

Photovoltaik-Anlagen – Bewährung und Herausforderung

Ulrike Jahn
ISFH
ujahn@easynet.de

Die Qualität und Zuverlässigkeit von photovoltaischen Anlagen sind stärker in den Mittelpunkt des Interesses von Betreibern, Herstellern und Investoren gerückt, seit es das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gibt. Denn nur gut geplante und fehlerfrei installierte sowie über Jahre störungsfrei arbeitende PV-Anlagen erzielen die gewünschte Solarrendite, die im wesentlichen durch die Stromproduktion der PV-Anlage bestimmt wird. Aufgrund des langfristigen Finanzierungsplans muss auch eine langfristige Qualitätssicherung der PV-Anlagen angestrebt werden. Dies ist jedoch „draußen Vorort“ schwieriger zu realisieren als die Qualitätssicherung der Komponenten im Labor oder in der Produktion, weil die PV-Anlagen unter sehr verschiedenen Umgebungsbedingungen installiert sind und arbeiten.

Lernerfahrungen zur Verbesserung der PV-Anlagen in der Planungs- und Installationsphase

sowie langjährige Betriebsergebnisse sind aus verschiedenen Messprogrammen von einer Arbeitsgruppe der Internationalen Energieagentur (Task 2 des PVPS-Programms) zusammengetragen und ausgewertet worden. Die Ergebnisse der Analysen sowie eine PV Performance Database mit aufbereiteten Daten zum Langzeitverhalten von PV-Anlagen findet man unter: www.task2.org.

In diesem Artikel werden die Erfahrungen zusammengefasst, ausgewählte Analysen aus dem Datenbestand von PV-Anlagen in Deutschland vorgestellt sowie Trends in der Anlagenqualität und Zuverlässigkeit aufgezeigt. Das große Nutzungspotenzial der PV in Gebäuden wird aufgezeigt für bautechnische, energetische und architektonische Aspekte. Abschließend werden Finanzierung und Kosten von PV-Anlagen in den 90er Jahren dem heutigen Stand gegenübergestellt.

Kenngrößen für PV-Anlagen

Die wichtigsten Größen zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von PV-Anlagen sind Ertrag, Wirkungsgrad und Performance Ratio. Diese Parameter sind definiert in den europäischen Richtlinien [2] und dem IEC-Standard 61724 [3]. Der spezifische Energieertrag Y_f (engl.: Final yield) ist die gesamte Energieausbeute innerhalb eines Zeitraumes bezogen auf die Nennleistung des PV-Generators in kWh pro kW_p. Zum Vergleich von netzgekoppelten PV-Anlagen an verschiedenen Standorten wird das Performance Ratio (PR) als entscheidende Kenngröße verwendet. Das PR ist definiert als Quotient aus dem realen Energieertrag (Y_f) und dem theoretisch möglichen Energieertrag Y_r (engl.: Reference yield), der erreichbar wäre, wenn die gesamte Einstrahlung auf die PV-Generatorflächen entsprechend den Standardprüfbedingungen (engl.: STC) erfolgen würde und der reale Generatornutzungsgrad

gleich dem nominellen Modulwirkungsgrad wäre. Performance Ratio entspricht also dem Begriff der Anlagenqualität und wird als dimensionslose Größe angegeben.

Damit ist das PR ein weitgehend vom Standort (Einstrahlung) unabhängiges Maß für die Anlagenqualität. Das PR ist ein geeigneter Indikator für die Summe der Ertragsminderungen die beim PV-Generator (durch Modultemperatur, Reflektion, geringe Bestrahlungsstärke) auftreten, für Wirkungsgradverluste beim Wechselrichter und für Verluste durch Abschattung oder Betriebsunterbrechungen. Frühere Untersuchungen haben gezeigt, dass bei gut funktionierenden netzgekoppelten PV-Anlagen jährliche PR-Werte zwischen 0,60 und 0,80 erreicht werden. Unter Berücksichtigung der verbesserten Umwandlungswirkungsgrade von neueren Wechselrichtern ergeben sich heute ideale PR-Jahreswerte von 0,80 bis 0,84.

Anlagenplanung und Anlagenertrag

Eine sorgfältige Anlagenplanung ist erforderlich, um optimale Betriebsergebnisse zu erzielen. Viele PV-Systeme liefern die erwarteten Energieerträge und gute bis sehr gute Ergebnisse beim langjährigen Betrieb. Andererseits gibt es auch PV-Anlagen, die die Ertragserwartungen nicht erfüllen. Die Beobachtungen in den vergangenen zehn Jahren haben gezeigt, dass die dominierenden Faktoren für eine reduzierte Energieausbeute die relativ geringe Zuverlässigkeit der Wechselrichter, Stillstandszeiten wegen Reparatur sowie Abschattungsprobleme waren.

Betriebsunterbrechungen sind vor allem durch Wechselrichter im ersten Betriebsjahr aufgetreten. Nach Beseitigung der Fehlerursachen liefen die PV-Anlagen fehlerfrei für etliche Jahre. Nach acht bis zehn Betriebsjahren wurde an einzelnen Anlagen dann wieder eine erhöhte Ausfallrate durch Wechselrichter festgestellt. Das Auswechseln der alten Wechselrichter verursachte lange Ausfallzeiten und damit Energieertragsverluste, weil Ersatzteile nach mehr als zehn Jahren oft nur schwer zu beschaffen waren. Gute Kontakte zwischen Betreiber, Installateur und Hersteller der Komponenten helfen, die defekten Teile schneller zu ersetzen und damit die Ausfallzeiten zu verringern.

Die Auswirkungen von Verschattung des PV-Generators² durch Bäume oder Gebäudeteile werden in der Regel unterschätzt. In der Planungsphase lassen sich teilweise Abschattungen des Solarfeldes durch den Anlagenplaner oder Architekten vermeiden oder deutlich verringern. Durch geeignete elektrische Verschaltung der PV-Module (verschattete Module in einen Strang) kann damit der Gesamtanlagenenertrag verbessert werden.

In einzelnen Fällen wurde beobachtet, dass die Wechselrichter zu wenig Strom abgaben, weil

- der Wechselrichter nicht richtig an der PV-Generator angepasst war,

- die Solarmodule teilweise abgeschattet waren oder
- zwei PV-Generatorteile auf unterschiedlich ausgerichteten Dachflächen an einen zentralen Wechselrichter angeschlossen waren.

Unter diesen Betriebsbedingungen kann der Wechselrichter nicht optimal funktionieren was aber nicht auf einen geringen Umwandlungswirkungsgrad von Gleichstrom zu Wechselstrom des Wechselrichters zurückzuführen ist.

Aus den Betriebserfahrungen der untersuchten PV-Anlagen resultieren die Empfehlungen, die in der Planungsphase berücksichtigt werden müssen, um bessere Systemenergieerträge zu erzielen:

- Bereits in der Planungsphase sollten Architekt und PV-Anlagenplaner eng zusammenarbeiten.
- Bei der Bestimmung der Ertragserwartungen müssen die etwaigen Minderungseinflüsse berücksichtigt und dem Anlagenbetreiber erklärt werden (Verluste in %) [1]:



Abbildung 1a und b
Die neue dachintegrierte Photovoltaik-Anlage (50,4 kWp) auf der Gesamtschule in Sehnde bei Hannover weist Abschattungen durch einen vorstehenden Anbau auf (1a). Der Effekt ist dadurch verringert worden, dass im Kernbereich der zeitweise hohen Verschattung Modulimitationen eingesetzt wurden. Zusätzlich wurden die PV-Module in Randbereichen der Verschattung in einem Strang verschaltet.

Die Ergebnisse der PV-Anlage im ersten Betriebsjahr sind den Umständen entsprechend gut:
Energieertrag 2002 = 804 kWh/kWp,
Performance Ratio = 73,6 Anlagenverfügbarkeit: 100 %
(Fotos: Solar Engineering Decker & Mack GmbH)

² Der PV-Generator ist das verschaltete Solarmodulfeld zur Stromerzeugung (ohne Wechselrichter).

- Angabe der wahren, also gemessenen Nennleistung des PV-Generators (0–5%)
- Abweichung von STC³: Bestrahlungsstärke, Modultemperatur, Reflektionen (10–14%)
- Verschmutzung der Module durch Schnee, Ablagerungen (0–2%)
- Mismatchverluste der Module in einem Strang (1–3,5%)
- Gleichstrom-Installationsverluste (1–3%)
- Wechselrichternutzungsgrad (5–10%)

unterschiedlichen Ausrichtungen des PV-Generators) optimiert werden.

- Eine Überhitzung der PV-Module kann durch ausreichende Hinterlüftung vermieden werden. Trotz Vorkehrungen zur Hinterlüftung der PV-Module erreichten die gemessenen Modultemperaturen z. B. in der dachintegrierten PV-Anlage in Sehnde (*Abb. 1b*) Maximalwerte von 70 °C in den Sommermonaten.

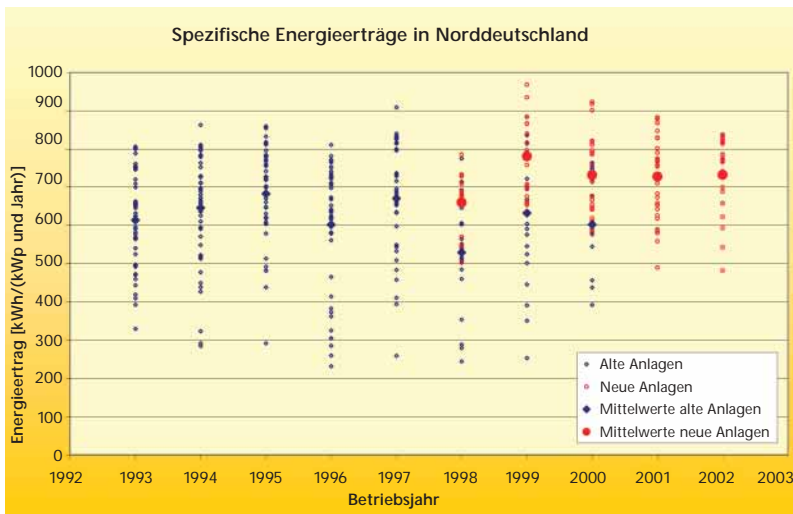


Abbildung 2
Jährliche Energieerträge von alten und neuen PV-Anlagen in Norddeutschland: 50 Anlagen aus dem 1000-Dächer-Programm in Niedersachsen, Installation 1991–1992, im Vergleich mit 42 neuen Anlagen aus „Sonne in der Schule“ und anderen Programmen, Installationen ab 1997 in Norddeutschland

Bei optimaler Anlagenkonfiguration werden mit realistischen Jahresnutzungsgraden von Wechselrichtern neuerer Bauart demnach ideale Werte von 80 bis 84% des theoretischen Ertrags (entspricht dem jährlichen Performance Ratio) erzielt.

- Der Wechselrichter sollte gut zugänglich sein, sodass er gegebenenfalls schnell ausgetauscht werden kann.
- Die Ertragsminderungen durch Verschattung durch Bäume oder Gebäudeteile (*Abb. 1a*) sind weitestgehend zu vermeiden und durch geeignete Modulverschaltung zu minimieren.
- Bei der Wahl des Standorts sollte die PV-Anlage bestmöglich zu Sonne ausgerichtet werden.
- Ein Generatorfeld, das in einen gemeinsamen, zentralen Wechselrichter einspeist, darf nur **eine** Orientierung besitzen. Unterschiedlich ausgerichtete Generatorflächen benötigen mehrere Wechselrichter.
- Der Nutzungsgrad des Wechselrichters kann durch geeignete Anpassung an den PV-Generator sowie durch geeignete Betriebsbedingungen (keine Abschattung, keine

Wie stark unterscheiden sich die Energieerträge an Standorten mit vergleichbarer Einstrahlung? *Abb. 2* zeigt, wie extrem unterschiedlich die Solarerträge ausfallen können. Die neuen, ab 1997 gebauten PV-Anlagen liefern eindeutig mehr Energie als die, welche bereits zu Beginn der 90er errichtet wurden. Auch streuen hier die Werte weniger, die Erträge pendeln sich bei den neuen Anlagen bei etwa jährlich 730 kWh pro kWp ein. Bei guter Planung und fehlerfreier Installation sind in Norddeutschland heute 800 kWh pro kWp und Jahr durchaus erreichbar – in Süddeutschland sind es sogar 900 kWh pro kWp.

Anlagenqualität und Zuverlässigkeit

Wie ist die Entwicklung der Anlagenqualität über einen längeren Zeitraum? In *Abb. 3* sind die jährlichen PR-Werte über zehn Betriebsjahre dargestellt. Die Daten stammen aus dem 1000-Dächer-Programm und aus laufenden Messprogrammen wie z. B. „Sonne in der Schule“. Die jährlichen PR-Werte der Anlagen aus den frühen 90er Jahren weisen eine erhebliche Streuung von Anlage zu Anlage auf und zeigen über die Jahre eine deutlich abnehmende Tendenz, die im wesentlichen auf Wechselrichterausfälle zurückzuführen ist. Der durchschnittliche Jahres-PR sinkt von 0,67 in 1993 auf 0,60 in 2000. Die PR-Werte der neueren Anlagen ab 1997 streuen dagegen weniger stark und erreichen durchweg bessere Mittelwerte (0,73 bis 0,76). Eine abnehmende Tendenz im Verlauf der Jahre 1998–2002 ist nicht zu erkennen. Heutige PV-Anlagen besitzen nicht nur leistungsfähigere

³ STC= Standard test Conditions

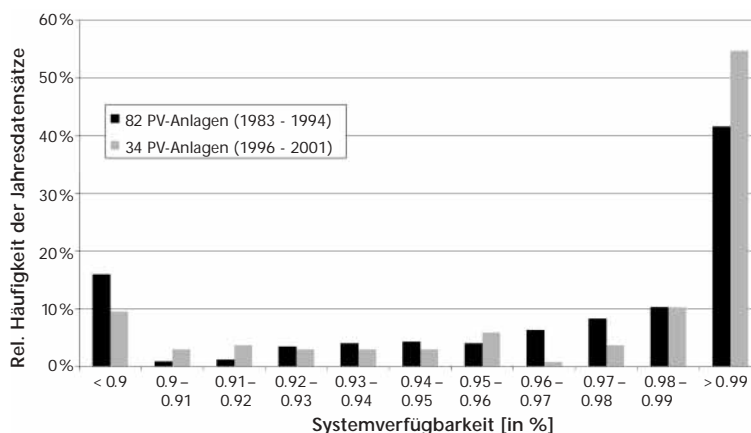
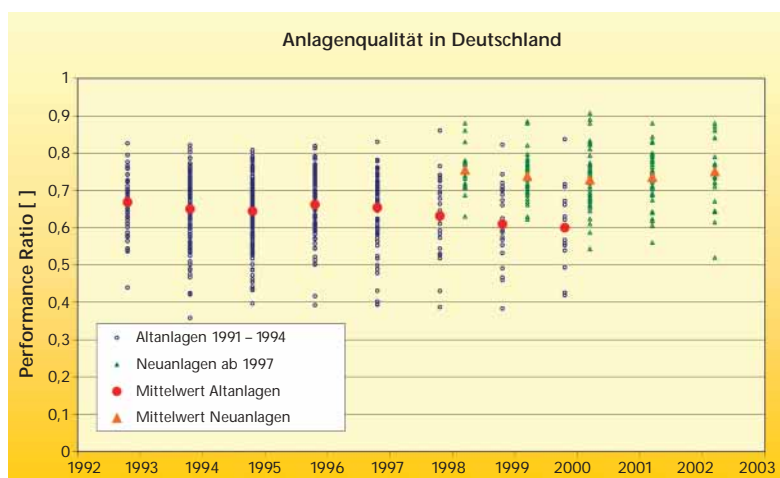
Komponenten (z. B. Wechselrichter) und erreichen im einzelnen sehr gute PR-Werte von über 0,80, sie zeigen auch keine Leistungseinbußen im Laufe der Betriebsjahre.

Die deutlich gestiegenen PR-Durchschnittswerte von 0,64 für die 149 frühen Anlagen auf 0,74 für die 62 neueren Anlagen zeigen, dass die Anlagenqualität in Deutschland signifikant gestiegen ist (Abb. 3). Hauptursachen für diese positive Entwicklung sind die verbesserte Wechselrichtereffizienz, die gestiegene Anlagenverfügbarkeit (weniger Ausfälle, kürzere Stillstandzeiten) sowie die genauere Angabe der Nennleistung der PV-Module.

Wie sind die Trends in der Zuverlässigkeit der PV-Anlagen früher und heute? Zum Vergleich sind die Daten von 116 PV-Systemen in Deutschland, der Schweiz und in Italien in bezug auf Performance Ratio und Verfügbarkeit untersucht worden. Abb. 4 zeigt, dass die neueren Anlagen aus den Baujahren 1996–2001 tendenziell zuverlässiger sind als die Anlagen aus den 80er und frühen 90er Jahren, wobei sich der Mittelwert der Anlagenverfügbarkeit nur geringfügig von 94,6% auf 95,6% verbessert hat. Im gleichen Zeitraum ist jedoch der durchschnittliche PR-Wert der 116 Systeme um 5% gestiegen. Dies bedeutet, dass der deutliche PR-Anstieg nur zum Teil auf die verbesserte Verfügbarkeit zurückgeführt werden kann und andere Erfolgsfaktoren (höhere Wechselrichterwirkungsgrade, bessere Modulleistungsangabe, weniger Verluste durch Verschattung und Modultemperatur) die Anlagenqualität bestimmen. Es wurde ferner beobachtet, dass im allgemeinen die Zuverlässigkeit der PV-Anlagen verbessert wird, wenn die Systeme beim Betrieb vermessen werden.

Nutzung der Photovoltaik in Gebäuden

Ein PV-Generator auf dem Dach oder an der Fassade eines Gebäudes erzeugt Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist werden kann oder direkt einzelnen Verbrauchern zur Verfügung steht. Neben der elektrischen Stromproduktion besitzt die gebäudeintegrierte Photovoltaik ein



vielfältiges Nutzungspotenzial, bei dem die Photovoltaikanlage technische Funktionen in der Gebäudehülle übernehmen kann.

Gebäudeabdichtung/Wetterschutz

PV-Module sind geeignet und getestet für den Einsatz als Außenflächen der Gebäudehülle und schützen das Gebäude vor Witterungseinflüssen wie Regen, Feuchtigkeit, Schnee und Hagel. Sie können zur Dachdeckung, als Fassadenelement, zur Wandverkleidung, als Brüstungselement, als Eingangsüberdachung oder als Verglasung eines Oberlichtes eingesetzt werden und dienen dabei gleichzeitig (multifunktional) zur Stromerzeugung. Anwendungsbeispiele sind in Abb. 5b und 6 gezeigt.

Wärmeschutz

Durch die Absorption der Sonnenstrahlung in den Solarzellen gelangt weniger Wärme in das Gebäude, womit die sommerliche Überhitzung begrenzt werden kann. Semitransluzide Solar-

Abbildung 3 (oben)
Trends in der Anlagenqualität: jährliche Werte des Performance Ratio von 149 Altanlagen (1991–1994) im Vergleich zu 62 neueren Anlagen (1997–2002)

Abbildung 4 (unten)
Trends in der Zuverlässigkeit von 116 PV-Anlagen aus Deutschland, Schweiz und Italien: Der Mittelwert der Anlagenverfügbarkeit bei Altanlagen (1983–1994), beträgt 94,6% im Vergleich mit 34 neueren Anlagen (1996–2001) mit einem Mittelwert von 95,6%.

Abbildung 5a und 5b
Photovoltaik-Anlage
an und auf einer Schule
in Stadelhofen



Photovoltaik-Anlage an einer Schule in Stadelhofen: An der Außenfassade (Südwesten) sind geneigte, feststehende Verschattungslamellen aus PV-Modulen mit einer Gesamtleistung von 12,8 kWp installiert, die dem Sonnenschutz dienen.



Die Isolierverglasung mit integrierten Solarzellen wird als Dachdeckung eingesetzt und übernimmt zugleich Sonnenschutzfunktion. Zusätzlich produzieren die Solarzellen mit einer installierten Leistung von 13,7 kWp Strom für das Gebäude (Fotos: TNC Consulting AG).

module lassen sich mit einem Glas-Glas-Aufbau zu einer transparenten Isolierglaseinheit erweitern und ermöglichen einen Wärmeschutz im Gebäude. Ein Beispiel ist in [Abb. 6](#) dargestellt.

Sonnenschutz

Externe Sonnenschutzsysteme eignen sich ideal für eine PV-Integration, da sie wie die PV-Module zur Sonne ausgerichtet sein müssen, um optimal zu funktionieren. Den Grad der Abschattung kann der Gebäudeplaner über die Semitransparenz des PV-Moduls bzw. die Größe der

Zellzwischenräume bestimmen. In der Regel werden Sonnenschutzsysteme mit PV-Anlagen spezifisch entwickelt und gebaut:

- Feststehende Sonnenschutzsysteme an Südfassaden: Geneigte Verschattungslamellen bieten zusätzlich eine optimale Ausnutzung des Sonnenlichtes zur Stromproduktion ([Abb. 5a](#)).
- Bewegliche Sonnenschutzlamellen, die eine Steuerung der Verschattung zulassen ([Abb. 7a](#)).

Tageslichtsteuerung

Die Photovoltaik kann zur Steuerung und zum direkten Betrieb aktiver und passiver Tageslichtsysteme verwendet werden. Damit können Blendschutzsysteme (Lamellen, Rollos) den Tageslichteinfall und die Wärmestrahlung je nach Sonnenstand steuern und regeln ([Abb. 7b](#)).

Schallschutz

Der mehrschichtige Aufbau konventioneller PV-Dachelemente und PV-Fassadenelemente verfügt bereits über ein hohes Maß an Schalldämmung, das die Umgebung effektiv vor Lärm schützt. Die Schalldämpfungseigenschaften können durch zusätzliche Glasscheiben und vergrößerte Scheibenabstände sowie durch die Verwendung von Spezialgläsern verbessert werden, wobei die PV-Stromproduktion voll erhalten bleibt. Günstige Einsatzorte für PV-Schallschutzanlagen sind auch entlang Autobahnen und Eisenbahntrassen.

Abbildung 6
Die gebäudeintegrierte
Photovoltaik der Fa.
STMicroelectronics mit
einer Gesamtleistung
von 33 kWp wurde mit
dem Schweizer Solar-
preis 2003 ausge-
zeichnet.



Die Dachkonstruktion aus PV-Glas-Glas-Laminaten schützt vor Sonne und Wetter und produziert zusätzlich Solarstrom. Die semitransluziden PV-Module lassen nur einen Teil der Sonnenstrahlung in die Innenhallen und schützen damit vor sommerlicher Überhitzung (Foto: STMicroelectronics nv, Plan-les-Oates).



*Abbildung 7a (links)
Deutscher Bundesrat
in Berlin mit 21 kWp
Gesamtleistung: Die
beweglichen PV-Ver-
schattungslamellen
werden mittels Schub-
gestänge dem Sonnen-
stand nachgeführt und
dienen dem Sonnen-
schutz.*

*Abbildung 7b (rechts)
Mit den beweglichen
Verschattungslamellen
lässt sich das Tages-
licht im Innenraum
kontrolliert steuern,
das durch das Glaspy-
ramidendach in den
Plenarsaal fällt (Fotos:
TNC Consulting AG).*

Bei einer Integration eines PV-Systems in die Gebäudehülle gilt es, sowohl bautechnische und energietechnische als auch gestalterische Aspekte gleichwertig zu berücksichtigen, damit ein ganzheitlich gelungenes Projekt entstehen kann. Die Nutzungsvielfalt von Photovoltaik in Gebäuden ist noch längst nicht ausgeschöpft und bedarf der gemeinsamen Weiterentwicklung durch Architekten, Hersteller und Planer. Weitere Beispiele zur Nutzung der gebäudeintegrierten PV findet man bei I. B. Hagemann in [4] und [5].

Anlagekosten – früher und heute

Die Wirtschaftlichkeit des Solarstroms in Deutschland hängt von speziellen ökonomischen Rahmenbedingungen ab. In den 90er Jahren wurden erste bundesweite Erfahrungen am Markt im Rahmen des 1000-Dächer-Programms (Staatlicher Zuschuss zu den Investitionskosten) gemacht. Die in den Jahren 1991 bis 1995 errichteten Hausdachanlagen wiesen eine enorme Streuung der Gesamtkosten auf, die zwischen 8 und 16 Euro pro Watt lagen. Der Mittelwert der Systemkosten inklusive Installation von 2250 netzgekoppelten Anlagen zwischen 1 und 5 kWp lag bei 12 Euro pro Watt, die förderfähige Obergrenze bei 13,5 Euro pro Watt.

Mit dem Hundert-Tausend-Dächer-Programm (HTDP) ab 1999, vor allem aber mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab 2000

wurden in Deutschland beste Marktbedingungen geschaffen. Die spezifischen Kosten der PV-Anlagen sanken drastisch auf 7,8 Euro pro Watt im Zeitraum 1999 – 2001 ermittelt aus 4000 Anlagen im HTDP im gleichen Leistungsbereich (2 bis 4 kWp) [6]. Die Kostenstruktur dieser HTDP-Anlagen lässt erkennen, dass der Solar-generator mit etwa 70%, der Wechselrichter mit 12%, die Installation mit 10% und sonstige Bauteile mit 8% an den Gesamtkosten beteiligt waren. Ähnliches galt auch für die netzgekoppelten Kleinanlagen der 90er Jahre. Bemerkenswerterweise war der von der KfW in den Jahren 1999 – 2001 festgestellte Kostendegradationseffekt von insgesamt –11% vor allem durch Kostenreduktionen bei der Installation (–30%), beim Wechselrichter (–23%) und bei den sonstigen Bauteilen (–15%) erzielt worden, während der PV-Generator den geringsten Anteil (–5%) hatte.

Die Gesamtanlagekosten liegen heute (2003) inzwischen bei 6 bis 6,5 Euro pro Watt für Anlagen im kleinen Leistungsbereich zwischen 2 und 4 kWp.

Der Finanzierungsplan einer im Jahr 2003 installierten 3kW_p-PV-Anlage im HTDP mit Einspeisevergütung nach dem EEG ist in Abb. 8 gezeigt. Die Rechnung basiert auf Investitionskosten von 5.500 Euro pro kWp + Mehrwertsteuer, kontinuierlichen Betriebskosten von 2% der Investitionssumme (380 Euro pro Jahr), einer geschätzten Jahresproduktion von 800 kWh/kWp sowie auf 20 Jahren Betriebszeit. Unter Inanspruchnahme des zinsgünstigen Kredits des HTDP (1,91%) und der für 2003 gültigen Ein-

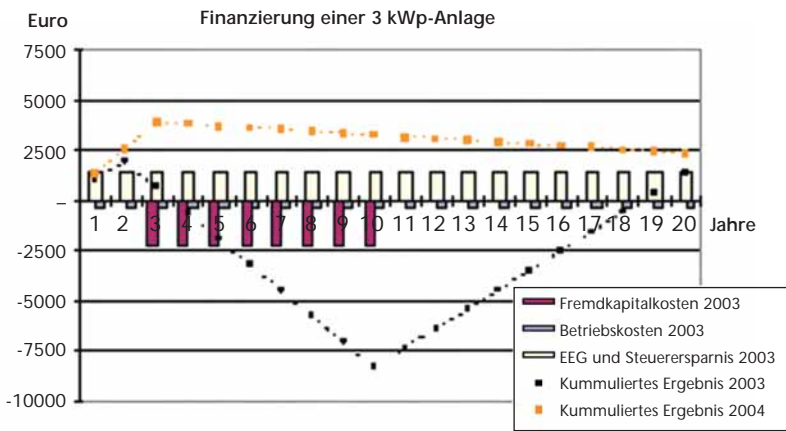


Abbildung 8
Finanzierungsplan einer in 2003 installierten 3 kWp-PV-Anlage gemäß HTDP und EEG im Vergleich zur Finanzierung einer Anlage in 2004 gemäß CO₂-Minderungsprogramm und EEG-Vorschaltgesetz (Quelle: Projektträger Jülich GmbH)

speisevergütung von 45,7 Cents pro kWh ergibt sich eine positive Bilanz nach 18 Jahren störungsfreien Betriebs (siehe Abb. 8).

Vergleichsweise wurde die Bilanz für eine im Jahr 2004 installierte PV-Anlage mit den gleichen Annahmen gerechnet, allerdings mit Finanzierung nach dem CO₂-Minderungsprogramm (Zinssatz 4%) und einer erhöhten Vergütung von 57,4 Euro pro kWh gemäß EEG-Vorschaltgesetz vom 22. Dezember 2003. Das kumulierte Ergebnis zeigt in Abb. 8 (Kurve mit gelben Vierecken), dass eine PV-Anlageninvestition in 2004 nach 20 Betriebsjahren geringfügig besser abschneiden wird als eine von 2003. Aus der Rechnung geht deutlich hervor, dass der reale Energieertrag über 20 Jahre die wesentliche Größe ist, die allerdings die größten Unsicherheiten (Einstrahlungssumme Betriebsausfälle) in sich birgt. Umfassende Informationen zur wirtschaftlichen Beurteilung von PV-Anlagen sowie ein aktuelles Berechnungsprogramm mit verschiedenen Szenarien sind von solid [7] zusammengestellt und entwickelt worden.

Schlussfolgerungen

In den vergangenen zehn Jahren sind enorme Fortschritte in der PV-Systemtechnik erzielt worden, welche sich nicht zuletzt in der deutlich gestiegenen Anlagenqualität und Zuverlässigkeit der Komponenten und Systeme ausdrücken. Diese Ergebnisse sind vor allem auch durch frühere PV-Markteinführungsprogramme sowie die konsequente Förderung von Demonstrations-

anlagen erreicht worden. Die Entwicklung im Systembereich und die Demonstration von PV-Technologie müssen Hand in Hand gehen und auch in Zukunft gefördert werden, um die Photovoltaik durch steigende Performance der Anlagen und gleichzeitige Kostenreduktionen näher an die Wirtschaftlichkeit heranzuführen.

Die Überwachung der PV-Anlagen auch im kleineren Leistungsbereich hat enorm zugenommen. Es liegt im Interesse eines jeden Betreibers, einen optimalen und störungsfreien Betrieb seiner Anlagen zu erzielen. Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist dieses Interesse deutlich gestiegen; der Einsatz des Betreibers und die schnelle Behebung von Betriebsstörungen wird finanziell belohnt. Heute existiert bereits eine breite Palette verschiedener Methoden zur Betriebsüberwachung, diverse Systeme zur kontinuierlichen Messung der Anlagenleistung sind kommerziell verfügbar, die dem Betreiber eine geeignete Anlagenkontrolle ermöglichen. Als positiver Nebeneffekt hat sich gezeigt, dass überwachte PV-Anlagen ein erhöhtes Engagement der beteiligten Fachfirmen und Hersteller zur Folge haben.

Die Qualitätssicherung der PV-Anlagen aber kann und darf nicht den Betreibern der Anlagen und den Herstellern der Komponenten allein überlassen werden. Hier tragen Politik, Wissenschaft und Fachverbände eine Verantwortung mit dem Ziel, dass die PV-Solarbranche eine nachhaltige und überzeugende Performance zeigt. Die Forschungsinstitute und Prüfstellen verfügen über ein langjähriges Know-how, das geeignet ist, Konzepte und Maßnahmen zur Qualitätssicherung von PV-Anlagen zu entwickeln und einzuführen.

Die deutsche Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren den Rahmen gesetzt, der einen erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht. Das EEG in der geplanten Fassung ab 2004 zeigt für PV-Anlagen eine positive ökonomische Bilanz in den Modellrechnungen mit 20 Jahren Betriebszeit. Jetzt gilt es, dafür Sorge zu tragen, dass sich auch die technische und architektonische Performance der Solarstromanlagen positiv entwickelt und überzeugend ist.

Danksagung

Die Autorin dankt herzlich Wolfgang Nasse und Thomas Nordmann sowie allen Mitarbeitern der Arbeitsgruppe Task 2 der Internationalen Energieagentur (IEA) im Photovoltaic Power Systems (PVPS)-Programme für ihre Beiträge zur PV Performance Datenbank und für das Bildmaterial. Das Projekt wurde gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter den Projektnummern 0329640 und 0329640B.

Literatur

- [1] B. Decker, U. Jahn, „Performance of 170 grid-connected PV plants in Northern Germany – Analysis of yields and optimisation potentials“, Solar Energy, Vol. 59, elsevier 1997, pp. 127-133
- [2] Commission of the European Communities, „Analysis and Presentation of Monitoring Data, Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants“, Document B, version 4.3, Report EUR 16339 EN, March 1997
- [3] International Electrotechnical Commission: „Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis“, International Standard IEC 61724, Geneva, Switzerland, first edition, April 1998
- [4] I. B. Hagemann, „Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Architektonische Integration der Photovoltaik in die Gebäudehülle“. Köln 2002: Rudolf Müller. ISFB 3-481-017776-6
- [5] I. B. Hagemann, „Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Innovative Technik für das Baugewerbe“. In: Tagungsband 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie 12.–14. März 2003. pp. 239-247
- [6] K. Oppermann, „Förderergebnisse des 100.000-Dächer-Programms – Eine Zwischenbilanz“, Perspektiven Erneuerbarer Energien, Teil 4, KfW Research, August 2002
- [7] S. Dietrich, „Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen – PVProfit“, solid, Erlangen 2003, Verlag „Solare Zukunft“, ISBN 3-933634-09-1