare Randbedingungen das induzierte Marktvolumen in Ländern mit Einspeisegesetz rund viermal größer ist. In Ländern mit Quotenregelung liegt der Preis für die kWh hingegen mehr als 50 Prozent höher. Dies sind klare Vorteile eines EEGs.

Das EEG von 2000 hat mit einer nach Technologie differenzierten Vergütung den Grundstein für den weiteren Aufstieg der Photovoltaik gelegt – zunächst in Deutschland und nach Einführung ähnlicher Vergütungsprogramme in mittlerweile mehr als 50 Ländern: Die kumulierte installierte Leistung hat 2012 die 100 GW-Marke überschritten (Abb. 1).¹⁾ Die jährlich neu installierte Leistung ist zwischen 2002 und 2012 im Mittel um 52 Prozent pro Jahr gewachsen. Bis 2010 entstanden über 80 Prozent aller PV-Anlagen in Europa, getrieben von Einspeiseprogrammen wie dem EEG. Nachdem Japan und China (und viele weitere Länder) 2011/2012 ähnliche Unterstützungsprogramme ins Leben riefen, wächst der Markt in diesen Regionen mittlerweile schnell, während Europas Anteil am globalen Markt von 80 Prozent (2010) auf 55 Prozent im Jahr 2012 gefallen ist, mit weiter rückläufigen Tendenz. Die wesentlichen neuen Märkte sind China, Japan, USA und künftig auch Südamerika, Australien, Südafrika und der mittlere Osten.

Bei den EEG-unterstützten Märkten bot die Photovoltaik eine attraktive Finanzanlage für Investitionen, zukünftig wird sie zur Reduktion der Stromrechnung eingesetzt. Wenn ein Käufermarkt vorhanden ist, wird die Industrie in allen Bereichen der Wertschöpfung in der Lage sein, mit hohen Wachstumswahlen und ohne Materialengpässe zu reagieren. Ein Markt, der wie bei

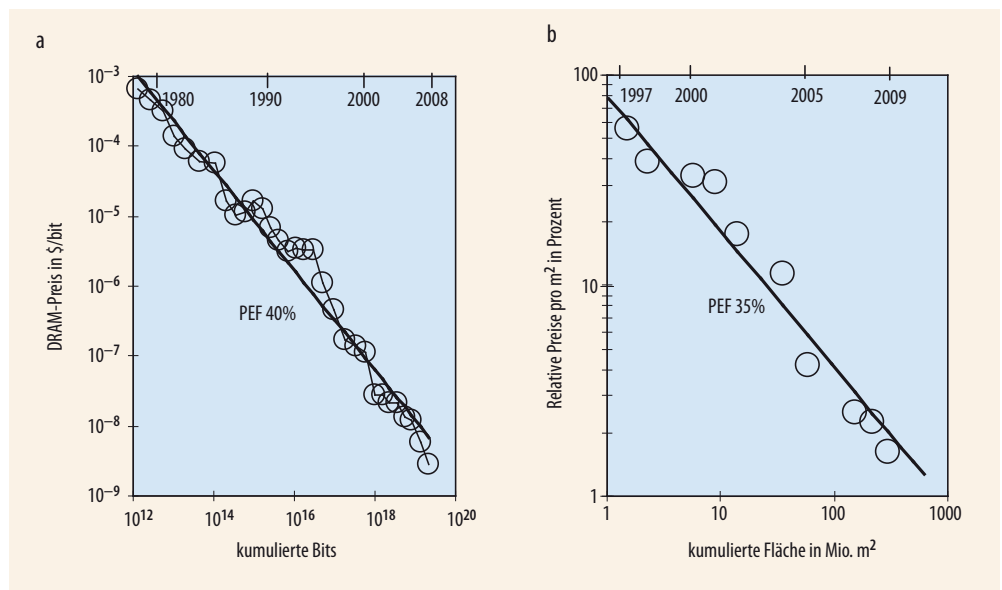


Abb. 2 Die Preis-Erfahrungs-Kurven (PEK) für Halbleiterspeicher (DRAM, a) bzw. Flachbildschirme (b) zeigen, dass der Preis pro bit bzw. pro Quadratmeter eine Potenzfunktion der verkauften Menge ist. Die Jahreszahl oben gibt an, wann die jeweilige kumulierte Menge an bits bzw. Fläche verkauft war.

der Photovoltaik zwischen 2000 und 2010 pro Jahr um mehr als 50 Prozent wächst (bezogen auf die verkauften Produkte), lockt neue Produzenten an, die schnell einen hohen Marktanteil erringen können, wenn industriepolitische Maßnahmen die notwendigen Investitionen unterstützen. Die von China in den vergangenen Jahren bereitgestellten 30 Milliarden US-Dollar zum Aufbau der Produktionskapazitäten und der erfolgreiche Gang einiger chinesischer Firmen an die US-Börse haben dazu geführt, dass der Anteil chinesischer Module am Weltmarkt von unter einem Zehntel 2004 auf beachtliche 60 Prozent in den Jahren 2011 und 2012 gestiegen ist. Auch wenn dadurch in Europa der Anteil importierter Module auf weit über die Hälfte gewachsen ist, liegt die gesamte Wertschöpfung der europäischen Industrie weit höher als gemeinhin angenommen.²⁾ Inklusive Montage betrug sie 2011 knapp 40 Milliarden Euro oder 67 Prozent.

Da bis 2011 die Produktionskapazitäten deutlich schneller wuchsen als der Markt, entstand eine Überkapazität von rund 100 Prozent – mit den damit (in jeder Branche) einhergehenden Begleiterscheinungen: Aufgrund des Verdrängungswettbewerbs sinken die Preise unter die Herstellkosten, sodass viele Firmen aufgeben (Siemens, Schott, Bosch), aufgekauft werden (Q-Cells vom koreanischen Hanwha Konzern) oder Konkurs gehen. Besonders in solchen Konsolidierungszeiten wäre eine weltweite Gleichbehandlung hinsichtlich der Finanzierung sehr wünschenswert – die Banken in Europa machen es hiesigen Firmen derzeit jedoch sehr schwer. Das weitere Wachstum bis 2020 wird zwar kleiner ausfallen als in den Jahren zuvor; aber selbst mit nur 20 Prozent pro Jahr wären PV-Systeme mit kumuliert etwas mehr als 600 GW installiert, davon in Deutschland voraussichtlich ca. 70 GW. Das entspricht ca. 70 TWh Strom und einem Anteil von über einem Zehntel am deutschen Jahresstromverbrauch.

Bevor wir uns nun der Preis- und Technologieentwicklung zuwenden, ist noch eine Bemerkung zur heute viel diskutierten EEG-Umlage angebracht. Betrachtet man diesen Geldbetrag als Investition unserer

Volkswirtschaft und vergleicht dies mit dem Mehrwert der in diesem Zeitraum erzeugten erneuerbar produzierter kWh, ergibt eine mit konservativen Annahmen durchgeführte Kapitalwertmethode einen deutlich positiven Wert.³⁾ Wesentlich ist dabei die Preissicherheit („hedging“) über den betrachteten Zeitraum gegenüber sich verteuern den fossil wie nuklear erzeugten kWh. Des Weiteren ist es ein Ammenmärchen, dass die EEG-Umlage der Haupttreiber der Strompreiserhöhung in den vergangenen Jahren ist: Laut offiziellen Angaben stieg der Strompreis für private Haushalte in Deutschland zwischen 2000 (dem Beginn der EEG-Umlage) und 2013 von ca. 14 auf 29 Cent/kWh – also um deutlich mehr als die EEG-Umlage von 5,3 Cent/kWh für 2013 (für alle erneuerbaren Energien).

Die Preisentwicklung von PV-Systemen

Eine selbst für Experten immer wieder verblüffende Aussage- und Vorhersagekraft ergibt die doppelt-logarithmische Auftragung des gemittelten Preises gegen die insgesamt verkaufte Menge eines weltweit gehandelten Produkts. Der „Erfinder“ dieser Preis-Erfahrungs-Kurve (PEK), Boston Consulting, hat für eine Vielzahl von Produkten gezeigt, dass sich eine Gerade ergibt, deren charakteristische Steigung die Preisreduktion in Prozent – der Preis-Erfahrungs-Faktor (PEF) – bei Verdoppelung der kumuliert verkauften Menge ergibt.

Dies sieht man eindrucksvoll am Beispiel des Preises pro Bit eines DRAM-Speichers (Abb. 2a): Bei jeder Verdoppelung der insgesamt verkauften Menge sank der Preis der DRAMs um 40 Prozent. Auch nach 30 Jahren liegen die Preise pro Bit auf dieser Geraden, da die Strukturen noch immer exponentiell kleiner werden. Nun mag man einwenden, dass dies ein unpassendes Beispiel sei, da bei den DRAMs immer kleinere Strukturen realisiert wurden, während die Photovoltaik eine Flächentechnologie ist. Aber auch die PEK für Flachbildschirme zeigt eine imposante Preisreduktion von

2) Dies rührt daher, dass der Maschinen- und Anlagenbau in Europa für viele Milliarden Euro Produktionsanlagen weltweit verkauft hat und auch europäische Materialhersteller hohe Umsätze im Export verbuchen konnten.

3) BSW Solar ermittelte dies in einer Studie mit Roland Berger/prognos für Deutschland [2] und EPIA gemeinsam mit A. T. Kearney für Europa insgesamt [3].

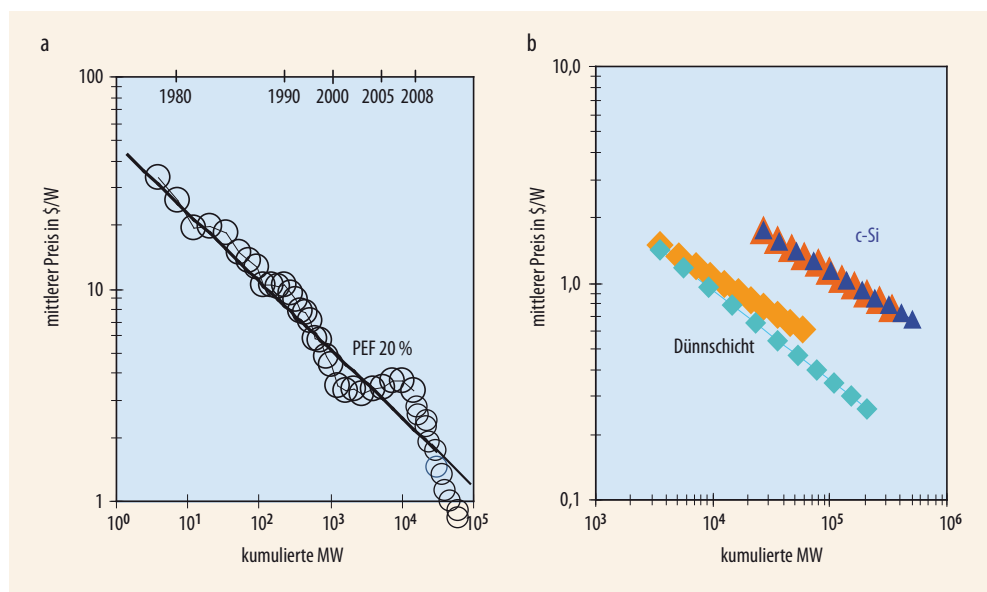


Abb. 3 Aus der Preis-Erfahrungs-Kurve (PEK) des mittleren Preises pro Watt für Solarmodule aus kristallinem Silizium (c-Si) bis 2010 (a) lässt sich mit gewissen Annahmen die weitere Preisentwicklung für c-Si- und Dünnschicht-Module prognostizieren (b). Preise abseits einer PEK sind mit Marktverzerrungen in Verbindung zu bringen. Liegen sie oberhalb, entsprechen sie meist einer Produktknappheit, liegen sie darunter (wie derzeit für Module) einem Verdrängungswettbewerb, z. B. bei Überkapazität.

35 Prozent (Abb. 2b). In erster Linie liegt das daran, dass Technologieentwicklung und Übertragung in den Anlagenbau immer größere Substratgläser für die Flachbildschirme ermöglicht haben, was die spezifischen Preise pro Flächeneinheit entsprechend reduzierte. So werden heute statt $30 \times 30 \text{ cm}^2$ großen Displaygläsern mehr als zehn Quadratmeter große und weniger als 1 mm dünne Glas-Substrate verwendet – eine Vergrößerung um den Faktor 100. Vor 20 Jahren konnten sich auch Technologen diese Hochskalierung verbunden mit der eindrucksvollen Preisreduktion pro Flächeneinheit nicht vorstellen.

Auch für Solarmodule mit kristallinem Silizium (c-Si) zeigt die Entwicklung seit 1980 eine konstante Preisreduktion, diesmal mit einem PEF von 20 Prozent (Abb. 3a). Dies ist vielen technologischen Entwicklungen zu verdanken, die im Wesentlichen geringere spezifische Materialkosten, höhere Wirkungsgrade und eine zunehmende „economy of scale“ in der Produktion ermöglichten. So gelang es, die Silizium-Waferdicke von 0,7 auf 0,15 mm und die Sägeverluste von 0,5 auf 0,1 mm zu reduzieren. Pro dm^2 Waferfläche ließ sich damit der Materialverbrauch von 28 auf 6 Gramm verringern. Da auch der Preis für Polysilizium seit 1980 auf ein Drittel gefallen ist, kostet das Material pro dm^2 heute nur noch 0,12 statt 1,68 Dollar. Berücksichtigt man nun noch den Wirkungsgrad, der von 8 auf 20 Prozent gestiegen ist, so beträgt der spezifische Materialpreis heute nicht mehr 2,10 Dollar/W wie in den 1980er-Jahren, sondern nur noch 0,06 Dollar/W – das ist eine Reduktion um den Faktor 35. In der Zellen- und Modulproduktion wuchs in diesem Zeitraum der Jahresdurchsatz einer Produktionslinie von ca. 1 MW (Manufaktur) auf 200 MW (vollautomatische Fertigung mit hoher Ausbeute), was die spezifischen Kosten deutlich senkte.

Für einen Blick in die Zukunft wurde in einer Parameterstudie für die c-Si-Technologie die gezeigte Kurve fortgeschrieben, für die Dünnschichttechnologie aber noch zusätzlich eine geänderte PEK angenommen (Abb. 3b) [4]. Da eine PEK nicht die Zeit als Parameter enthält, muss man eine Annahme über das Wachstum machen, um die kumulierte Menge für den gewünschten Zeitpunkt bestimmen zu können. Für 2020 ergab sich mit unterschiedlichen Parametersätzen damit ein Preis für Si-Module von $(0,7 \pm 0,1)$ Dollar/W und für Dünnschichtmodule von $(0,5 \pm 0,2)$ Dollar/W.

Wichtig sind auch die Kosten für Wechselrichter, für die sich ebenfalls eine PEK aufstellen lässt. Differenziert nach großen zentralen und dezentralen kleinen und mittelgroßen ($< 20 \text{ kW}$) Wechselrichtern, ergibt sich eine PEF von 20 bzw. 10 Prozent. Kleine Wechselrichter sind inzwischen um mehr als einen Faktor 5 billiger (von über 1 Euro/W auf unter 0,2 Euro/W), obwohl sie nicht mehr nur den Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom transformieren, sondern zunehmend eine Reihe von Netz-Dienstleistungen erbringen können bzw. müssen, wie Blindleistung zur Verfügung stellen.

Will man Systempreise für 2020 oder 2030 abschätzen (Tab. 1), so sind auch die Kosten für „Balance of Systems“ (BoS), d. h. Verkabelung und Befestigung, sowie für die Installation zu berücksichtigen. Da beide Kostenarten flächenproportional sind, sinken sie in erster Näherung in dem Maße, wie der Wirkungsgrad steigt. In der Zukunft können insbesondere die Kosten für BoS und Installation für wichtige Marktsegmente deutlich niedriger ausfallen. Wenn beispielsweise bei Fertighäusern ein Teil des Daches bereits im Werk mit PV-Modulen belegt wird, spart man nicht nur anteilig die Ziegel, sondern kann die Kosten für die notwendige Dachbelegung gegenrechnen. Auch für große Anlagen auf Firmenhallen und Freiflächen sind weitere Reduktionen in allen drei Kostenarten zu erwarten.

Technologie-Entwicklung und der Markt

In den 1980er-Jahren hatte die Standardsolarzelle mit runden kristallinen Siliziumwafern (Durchmesser ca. 10 cm) einen Wirkungsgrad um 10 Prozent. Durch stetige Weiterentwicklung entstand daraus die heutige quadratische Zelle (Kantenlänge 15,6 cm) mit einem Wirkungsgrad von über 20 Prozent (Abb. 4). Heutige Zellen unterscheiden sich auch in der Scheibendicke und deutlich in Art und Qualität der verschiedenen Schichten und Kontakte, mit folgenden wesentlichen Änderungen:

- Früher diente als Antireflexschicht (ARC, Anti Reflection Coating) TiO_2 , das mit einem Atmosphärenplasma abgeschieden wurde. Heute wird SiN verwendet, abgeschieden mit PE-CVD (Plasma Enhanced Chemical-Vapor Deposition), welches das Si-Material im Volumen und die Grenzfläche deutlich besser passiviert.
- In alten Solarzellen war die Rückseite ein ganzflächiger Metallkontakt. Wäre diese bei heutigen Zellen immer noch so, würde ein Großteil der lichtinduzierten Elektron-Loch-Paare an dieser Grenzfläche rekombinieren. Heutzutage ist die metallische Kontaktfläche durch die Verwendung einer rückseitigen dielektrischen Passivierschicht minimiert, was die Rekombination deutlich vermindert (Abb. 4b). Dafür sorgt zusätzlich das durch Dotierung erzeugte lokale „Back Surface Field“ unter den metallischen Kontakten.

- Früher ergab der frontseitige Siebdruck mit den verwendeten Pasten und Maschinen eine Kontaktfingerbreite von ca. $150 \mu\text{m}$. Mit den heute deutlich

Preisentwicklung					
Jahr	Modul-Wirkungsgrad in %	Preisreduktion gemäß PEK/PEF		Preisreduktion gemäß Wirkungsgradfaktor BoS & Installation in \$/W	Summe in \$/W
		Module in \$/W	Wechselrichter in \$/W		
2010	15	1,5	0,2	0,8	2,5
2020	20	0,6	0,1	0,6	1,3
2030	25	0,35	0,05	0,5	0,9

Tab. 1 Mit den Ist-Werten 2010 (hier beispielhaft für kleine/mittlere Photovoltaik-Aufdach-Systeme) und extrapolierten

Daten der PEK lässt sich vorher-sagen, wie sich der komplette Systempreis pro Watt entwickeln wird.

verbesserten Pasten und der Möglichkeit, passgenau zwei Siebdrucke übereinander aufzubringen, ist diese Breite auf ca. 50 µm geschrumpft, was die Abschattung entsprechend vermindert.

Neben der Standardzelle haben es nur zwei andere Zellenkonzepte bis in den Markt geschafft: Bei der von SunPower (zu Total gehörend) entwickelten Rückseiten-kontaktierten Solarzelle fehlen die frontseitigen Kontaktfinger und Serienverbinder (Abb. 4c), sodass der Strom pro Fläche signifikant höher ist und der Wirkungsgrad bis zu 23 Prozent erreicht. Bisher waren die Herstellkosten aufgrund der sehr komplexen Rückseite vergleichsweise hoch. Hier könnte die Ionenimplantation künftig einfachere Prozesse ermöglichen – allerdings müssen die Preise der Ionenimplanter noch deutlich sinken. Daneben erreicht die von Sanyo entwickelte und heute von Panasonic produzierte HIT-Solarzelle (Heterojunction with Intrinsic Thin layers) einen Wirkungsgrad größer 20 Prozent. Sie hat im Vergleich zu den anderen c-Si-Solarzellen einen um 40 Prozent niedrigeren Temperaturkoeffizienten, sodass die Leistung bei einer Erwärmung um ein Grad nur um 0,3 statt um 0,5 Prozent zurückgeht.

Beim schnellen Aufbau von Photovoltaikkapazitäten in Asien kam im Laufe der vergangenen fünf Jahre die Standardtechnologie mit kristallinem Silizium zum Einsatz. Dies hat den Aufbau von neuen Technologien wie Dünnschichtzellen, denen mittelfristig gute Chancen eingeräumt werden, deutlich verzögert. 2013 besaßen die Dünnschichtprodukte nur noch einen Marktanteil von rund 10 Prozent bei einem Gesamtmarkt von ca. 35 GW. Derzeit gibt es drei Varianten: amorphes/mikrokristallines Silizium, CdTe/CdS und CIGS. Insbesondere für große Freiflächenanlagen wurden in Deutschland bzw. Europa bis 2012 bevorzugt preisgünstige CdTe/CdS-Module mit Wirkungsgraden um 13 Prozent verwendet. Bei den Silizium-basierten Modulen haben zwar die amorphen Strukturen die geringsten Wirkungsgrade (8–9 %), sie eignen sich aufgrund ihrer vergleichsweise niedrigen Flächenkosten und geringen Schichtdicken aber sehr gut für die Integration in Gebäudefassaden. Die Ergänzung mit mikrokristallinem Silizium brachte zwar einen deutlich besseren Wirkungsgrad (ca. 12 %), erhöhte allerdings die Herstellungskosten. CIGS-Module haben im Pilotmaßstab die höchsten Wirkungsgrade (14–15 %). Welche Dünnschichttechnologie sich in welchen Marktsegmenten durchsetzen wird, hängt davon ab, wie sich Wirkungsgrad und Herstellungskosten entwickeln, sowie von der Akzeptanz der eingesetzten Materialien.

Neue Konzepte wie Farbstoff-Solarzellen oder organische Solar-

zellen dürften weniger die bekannten Technologien ersetzen, sondern dank ihrer speziellen Eigenschaften neue Marktsegmente eröffnen. Die in den vergangenen Jahren für die Stromversorgung von Satelliten entwickelten GaAs-Mehrfach-Solarzellen, die im Labor bei 300-facher Konzentration einen Wirkungsgrad von 45 Prozent erreichen (in der Produktion 40 %), kommen zunehmend auch in Konzentratorsystemen in Regionen mit hoher Direktstrahlung zum Einsatz. Der Vorteil dieser Technologie liegt in einem Modulwirkungsgrad von mehr als 30 Prozent. Damit können künftig große Kraftwerke im GW-Maßstab Strom für die Schwerindustrie herstellen (Hütten- und Chemieindustrie) zu einem Preis unter 5 Cent/kWh. Die zeitliche Entwicklung von Wirkungsgrad und Preis für die genannten Technologien lässt sich für die kommenden fünf bis zwanzig Jahre abschätzen (Abb. 5).

Nachhaltige Potenziale

Heutzutage liegt der weltweite Bedarf an Primärenergie pro Jahr bei 140 Petawattstunden (1 PWh = 1000 TWh = 10¹⁵ Wh). Bei Sekundärenergie sind es rund 90 PWh, davon entfallen 20 PWh auf Strom und 24 PWh auf fossile Kraftstoffe für den Transport. Energieeffiziente Technologien sollten es erlauben, in der Jahrhundertmitte für die zu erwartenden 10 Milliarden Menschen – ohne die heutige unfaire Verteilung – eine ausreichende Sekundärenergieversorgung mit 150 PWh zu gewährleisten. Dafür wäre noch nicht einmal ein Effizienzgewinn um den Faktor 5 nötig, wie Ernst Ulrich von Weizsäcker und Kollegen eindrucksvoll prognostizierten [7], sondern „nur“ um den Faktor 3. Der Verkehr dürfte in der Zukunft direkt elektrisch oder mit Wasserstoff betrieben werden. Der Strom für die direkte Batterieladung oder für die Elektrolyse

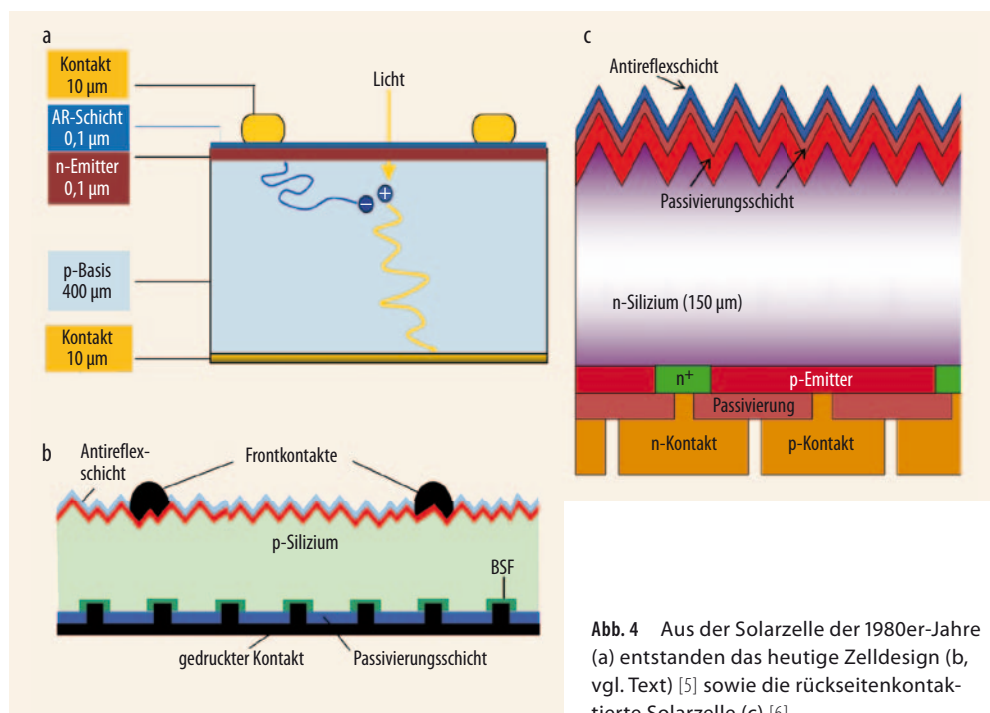


Abb. 4 Aus der Solarzelle der 1980er-Jahre (a) entstanden das heutige Zellendesign (b, vgl. Text) [5] sowie die rückseitenkontaktierte Solarzelle (c) [6]

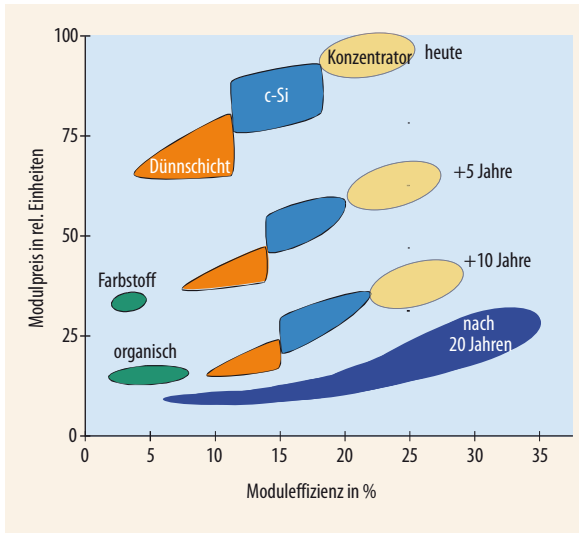


Abb. 5 Zeitliche Entwicklung der verschiedenen Photovoltaik-Technologien bei einem angenommenen Preisrückgang von 8 Prozent pro Jahr.

von Wasser ist dann „erneuerbar“. Insgesamt lässt sich davon ausgehen, dass der Stromanteil am Sekundärenergieverbrauch deutlich auf zwei Drittel ansteigt, also auf rund 100 PWh – weit mehr, als in den meisten derzeitigen Studien prognostiziert.

Wie groß ist die für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger „nachhaltig“ (das ist deutlich weniger als das technisch machbare Potential) zur Verfügung stehende Jahresenergie? Das hat der wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung zu globalen Umweltveränderungen (WBGU) ermittelt [8]: Sonne 2800 PWh (90 %), Wind 280 PWh (9 %), Biomasse, Geothermie, Wasserkraft und alle anderen 35 PWh (1 %). Das technische Potenzial aller erneuerbaren Energieträger gibt die Studie mit 79 347 PWh an, wobei hier die Sonne mit knapp 99 Prozent beiträgt.

Möchte man jedoch das Verhältnis Sonne/Wind so optimieren, dass möglichst wenig Speicher nötig sind, und gleichzeitig das in einigen Regionen vorhandene geothermische Potenzial nutzen, so sollte das Portfolio mehr Wind und sonstige erneuerbare Energieträger umfassen. Für die Abdeckung der benötigten 150 PWh wird daher vereinfachend ein Portfolio von 60 Prozent Sonne, 20 Prozent Wind sowie 20 Prozent alle sonstigen erneuerbaren Energieträger angenommen.⁴⁾ Der Beitrag der Solarenergie teilt sich in drei ungefähr gleiche Anteile mit jeweils 30 PWh auf: Photovoltaik für dezentrale Anwendungen, konzentrierende Solartechnologie (CPV und CSP) für zentrale Kraftwerke sowie Solartermie für Warmwasser, Kühlung und mittlere Prozesswärme. Sind 30 PWh Solarstrom pro

4) Die 150 PWh entsprechen nur 5 % des nachhaltigen Angebots aller erneuerbaren Energien und 0,2 % des technischen Potenzials.

Jahr mit PV bis 2050 realistisch? Diese Frage lässt sich mit klar bejahen, da der Markt von 2000 bis 2010 im Mittel um 50 Prozent pro Jahr gewachsen ist und bis 2020 realistischerweise mit 20 Prozent weiter wachsen wird. Danach müsste das jährliche Wachstum nur noch 14 (Dekade bis 2030), 8 (bis 2040) bzw. 4 Prozent (bis 2050) betragen. Damit wären dann 23 TW PV-Leistung installiert, die mit durchschnittlich 1,3 kWh/W eine Jahresenergie von 30 PWh erzeugen werden.

Chancen und Einwände

Eine Industrienation wie Deutschland sollte alles unternehmen, um neben der Installation in allen drei Bereichen der Photovoltaikprodukte – Module, Wechselrichter und Balance of Systems – zu partizipieren. Mit den Wachstumsprognosen sowie der Preisentwicklung (Abb. 1 bzw. Tab. 1) lassen sich die jeweiligen Jahresumsätze 2020 und 2030 prognostizieren (Tab. 2): Wenn sich die Preise nach 2030 nur noch geringfügig ändern und das Wachstum wie angegeben anhält, wird der Gesamt-Jahresumsatz 2040 bei rund 800 Milliarden Dollar und 2050 bei rund 1100 Milliarden liegen. In den späteren Dekaden kommen noch die für die Speicherung getätigten Umsätze hinzu. Der globale Umsatz der Photovoltaikindustrie kann also in den kommenden Dekaden vergleichbar zu dem der Automobilindustrie werden, der in Deutschland 2011 bei umgerechnet rund 450 Milliarden Dollar lag; weltweit ist er ungefähr drei- bis viermal so hoch. Die Photovoltaik-Industrie sollte bei dieser Größe für die deutsche und europäische Industrie als eine der wichtigen Wachstumsindustrien gesehen werden – in allen Wertschöpfungsstufen, von den Materialien (z. B. Polysilizium, Metallisierungspasten, Spezialgase, Glas) über den Anlagenbau bis zu den Komponenten (Wafer, Zellen, Module, Wechselrichter). Gemeinsam mit der exzellenten Forschungslandschaft in Deutschland (Fraunhofer- und Helmholtz-Institute, Landesinstitute wie ISFH und ZSW und eine Vielzahl ausgezeichneter Universitätsinstitute) sollten wir einen adäquaten Anteil am Gesamtkuchen erreichen können.

Mit der Annahme, dass in Deutschland im Jahr 2050 insgesamt 275 GW installierte PV-Leistung zur Verfügung stehen (vgl. Physik Journal, Dezember 2013, S. 38), wäre folgende Entwicklung vorstellbar: ein jährliches Wachstum um 5 GW bis 2020 auf kumulativ 70 GW, und dann um 7 GW jährlich bis 2050 auf rund 280 GW. Der Jahresumsatz läge bei rund 7 Milliarden Euro, mehr als die Hälfte entfielen auf kleine und mittlere Unternehmen (BoS und Installation), der Rest auf Wechselrichter und Module. Für Europa sollte das Vier- bis Fünffache verglichen mit Deutschland möglich sein. Die 275 GW im Jahr 2050 entsprechen einem Anteil von 1,2 Prozent am globalen Markt (vergleichbar zum globalen Bevölkerungsanteil).

Umsatzprognose					
Jahr	Markt GW/Jahr	Module in Mrd. \$	Wechselrichter in Mrd. \$	BoS in Mrd. \$	Gesamt in Mrd. \$
2020	120	72	12	72	156
2030	450	161	23	230	410

Tab. 2 Mit den im Text genannten Prognosen für Wachstum und Preisentwicklung werden die Umsätze in der PV-Industrie stark wachsen.

Was ist aber mit Tagen in Deutschland, an denen bei Hochdruck kein Wind weht, Module mit Schnee bedeckt sind oder die Sonne hinter Wolken verschwindet? Hier wird oft das Argument angeführt, dass ein ähnlich großer konventioneller Kraftwerkspark wie ohne EE nötig sei, um die 70 bis 80 GW auf anderem Weg vorzuhalten, mit denen sich die rund 2 TWh Strom pro Tag erzeugen lassen. Neben der Speicherung von Strommengen auf allen Ebenen (kWh bei Wohnhäusern, MWh bei regionalen Stadtwerken und GWh im überregionalen Bereich) könnten E-Fahrzeuge das Problem deutlich lindern: Wenn in 15 bis 20 Jahren zehn Millionen E-Fahrzeuge unterwegs wären, hätte man bei 20 kWh Batteriekapazität pro Fahrzeug einen Stromspeicher von insgesamt 0,2 TWh. Das sind aber nur 10 Prozent der genannten 2 TWh bzw. weniger, da sicher nie alle E-Autos zur Verfügung stehen. Doch falls die Hälfte dieser Fahrzeuge einen „range extender“ mit 20 kW besäße, der die Batterie während der Fahrt auflädt und so die Reichweite fast verdoppelt, könnten diese Fahrzeuge, vernetzt im künftigen Smart-Grid (im Haus oder auf dem Parkplatz), über Deutschland verteilt eine Leistung von 100 GW bereitstellen – mehr als die höchste in Deutschland benötigte Spitzenlast.

Überhaupt sollte man Energiespeicher nicht wie so oft als Problem betrachten, sondern eher die großen Chancen sehen: Batterien (und auch Brennstoffzellen) können wie Solarmodule und Flachbildschirme einer Preiserfahrungskurve folgen und sehr kompetitiv Strom speichern – bei moderaten Annahmen sind weniger als 5 Cent pro gespeicherter kWh in den kommenden zehn Jahren sehr wahrscheinlich. Zusammen mit den Kosten von 5 Cent/kWh bei Solarstrom sind dann geringere Stromkosten am Ort der Erzeugung (dort wird auch am meisten verbraucht) möglich als die 10,4 Cent, die etwa Großbritannien über 35 Jahre als Abnahmepreis für jede kWh aus einem neu zu bauendem Kernkraftwerk festgelegt hat – ohne dass dabei der vorgesehene Inflationsausgleich schon berücksichtigt ist. Auch für künftige fossile Kraftwerke mit CO₂-Abspaltung und Speicherung erwartet man mehr als 10 Cent/kWh.

Diese Überlegung zeigt zusammen mit den in diesem Artikel beschriebenen Szenarien, welche Faktoren und Zusammenhänge zu berücksichtigen sind, um das wahre Potenzial der Photovoltaik einschätzen zu können. Damit verbunden ist die Hoffnung, dass diese Einsichten auch in der Finanzwelt Fuß fassen und die Geldströme in die entsprechende Richtung lenken.

Literatur

- [1] EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics 2013 – 2017, www.epia.org (2013)
- [2] BSW Solar/Roland Berger/prognos, Wegweiser Solarwirtschaft: PV Roadmap 2020, www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/wegweiser_sw_pvrn-lang.pdf (2010)
- [3] EPIA/AT Kearney, Solar Photovoltaic Electricity: A mainstream power source in Europe by 2020, http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/2_52_refl.pdf (2009)
- [4] W. Hoffmann, S. Wieder und T. Pellkofer, 24th EU PVSEC Hamburg (2009)
- [5] A. Metz et al., Solar Energy Materials and Solar Cells **120**, Part A, 417 (2014)
- [6] D.M. Huljić et al., 21st EU PVSEC, Dresden (2006)
- [7] E.U. von Weizsäcker, K. Hargroves und M. Smith (2009), Factor Five, Taylor & Francis, London (2009)
- [8] WBGU Flagship Report 2011, www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/hauptgutachten/jg2011/wbgu_jg2011_en.pdf

DER AUTOR

Winfried Hoffmann studierte Physik und promovierte in Biophysik. Seit 1979 ist er in der Photovoltaik-Branche tätig, seit 1994 als Geschäftsführer der ASE GmbH (JV NUKEM/RWE und DASA), der RWE SCHOTT Solar GmbH, der Geschäftsleitung der SCHOTT Solar GmbH sowie als Vice President der Solar Business Group des Unternehmens Applied Materials. Seit 2010 ist er freiberuflich tätig, u. a. als Vorsitzender des Aufsichtsrates der Solar Fabrik AG und als Mitglied des Aufsichtsrates der SMA Solar Technologie AG, die er auch bei der EPIA (European Photovoltaik Industrie Association) in Brüssel, derzeit als Präsident, vertritt. Er ist in zahlreichen wissenschaftlichen Beiräten aktiv und hält Vorlesungen über Erneuerbare Energien. In Kürze erscheint sein Buch „The Economic Competitiveness of Renewable Energy“ (Wiley).

