

Photovoltaik in der Landwirtschaft

1.0 Photovoltaik in der Landwirtschaft S. 281

Prof. Dr. Manfred Kleemann
Ulrich Keymer

Photovoltaik in der Landwirtschaft

Juni 2004

Technische Grundlagen, mögliche Energieerträge und Hinweise zum Bau:

Prof. Dr.-Ing. Manfred Kleemann ist Mitarbeiter im Forschungszentrum Jülich, STE, Leo-Brandt-Strasse 1, 52425 Jülich, 02461-613397

Wirtschaftlichkeit der Solarstromerzeugung:

Ulrich Keymer ist Mitarbeiter der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik, Infanteriestraße 1, 80797 München, Tel. 089-1213-1502, Fax: 089-1213-1444

Gliederung	Seite
1.0 Technische Grundlagen, mögliche Energieerträge und Hinweise zum Bau	284
1.1 Einleitung	284
1.2 Solarzellen	284
1.2.1 Aufbau und Funktion	284
1.2.2 Die verschiedenen Silicium-Zellentypen	286
1.3 Zelle, Modul und Generator	287
1.4 Wechselrichter	288
1.5 Wirkungsgrad und Nennleistung	289
1.6 Photovoltaikanlagen auf Gebäuden	291
1.6.1 Wohngebäude mit PV-Anlage	291
1.6.2 Wirtschaftsgebäude mit PV-Anlage	292
1.7 Wie eine optimale Energieausbeute erreicht wird	293
1.7.1 Regionale Verteilung der Einstrahlung	293
1.7.2 Unregelmäßigkeiten der Einstrahlung	294
1.7.3 Erzielbare Jahreserträge	295
1.7.4 Einfluss der Ausrichtung auf den Jahresertrag	296
1.8 Checkliste für Planung, Kauf und Betrieb der Anlage	296
1.9 Beitrag der Photovoltaik zum Umwelt- und Klimaschutz	298
1.10 Bisherige Entwicklung und zukünftige Aussichten	299
1.11 Literatur	300
2.0 Wirtschaftlichkeit der Solarstromerzeugung	301
2.1 Modellannahmen	303
2.2 Gewinnermittlung	305
2.2.1 Aufwand	305
2.2.2 Ertrag	306
2.2.3 Rentabilität und Liquidität bei dynamischer Betrachtung der Investition	308
2.3 Fazit	311

1.0 Technische Grundlagen, mögliche Energieerträge und Hinweise zum Bau

1.1 Einleitung

Die Photovoltaik ist eine Technik, die ohne Kohle oder Atomkraft aus Sonnenlicht elektrische Energie erzeugt, wobei kaum Umweltbelastungen entstehen. Von dieser Technik geht eine besondere Faszination aus.

Aufgrund der politischen und finanziellen Unterstützung durch das "Erneuerbare-Energien-Gesetz" nimmt die Nutzung der Photovoltaik in Deutschland rasant zu. Immer mehr Privathaushalte, Gewerbetreibende und auch Landwirte wollen eigene Photovoltaikanlagen.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieses Beitrags, auf folgende Fragen eine Antwort zu geben:

- Wie ist eine Photovoltaikanlage grundsätzlich aufgebaut?
- Welche Stromerträge kann man erzielen?
- Welche Anforderungen werden an das Dach gestellt?
- Worauf ist beim Kauf zu achten?

Die Ausführungen sollen dem interessierten Landwirt, der über eine eigene Photovoltaikanlage nachdenkt, ein erstes Grundwissen vermitteln.

1.2 Solarzellen

1.2.1 Aufbau und Funktion

Als photovoltaischen Effekt bezeichnet man den physikalischen Vorgang, bei dem aus Sonnenlicht unmittelbar elektrische Energie erzeugt wird. Die Umwandlung erfolgt in sogenannten Solarzellen. Dies darf nicht verwechselt werden mit der Solarthermie, bei der aus Sonnenenergie Wärme zum Heizen gewonnen wird. Der entsprechende thermische Energiewandler heißt Solarkollektor.

Solarzellen bestehen aus Halbleitermaterialien. Dies sind Materialien, deren elektrische Leitfähigkeit zwischen der eines Metalls und eines Isolators liegt. Silicium ist das bekannteste und das am häufigsten verwendete Material.

Abbildung 1 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer Solarzelle. Sie besteht aus einer 0,3 mm dicken, hochreinen Siliciumscheibe. Dieses Material wäre wegen der Halbleitereigenschaften ein unzureichender elektrischer Leiter, wenn nicht Fremdstoffe in minimalen Mengen zugefügt würden. Dieses Hinzufügen bezeichnet man als "Dotieren". Die dem Licht zugewandte Oberseite wird mit Phosphor dotiert, hier entsteht der Minuspol. Die Unterseite der Zelle ist mit Bor dotiert und bildet den Pluspol.

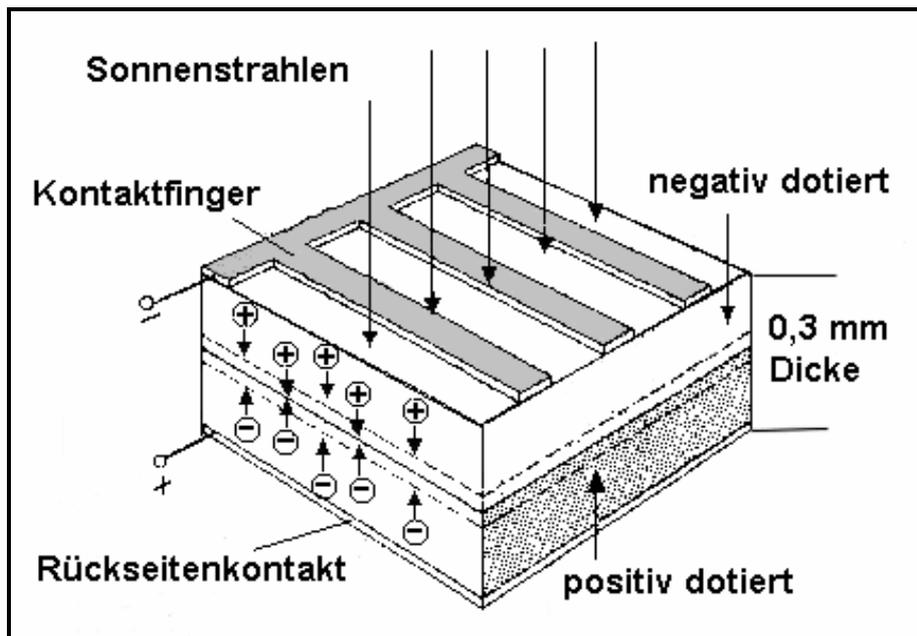


Abbildung 1: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle (Quelle: IZE (1996))

Fällt Licht auf eine Solarzelle, dann entstehen im dotierten Silicium durch physikalische Vorgänge bewegliche, positive und negative Ladungsträger. Sie gelangen jeweils getrennt an die Ober- und Unterseite der Solarzelle. So entsteht an den Anschlusskontakten eine elektrische Gleichspannung.

Die Kontakte auf der dem Licht zugewandten Zellenoberseite bestehen aus fingerförmigen Leiterbahnen. Sie sind schmal, damit wenig Zellenfläche beschattet wird (vgl. Abbildung 2). Die Rückseite ist dagegen mit einem ganzflächigen Metallkontakt versehen. Werden die positive und die negative Anschlussklemme über einen Verbraucher, z.B. eine Lampe verbunden, dann fließt ein Gleichstrom. Wird statt Gleichstrom ein Wechselstrom gewünscht, dann muss ein Wechselrichter nachgeschaltet werden. Aus dem Produkt von Strom mal Spannung ergibt sich die Leistung der Zelle¹.

¹ Strom in Ampere (A), Spannung in Volt (V) und Leistung in Watt oder Kilowatt (W oder kW)

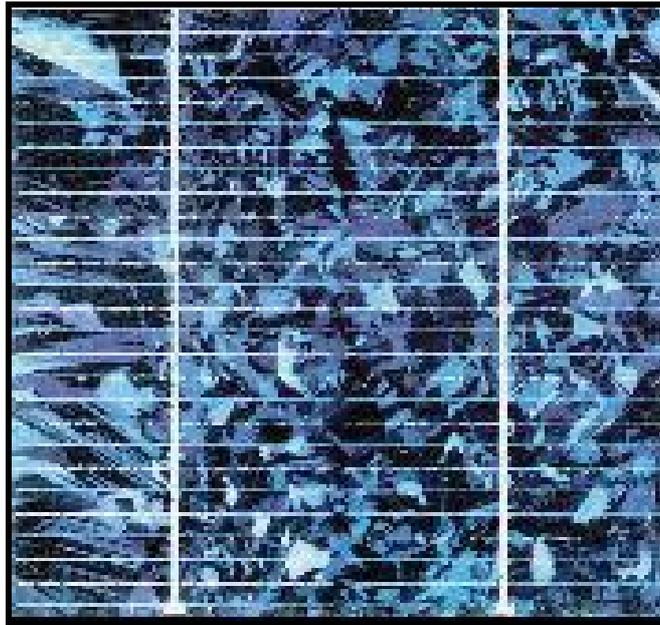


Abbildung 2: Ausgeführte kristalline Solarzelle (15x15 cm)

1.2.2 Die verschiedenen Silicium-Zellentypen

Man unterscheidet drei Typen von Silicium-Solarzellen, die jeweils eigene Herstellungsprozesse erfordern und unterschiedliche Eigenschaften haben:

1. *Monokristalline Zellen:* Aus einer hochreinen Siliciumschmelze werden Einkristalle gezogen, die anschließend in dünne Scheiben gesägt werden. Wegen des hohen Herstellungsaufwandes sind diese Zellen am teuersten. Allerdings besitzen sie die höchsten Wirkungsgrade. Monokristalline Siliciumzellen werden auch als c-Si-Solarzellen bezeichnet ("c" steht für engl. crystalline, Si = Silicium).
2. *Multikristalline Zellen:* Sie werden aus gegossenen Silicium-Blöcken gesägt, was zu niedrigeren Kosten aber auch zu schlechteren Wirkungsgraden führt. Das Material besteht aus vielen unregelmäßigen Kristallen, die auf der Schnittfläche als Eisblumenmuster zu erkennen sind (vgl. Abbildung 2). Multikristalline Zellen werden auch als mc-Si-Solarzellen bezeichnet.
3. *Amorphe Zellen:* Wird Silicium auf Glas oder anderes Trägermaterial in sehr dünnen Schichten abgeschieden, dann spricht man von Dünnschichtzellen oder von amorphen Zellen. Die Siliciumatome haben keine Kristallstruktur (amorph (griech.) = gestaltlos). Diese Zellen bezeichnet man auch als a-Si-Solarzellen. Die Kosten und Wirkungsgrade sind gegenüber den anderen Zelltypen niedriger. Im Betrieb verringert sich in den ersten 1.000 Stunden (3 bis 4 Monate) der Wirkungsgrad durch Degradation (Verschlechterung). Danach stabilisiert er sich. Für eine Ertragsrechnung sind die stabilisierten Werte zu verwenden!

Heute bestehen rund 80 % des Marktes aus mono- und polykristallinen Zellen.

Um die materialsparende Dünnschichttechnologie bei höheren Wirkungsgraden zu nutzen, werden Halbleitermaterialien wie Galliumarsenid (GaAs), Cadmiumtellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) erprobt und z.T. auch schon produziert.

1.3 Zelle, Modul und Generator

Im Betrieb beträgt die Spannung einer Zelle etwa 0,5 Volt. In der Praxis werden jedoch wesentlich höhere Spannungen verlangt. Deshalb muss eine Vielzahl von Zellen zu einer größeren Einheit, dem sogenannten Modul, verschaltet werden (vgl. Abbildung 3). Die verschalteten Solarzellen werden mehrschichtig eingekapselt, so dass sie elektrisch isoliert und vor Witterungs- und Umwelteinflüssen geschützt sind.



Abbildung 3: Photovoltaikmodul mit 36 monokristallinen Zellen

Die Module werden je nach Hersteller in verschiedenen Leistungsgrößen produziert. Aufgrund von Produktionstoleranzen kann die tatsächliche Leistung etwas abweichen. Die Leistungstoleranz von Modulen sollte aber $\pm 5\%$ nicht überschreiten. Untersuchungen in target (2000) und Becker H. (2003) haben gezeigt, dass die Modulleistungen vieler Hersteller oft an der unteren Toleranzgrenze liegen.

Die Lebensdauer für Module wird mit 25 bis 30 Jahren angegeben. Trotzdem können in praktischen Betrieb einzelne Module durch thermische und mechanische Wechselbeanspruchungen defekt werden. Üblicherweise werden Produktgarantien auf Material und Verarbeitung von 2 bis 5 Jahren gegeben, je nach Hersteller. Die Leistungsgarantie beträgt 20 bis 25 Jahre. Für diesen Zeitraum garantiert der Hersteller, dass die Leistung der Module um weniger als 20 % vom Nennwert bzw. Mindest-Nennwert abweicht.

In der Regel ist die Nennspannung eines einzelnen Moduls kleiner als die erforderliche Netzspannung von 230 Volt (einphasig) oder von 400 Volt (dreiphasig). Je nach Anforderungen wird deshalb eine Vielzahl von Modulen zu einem Modulstrang hintereinander (in Reihe) geschaltet um die erforderliche Spannung zu erreichen. Einen solchen Strang bezeichnet man auch als Generatorstrang. Entsprechend der gewünschten Leistung sind dann mehrere Stränge parallel (nebeneinander) zu schalten. Alle Modulstränge zusammen bilden den sogenannten Solargenerator, der auch als Photovoltaikgenerator (PV-Generator) bezeichnet wird (vgl. Abbildung 4).

Für eine Leistung von 1 kW_p wird eine Generatorfläche von 10 m² bis 14 m² benötigt, je nach Systemwirkungsgrad (vgl. Tabelle 1).

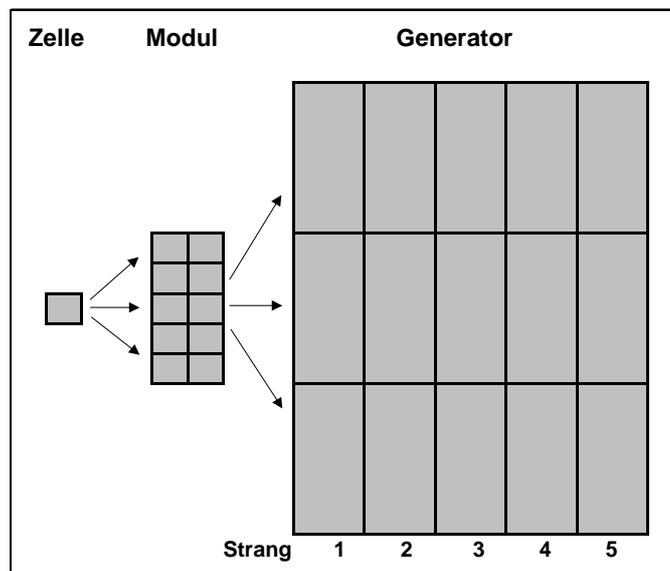


Abbildung 4: Von der Zelle zum Modul und zum Generator (Schema)

1.4 Wechselrichter

Wechselrichter wandeln den Gleichstrom der Solarmodule in üblichen Wechselstrom um. Die vollautomatisch arbeitenden Geräte bedürfen keiner Bedienung. Die Führung des Betriebs wird von einem internen Mikroprozessor übernommen, der alle Steuerungs- und Überwachungsaufgaben ausführt, so dass der Generator immer im optimalen Betriebspunkt arbeitet. Oft ist ein zusätzlicher Datenspeicher für aktuelle Messwerte vorgesehen. Die zwischengespeicherten Werte können über eine PC-Schnittstelle mit Hilfe eines Rechners gelesen und ausgewertet werden.

Jeder Wechselrichter, der ins Netz einspeist hat, gewisse Rückwirkungen auf das Netz. Mit einer entsprechenden Konformitätserklärung des Herstellers, die Bestand-

teil der Geräteunterlagen ist, wird garantiert, dass die geforderten Grenzwerte von den jeweiligen Geräten eingehalten werden.

Für den Einsatz von Wechselrichtern werden drei Konzepte unterschieden:

- *Zentraler Wechselrichter* für den gesamten Generator.
- *Strangwechselrichter*, jeder Generatorstrang besitzt einen Wechselrichter.
- *Modulintegration*, jeder Modul ist mit einem Wechselrichter ausgestattet.

In den letzten Jahren kommen zunehmend Strangwechselrichter und modulintegrierte Wechselrichter auf den Markt. Die Lebensdauern von Wechselrichtern werden mit 8 bis 12 Jahren angegeben. Es sollte eine Garantieleistung von mindestens 5 Jahren eingefordert werden. Einige Hersteller bieten gegen Aufpreis 10 Jahre Garantie.

1.5 Wirkungsgrad und Nennleistung

Der Wirkungsgrad wird generell in Prozent angegeben, er ist das Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung zu der von der Sonne eingestrahlten Leistung². Er kann auf die Zelle, den Modul oder den Generator bezogen sein.

Um die Wirkungsgrade verschiedener Zellen und Module miteinander vergleichen zu können werden die Nenndaten unter Standardbedingungen getestet (STC (engl.) = standard test conditions). Sie sind wie folgt fest gelegt:

- Bestrahlungsstärke 1.000 W/m² (senkrechter Einfallswinkel)
- Zelltemperatur 25°C
- Sonnenspektrum für AM 1,5 (berücksichtigt Einstrahlung in Mitteleuropa)

Der so ermittelte Wirkungsgrad wird in den Datenblättern der Hersteller angegeben. Mit steigender Zelltemperatur sinkt der Wirkungsgrad. Weil sich im Betrieb Modultemperaturen von 40°C bis 50°C oder mehr einstellen können, ist der mittlere Wirkungsgrad in der Praxis deutlich niedriger. Als Faustregel gilt für kristalline Zellen, dass je 10 °C Temperaturerhöhung die Leistung und damit der Wirkungsgrad um

² Beispiel: Wenn die abgegebene elektrische Leistung eines Solargenerators 300 Watt beträgt und gleichzeitig 3.000 Watt von der Sonne eingestrahlt werden, dann ist der Wirkungsgrad 10%.

4 % bis 5 % abnimmt³. Es ist darauf zu achten, dass die Module im Betrieb nicht zu warm werden. Sie sind deshalb so zu montieren, dass eine Hinterlüftung möglich ist.

Tabelle 1 zeigt den Wirkungsgradabfall der multikristallinen und der amorphen Zellen gegenüber der monokristallinen Zelle. Die Module haben stets einen kleineren Wirkungsgrad als die Einzelzellen. Ursachen hierfür sind die nicht genutzten Modulflächen, die sich aus den Zell- und Randabständen ergeben, und sogenannte „Mismatch-Verluste“, die entstehen, wenn Zellen mit geringfügig variierenden Kennwerten verschaltet werden (die schwächste Zelle ist maßgebend).

Tabelle 1: Orientierungswerte für übliche Wirkungsgrade

		Wirkungsgrad unter Standardbedingungen in %	Mittlerer Wirkungsgrad im praktischen Betrieb ausgeführter Anlagen in %
Zelle	monokristallin	14 bis 18	Wird nicht angegeben
	multikristallin	13 bis 15	
	amorph	7 bis 10	
Modul	monokristallin	10 bis 14	Wird nicht angegeben
	multikristallin	9 bis 13	
	amorph	5 bis 7	
Gesamtanlage (System)	mono- und multikristallin	Wird nicht angegeben	7,2 bis 10,3

Quellen: target (2000), Staiß (2003), Photon (1998), ISE (1997), Kaltenbach (2002), Becker (2003)

Gute Wechselrichter arbeiten bei Nennleistung mit einem maximalen Wirkungsgrad von bis zu 97 %. Bei kleineren Leistungen fällt der Wirkungsgrad leicht ab. Wenn die Leistung unter 20 % der Nennleistung sinkt, fällt der Wirkungsgrad deutlich ab. Gute Wechselrichter haben aber im Teillastbereich von 10 % der Nennleistung noch einen Wirkungsgrad von etwa 90 % (Becker G. (2003) und IE (1999)).

Um verschiedene Wechselrichter vergleichen zu können, wurde ein Europäischer Wirkungsgrad als Jahreswert definiert. Er berücksichtigt die in Mitteleuropa auftretenden Bestrahlungsstärkeklassen durch eine Wichtung. Neue Wechselrichter haben Euro-Wirkungsgrade im Bereich von 91 % bis 95 %.

Der Systemwirkungsgrad berücksichtigt alle Verluste in Zellen, Modulen, Wechselrichtern und anderen Anlagenkomponenten. Außerdem sind Minderungen durch eine nicht optimale Ausrichtung des Generators enthalten (vgl. Kapitel 7.4). Der Systemwirkungsgrad ist ein Jahresmittelwert. Nach ISE (1997) werden für 30 % der besten Anlagen des 1000-Dächer-Programms Systemwirkungsgrade von 9,1 bis 10,3 % an-

³ Beispiel: Ein STC-Wirkungsgrad von 12 % hat bei 45 °C nur noch einen Wert von 10,8 %.

gegeben, in Kaltenbach (2002) und Becker G. (2003) sind es 7,2 % bis 10,1 % (vgl. Tabelle 1).

Die Nennleistung, die der Hersteller von Solarmodulen angibt, bezieht sich ebenfalls auf Standardtestbedingungen. Es handelt sich bei der Nennleistung, die auch Peakleistung genannt wird, um einen maximalen Leistungswert bei einer Einstrahlungsstärke von 1000 W/m². Die Wattangaben für Zellen und Module werden deshalb mit dem Zusatz "p" versehen ("p" steht für engl. peak = Spitze)⁴. Im praktischen Betrieb schwankt die Einstrahlung sehr stark, so dass die tatsächliche Leistung die meiste Zeit kleiner ist als die Nennleistung.

1.6 Photovoltaikanlagen auf Gebäuden

1.6.1 Wohngebäude mit PV-Anlage

Abbildung 5 zeigt das Schema einer PV-Anlage mit den Hauptkomponenten. Da der erzeugte Strom ins öffentliche Netz gespeist wird, werden ein Einspeisezähler für die Abgabe ans Netz und ein Bezugszähler für die Hausversorgung benötigt.

Die Installation eines Solargenerators erfolgt auf einem Gebäudedach mit Hilfe eines Tragegestells, dessen Ausführung sich nach der Art des Daches und der Art der Anbringung richtet. Bei Satteldächern können die Module auf der Dachhaut angebracht werden (Aufdachmontage) oder wie ein Dachfenster in die Dachhaut eingelassen werden (Dachintegration). Die Ausrichtung ist weitgehend vorgegeben.

Bei der Montage auf Flachdächern kann der Solargenerator optimal ausgerichtet werden. Wird bei Flachdächern zur Montage die Dachhaut durchbohrt, dann muss eine sehr sorgfältige Abdichtung durchgeführt werden.

Sehr wichtig ist, dass Solargeneratoren generell dort angebracht werden, wo dauernd keine Abschattung durch Nachbargebäude, Bäume oder Sonstiges erfolgt. Ein weiterer Punkt ist die Ästhetik der Installation. Bei einer optisch ansprechenden Gestaltung werden die PV-Module als weniger störend wahrgenommen.

⁴ Beispiel: 100 W_p = 100 Watt Peak, die Peak- oder Spitzenleistung beträgt 100 Watt

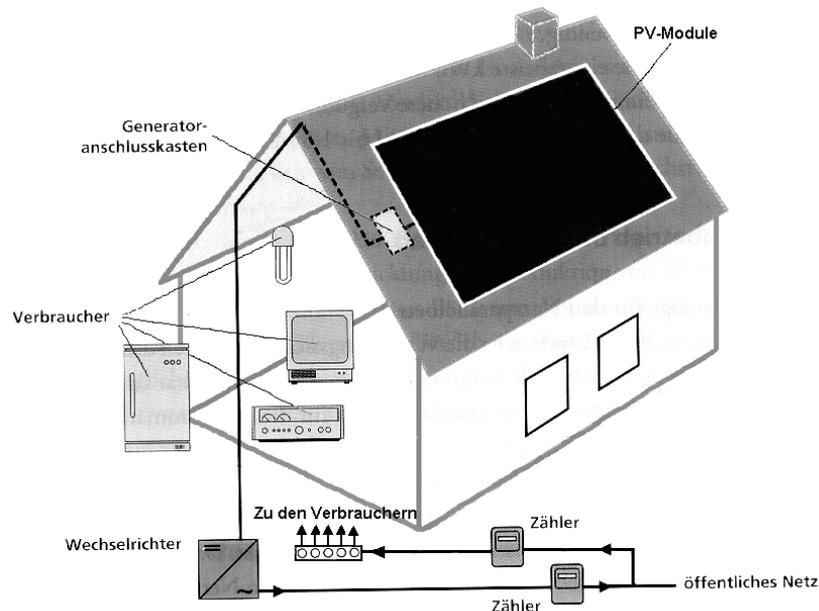


Abbildung 5: Schema eines Wohngebäudes mit PV-Anlage (nach target, IBC (2000))

1.6.2 Wirtschaftsgebäude mit PV-Anlage

In der Regel haben Landwirte große Dachflächen zur Verfügung, denn neben dem Wohngebäude sind Stall-, Lager- oder Maschinengebäude vorhanden. Aber nicht alle Flächen können so ohne weiteres für die Photovoltaik genutzt werden. So ist bei Satteldächern nur die von der Sonne beschienene Dachhälfte für eine Installation von Modulen geeignet. Nicht nutzbar sind Dachflächen, die von Bäumen oder Nachbargebäuden zu bestimmten Tages- oder Jahreszeiten beschattet werden.

Ein weiteres Hindernis kann der Dachstuhl sein. Bei Wohnhäusern ist die Dachunterkonstruktion in der Regel so ausgeführt, dass sie zusätzliche Lasten aufnehmen kann. Bei den Dächern der Wirtschaftsgebäude ist dies nicht immer der Fall. Sie bestehen aus Eternit, Blech oder ähnlichen Baustoffen. Der Dachstuhl von Wirtschaftsgebäuden ist möglicherweise nicht für größere zusätzliche Belastungen ausgelegt. Eventuelle Probleme in der Statik erfordern eine Verstärkung der Unterkonstruktion oder den Einsatz spezieller, besonders leichter PV-Systeme.

Neben den Dachflächen verfügt der Landwirt oft auch über Freiflächen. Werden auf solchen Flächen PV-Anlagen installiert, dann ist zu beachten, dass es nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu geringeren Vergütungen kommen kann.

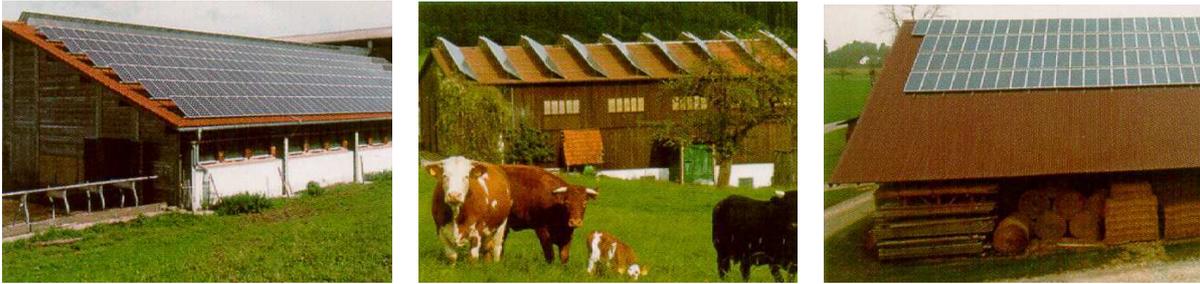


Abbildung 6: Beispiele für landwirtschaftliche PV-Anlagen (Quelle: pro solar)

1.7 Wie eine optimale Energieausbeute erreicht wird

1.7.1 Regionale Verteilung der Einstrahlung

Die Sonnenstrahlung setzt sich aus zwei Anteilen zusammen, der direkten Strahlung bei freiem Himmel und der diffusen Strahlung bei bedecktem Himmel. Im Jahresmittel ist der Anteil der diffusen Strahlung etwas größer. Beide Strahlungsarten können von der Solarzelle genutzt werden. Die Summe aus direkter und diffuser Strahlung bezeichnet man als Globalstrahlung.

Die Strahlungsleistung, auch Bestrahlungsstärke genannt, wird in Watt oder Kilowatt pro Quadratmeter angegeben (W/m^2 oder kW/m^2) und die eingestrahlte Energie in Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m^2). Die eingestrahlte Energiemenge ergibt sich aus der mittleren Strahlungsleistung, multipliziert mit der Zeit⁵.

Die Jahresenergie der Globalstrahlung ist die in einem Jahr auf eine horizontale Fläche von einem Quadratmeter eingestrahlte Energie. Die geographische Verteilung der Globalstrahlung in Deutschland zeigt ein deutliches Süd-Nord-Gefälle. Die Globalstrahlungswerte verteilen sich in etwa wie folgt:

Süden:	1050 – 1250 kWh/m^2
Mitte:	950 – 1050 kWh/m^2
Norden:	900 – 1000 kWh/m^2
Mittelwert:	1060 kWh/m^2 .

Mit der Einstrahlung verändert sich entsprechend der Ertrag der PV-Anlage. So kann der Unterschied im Jahresenergieertrag zwischen einem schlechten Standort im Norden und einem guten Standort im Süden rund 20 % betragen.

⁵ Beispiel: Beträgt die mittlere Leistung der Sonneneinstrahlung $800 W/m^2$ ($0,8 kW/m^2$) für eine Zeit von 5 Stunden (h), dann ergibt sich eine eingestrahlte Energiemenge von $4 kWh/m^2$.

Die oben genannten Globalstrahlungswerte sind langjährige Mittelwerte. Die jährlichen, witterungsbedingten Schwankungen belaufen sich auf etwa $\pm 20\%$. Wegen der Schwankungen des Sonnenenergieangebots ist es bei der Planung einer Anlage wichtig, die langjährigen, regionalen Einstrahlungswerte vom Wetterdienst zu verwenden. Wird bei der Planung mit zu optimistischen Werten gerechnet, dann führt das zu Enttäuschungen, weil der erwartete Ertrag nicht erreicht werden kann.

1.7.2 Unregelmäßigkeiten der Einstrahlung

Die Sonneneinstrahlung verändert sich durch folgende Effekte:

- *Tag-Nacht Unterschiede* in der Einstrahlung.
- *Tägliche Schwankungen durch den Sonnenstand.* Stetiger Anstieg der Bestrahlungsstärke von 0 W/m^2 am Morgen bis auf den Maximalwert am Mittag von 900 W/m^2 bis zu 1000 W/m^2 und Abfall bis zum Abend auf 0 W/m^2 .
- *Witterungsbedingte Unterschiede.* Bei bedecktem Himmel beträgt die Bestrahlungsstärke im Mittel nur 50 W/m^2 bis 250 W/m^2 .
- *Jahreszeitliche Unterschiede.* Im Sommer fallen ca. 75 % der Jahresenergie an und im Winter nur 25 %.

Alle diese Einflüsse führen dazu, dass die Energieproduktion einer PV-Anlage sehr ungleichmäßig verläuft, was energiewirtschaftlich ein gravierender Nachteil ist.

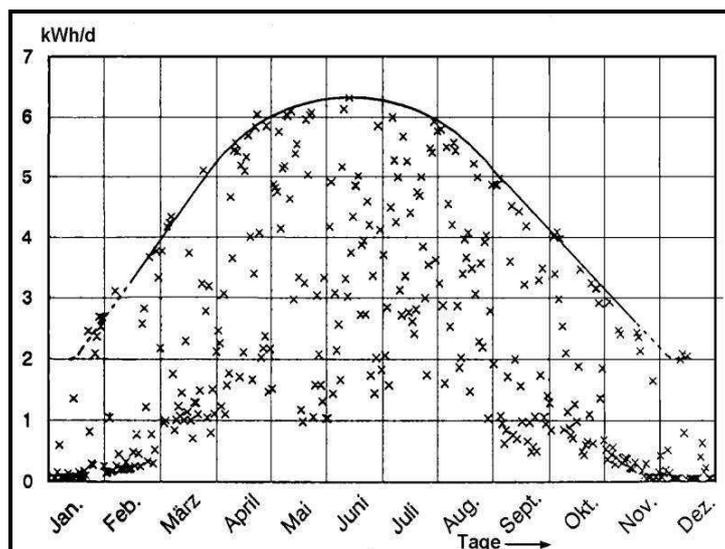


Abbildung 7: Schwankungen der elektrischen Tagesenergie für eine 1 kW_p Anlage (RWE)

Abbildung 7 zeigt die Schwankungen der täglich erzeugten Energie einer 1 kW_p PV-Anlage an einem Standort in Essen bei optimaler Ausrichtung der Module. Das Maximum liegt bei etwa 6.3 kWh/d⁶. In den warmen Monaten von Anfang April bis Ende August schwanken die Werte im Bereich von etwa 1 kWh/d bis 6 kWh/d. In den verbleibenden kalten Monaten liegen die weitaus meisten Werte unter 1 kWh/d. Natürlich ändert sich die Verteilung von Jahr zu Jahr mit der Wetterlage, trotzdem wird immer eine sehr große Streuung der Tageserträge bleiben.

Der Jahresertrag nach Abbildung 7 beläuft sich in dem betrachteten Jahr auf etwa 830 kWh/kW_p (vgl. Kapitel 7.3).

1.7.3 Erzielbare Jahreserträge

Der Jahresertrag einer PV-Anlage ist die jährlich eingespeiste elektrische Energie in kWh, bezogen auf die Peakleistung in kW_p. Er ist abhängig vom Standort, von der Ausrichtung, von der Witterung und von der Güte der Anlage.

Nach ISE (1997) liegen die Jahreserträge aus dem 1000-Dächer-Programm im Bereich von 500 kWh/kW_p bis etwas über 900 kWh/kW_p (Mittelwert 723 kWh/kW_p).

Mit heutigen Anlagen sind in Süddeutschland 750 kWh/kW_p bis 950 kWh/kW_p erreichbar und in Norddeutschland 650 kWh/kW_p bis 850 kWh/kW_p.

Diese Zahlen bedeuten, dass die Anlagen umgerechnet soviel elektrische Energie produzieren, als würden sie mit 650 bis 900 Vollaststunden pro Jahr laufen. Bezogen auf die Gesamtzeit eines Jahres von 8.760 Stunden entspricht das einer rechnerischen Auslastung von lediglich 7 % bis 10 %. Diese niedrigen Werte werden durch das unregelmäßige Sonnenenergieangebot verursacht. Hier liegt einer der Gründe, warum die Stromgestehungskosten der Photovoltaik so hoch sind.

Im Betrieb kommt es zu Verschmutzungen und zu allgemeinen Alterungseffekten, die den Ertrag einer Anlage mindern. Nach Becker (2003) können durch Verschmutzungen Leistungsreduzierungen von 2-3 % schon nach einem Jahr auftreten. Das Niveau dieser Leistungsreduzierung bleibt dann über die Lebensdauer etwa konstant. In ungünstigen Ausnahmefällen kann der Verlust aber auch größer werden. Dies ist bei einer langfristigen Ertragsberechnung entsprechend zu berücksichtigen.

⁶ "d" steht für engl. day (Tag)

1.7.4 Einfluss der Ausrichtung auf den Jahresertrag

Die Ausrichtung eines Solargenerators wird durch den Neigungswinkel und den Azimutwinkel beschrieben. Beide sind unabhängig voneinander. Der Neigungswinkel gibt die Abweichung von der Horizontalen an. Dabei wird die Horizontallage mit 0° gekennzeichnet und die senkrechte Stellung mit 90° . Übliche Satteldächer haben eine Neigung von 30° bis 60° und Flachdächer von 0° . Der Azimutwinkel beschreibt die Ausrichtung der Generatorfläche nach der Himmelsrichtung.

In Tabelle 2 ist der erreichbare jährliche Solarenergieertrag in Prozent in Abhängigkeit von der Ausrichtung der Module dargestellt. Der höchste Ertrag von 100 % ergibt sich bei Ausrichtung nach Süden und einer Neigung von etwa 30° . Veränderungen des Neigungswinkels im Bereich von 20° bis 45° fallen bei Südausrichtung kaum ins Gewicht, die Minderung beträgt nur 2 %. Südwest- oder Südost-Ausrichtung reduzieren den Ertrag bei optimaler Neigung von 30° schon um 5 %. Der Ertrag sinkt um so stärker, je weiter man sich von dem optimalen Wert entfernt.

Winkel unter 20° sind nicht sinnvoll, weil die Neigung nicht reicht für die reinigende Wirkung des Regens und Schnee rutscht auch nicht gut genug ab. Es kommt dadurch zu zusätzlichen Ertragsverlusten. Bei einer senkrechten Anordnung der Module mit Südausrichtung erreichen die Verluste 30 % und in anderen Himmelsrichtungen noch viel mehr. Energetisch gesehen ist die senkrechte Anordnung z.B. an Fassaden am ungünstigsten.

Tabelle 2: Ausrichtung und Jahresertrag (Orientierungswerte)

Himmelsrichtung	Neigungswinkel der Module gegen die Horizontale				
	20°	30°	45°	60°	90°
Süd	97%	100%	97%	93%	70%
Südwest oder Südost	94%	95%	93%	88%	68%
West oder Ost	88%	85%	79%	71%	55%

Tabelle 2 zeigt, wie wichtig die Ausrichtung ist. Eine Anlage mit weniger guten, billigen Zellen aber einer optimalen Ausrichtung kann höhere Erträge erzielen, als eine Anlage mit effektiveren Zellen aber einer ungünstigen Ausrichtung.

1.8 Checkliste für Planung, Kauf und Betrieb einer Anlage

Die folgende Liste bietet brauchbare Informationen, kann aber eine Fachfirma nicht ersetzen. Die Empfehlungen sind abgeleitet aus: EnBW, greenpeace (1997), hessen Energie (2002), IE (1999), IWR (2004) und target (2000).

- Dachflächenbedarf:** Je nach Anlagenqualität und Ausrichtung werden 10 m² bis 14 m² pro 1 kW_p Anlagenleistung benötigt. Die Dachfläche muss zu jeder Tages- und Jahreszeit schattenfrei sein.
- Dachausrichtung/
Modulausrichtung:** Südausrichtung mit 30-35° Neigung ist optimal. Akzeptabel ist eine Ausrichtung zwischen Südwest und Südost und eine Neigung zwischen 20° bis 45°.
- Dachausführung:** Dach muss für die Befestigung von PV-Modulen geeignet sein und Zusatzlasten aufnehmen können (Dachstatik).
- Baugenehmigung:** In der Regel ist eine Baugenehmigung für Anlagen auf Dachflächen nicht erforderlich. Einschränkungen ergeben sich, wenn die Anlage über das Dach hinaus ragt, durch den Denkmalschutz und ggf. durch örtliche Bebauungspläne. Im Einzelfall sind Genehmigungsfragen bei der Kommune zu klären.
- Jahresertrag:** Als Anhaltswerte gelten in Süddeutschland 750 bis 900 kWh/kW_p und in Norddeutschland 650 bis 800 kWh/kW_p. Ertragsminderungen entstehen sich an weniger guten Standorten, durch nicht optimale Neigung und Orientierung sowie durch weniger effiziente Module. Die Angabe eines garantierten Mindestertrages sollte gefordert werden.
- Informationen:** Es ist wichtig, sich Informationen über Technik, Preise, Leistungsfähigkeit usw. bei neutralen Stellen zu erfragen, wie z.B. Verbraucherzentralen, Beratungsstellen, Stadtwerken, Energieagenturen oder Solarverbänden. Hilfreich sind Informationen von seriösen Organisationen im Internet und Besuche von Messen und Ausstellungen.
- Angebot einholen:** Auf jeden Fall mehrere Angebote zum Vergleich einholen, Referenzanlagen ansehen und Installationsbetrieb in Ruhe auswählen. Objektive Beratung, seriöse Ertragsrechnung, Kosten, technische Ausstattung, Schutzmaßnahmen, Bauausführung von Referenzanlagen und Service beachten.
- Garantieleistungen:** Genaue Beschreibung der Garantieleistungen. Üblicherweise werden bei Modulen Garantien auf Material und Verarbeitung von 2 bis 5 Jahren gegeben und Leistungsgarantien für 20 bis 25 Jahre. Wichtig sind Ertragsgarantien. Für Wechselrichter werden üblicherweise Garantieleistungen von 2 bis 5 Jahren angeboten, z.T. auch bis 10 Jahre.
- Netzanschluss:** Vor dem Kauf der Anlage ist der Netzanschluss, der die Einhaltung bestimmter Vorschriften erfordert, mit dem zuständigen

	Versorgungsnetzbetreiber abzustimmen. Hierzu sind von einem eingetragenen Elektroinstallateur verschiedene Unterlagen einzureichen. Es ist zu beachten, dass Anschlusskosten entstehen, die der Betreiber zu tragen hat.
Bau der Anlage:	Bauausführung durch sorgfältig ausgewählten Fachbetrieb. Der Netzanschluss muss von einem zugelassenen Elektrohandwerker durchgeführt werden.
Dokumentation:	Aushändigung der technischen Anlagedaten, Betriebsanleitungen, Wartungsempfehlungen, Inbetriebnahme- und Prüfprotokolle sowie sonstige Schriftstücke und Dokumente.
Inbetriebnahme:	Überprüfung der Komponenten, Anschlüsse, Leitungen, Schutzmaßnahmen usw. durch die Fachfirma und Erstellung eines Inbetriebnahme- und Messprotokolls. Einweisung des Betreibers.
Kontrolle:	Es wird empfohlen, dass der Betreiber möglichst häufig regelmäßige Sichtkontrollen der Generatorfläche durchführt sowie monatlich Funktionsanzeigen und Sicherheitseinrichtungen überprüft und den Einspeisezähler abliest. Überprüfung nach starken Gewittern.
Erfolgsvergleich:	Vergleich des Ertrags mit den Erwartungswerten und mit anderen Anlagen aus der Region, Abgleich mit Einstrahlungsdaten, Fehleranalyse bei Minderertrag.
Wartung:	Wartungsvertrag mit einer Fachfirma.

1.9 Beitrag der Photovoltaik zum Umwelt- und Klimaschutz

Da PV-Anlagen Sonnenenergie direkt in Strom umwandeln entstehen beim Betrieb keine Emissionen von Schwefeldioxid, Stickoxiden, Kohlenmonoxid, Stäuben und Kohlendioxid wie z.B. bei Kohlekraftwerken. Wird PV-Strom in das öffentliche Netz eingespeist, dann wird die Erzeugung in den herkömmlichen Kraftwerken reduziert und gleichzeitig deren Emission verringert.

Durch eine PV-Anlage mit einer Leistung von 1 kW_p werden jährlich ca. 1.000 kg CO₂ eingespart, wenn man gegen ein Braunkohlekraftwerk rechnet. Im Mittel wird pro Kilowattstunde PV-Strom ein Kilogramm CO₂ eingespart.

Bei der Herstellung, Nutzung und Beseitigung einer PV-Anlage muss relativ viel Energie eingesetzt werden. Dieser Energieeinsatz wird durch die energetische Amortisationszeit bewertet. Sie gibt an, in welcher Zeit eine Anlage die Energiemenge erzeugt hat, die für ihre Herstellung, Nutzung und Beseitigung benötigt wurde.

Durch rationellere Herstellungsverfahren ist der Energieaufwand in den letzten Jahren deutlich gesunken. Heute werden Zahlen von 3 bis 5 Jahren für die energetische Amortisation angegeben. Bei einer Lebensdauer von 20 bis 25 Jahre übertrifft die Nettoerzeugung den Energieaufwand zur Herstellung, Nutzung und Beseitigung um ein Vielfaches.

1.10 Bisherige Entwicklung und zukünftige Aussichten

Um 1990 waren in Deutschland nur wenige Photovoltaikanlagen installiert. Die Technik wurde als vielversprechend eingeschätzt, aber die Marktentwicklung war gehemmt. Um dies zu ändern, startete 1991 das 1000-Dächer-Photovoltaik-Förderprogramm. Dem schlossen sich verschiedene Förderprogramme in den Kommunen und Ländern an. Obwohl es zu einer weiteren Ausdehnung der Installationen kam, verlief die Entwicklung schleppend. Der große Durchbruch kam 2000 mit der Einführung des "Erneuerbare-Energien-Gesetzes". Von 2000 bis 2001 wurde mehr dazu gebaut, als in den letzten 10 Jahren davor.

Im Jahr 2001 hatte sich die gesamte installierte Leistung auf rund 180 MW_p ⁷ erhöht. Diese Leistung entspricht einer Modulfläche von knapp 2 Mio. m² oder 2 km².

Trotz dieser großen Zuwachsraten ist der Beitrag der Photovoltaik zur deutschen Stromversorgung noch sehr gering. So wurden 2001 rund 0,116 TWh⁸ erzeugt, die bezogen auf die deutsche Gesamterzeugung von 590 TWh einen Anteil von knapp 0,02 % darstellen.

Doch die Photovoltaik hat Zukunftspotenzial. Die gesellschaftliche Akzeptanz und das Image nehmen in Deutschland laufend zu. Auf dem Weltmarkt entsteht ebenfalls ein steigender Bedarf. Die Anzahl der industriellen Hersteller hat in den letzten Jahren zugenommen.

Insgesamt werden die für Solarthermie und Photovoltaik nutzbaren Dachflächen von Gebäuden auf rund 800 Mio. m² geschätzt. Für die Schätzung der Photovoltaik-Potenziale wird unterstellt, dass die Hälfte der Dachfläche von rund 400 Mio. m² zur Verfügung steht. Davon entfallen etwa 24 Mio. m² auf die Landwirtschaft. Bei einem

⁷ 1 MW = 1.000 kW

⁸ 1 TWh = 1.000.000.000 kWh (eine Milliarde kWh)

mittleren Jahresertrag in Deutschland von 850 kWh/kW_p hat diese Fläche ein Potenzial zur Stromerzeugung von rund 50 TWh, davon 3 TWh in der Landwirtschaft. Das ist 400 mal mehr Energie als heute mit Photovoltaik erzeugt wird. Bezogen auf die heutige Stromerzeugung von 590 TWh entsprechen 50 TWh einem Anteil von 8,5 %.

1.11 Literatur

- Becker G. (2003), Stand der Technik und neue Entwicklungen in der Photovoltaik, Fachhochschule München-Solarlabor und Solarenergieförderverein Bayern e.V., www.sev-bayern.de/frames/service/vortrag_tum.pdf
- Becker H. (2003), Systemanalyse von Photovoltaik-Fassadenanlagen, TÜV Immissionsschutz und Energiesysteme GmbH, Köln, www.ag-solar.de/projekte/berichte/26110700.pdf
- EnBW, Würth Solar, Kurzinformation zu Photovoltaik-Anlagen, Quelle: Internet. http://www.enbw.com/media/pdf/de/energie_von_enbw/privatkunden/enbw_pv_kurzinfo.pdf?
- hessen ENERGIE (2002), Checkliste PV-Anlagen, www.hessenENERGIE.de
- greenpeace (1997), Bauliche Voraussetzungen für Photovoltaik-Anlagen, <http://archiv.greenpeace.de>
- IE (1999), Energie Photovoltaik, Netzgekoppelte Anlagen, Hrsg. Informationszentrum Energie, Landesgewerbeamt Baden-Württemberg, Stuttgart
- ISE (1997): 1000-Dächer Mess- und Auswerteprogramm, Freiburg.
- IWR (2004), Errichtung einer Photovoltaikanlage, Internationales Wirtschaftsforum (IWR), www.iwr.de/
- IZE (1996): Strom aus Sonnenlicht (Photovoltaik), Strombasiswissen Nr. 110, Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V., Frankfurt am Main
- Kaltenbach, K. (2002): Photovoltaik-Vergleichsanlage der Fachhochschule Lünebeck, <http://solar.fh-luebeck.de/images/kaltenb.pdf>
- target (Hrsg.), (2000): Handbuch Photovoltaische Solaranlagen, Hannover

2.0 Wirtschaftlichkeit der Solarstromerzeugung

Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verbessert die Rahmenbedingungen für Solarstrom deutlich. Nach der neuen Vergütungsregelung erhalten alle Solarstromanlagen, die im Jahr 2004 neu ans Netz gehen, eine Mindestvergütung von 45,7 Cent pro Kilowattstunde (kWh) eingespeisten Strom. Diese Vergütung gilt für Freilandanlagen allerdings mit einigen einschränkenden Bedingungen (siehe Tabelle 3). Für Photovoltaikanlagen, die ausschließlich an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind erhöht sich die Vergütung. Sie beträgt mindestens

- 57,4 Cent pro Kilowattstunde für die ersten 30 Kilowatt Leistung,
- 54,6 Cent pro Kilowattstunde für die 30 Kilowatt übersteigende Leistung bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 100 Kilowatt und
- 54,0 Cent pro Kilowattstunde für die 100 Kilowatt übersteigende Leistung.

Demzufolge werden beispielsweise bei einer Dachanlage mit 150 Kilowatt (kW) installierter Leistung 20 % des eingespeisten Stroms ($30 \text{ kW} / 150 \text{ kW} = 20 \%$) mit 57,4 Cent/kWh, 46,7 % ($70 \text{ kW} / 150 \text{ kW} = 46,7 \%$) mit 54,6 Cent/kWh und 33,3 % ($50 \text{ kW} / 150 \text{ kW} = 33,3 \%$) mit 54,0 Cent/kWh vergütet. Die durchschnittliche Vergütung für diese Anlage beträgt 54,96 Cent pro kWh. In den Mindestvergütungen ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

Beginnend mit dem Jahr 2005 werden die Mindestvergütungen um 5 % gesenkt. Ab 2006 erhöht sich der Abschlag für Freilandanlagen auf 6,5 % pro Jahr. Das gilt aber nur für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen. Die im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme geltende Einspeisevergütung erhält der Anlagenbetreiber wie beim alten EEG für das Inbetriebnahmejahr und weitere 20 Jahre. Mehrere Photovoltaikanlagen auf oder an einem Gebäude, die innerhalb von sechs aufeinanderfolgenden Monaten in Betrieb genommen werden, gelten als eine Anlage und werden entsprechend vergütet.

Tabelle 3: Die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Überblick

Anlagen die im Jahr 2004 neu in Betrieb genommen werden erhalten eine Mindestvergütung von	45,7 Ct/kWh ¹⁾	
Für Anlagen an/auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden erhöht sich die Mindestvergütung	Leistung	
	bis 30 kW	11,7 Ct/kWh
	ab 30 kW	8,9 Ct/kWh
	ab 100 kW	8,3 Ct/kWh
Die Mindestvergütung erhöht sich zusätzlich, wenn die Anlage nicht auf dem Dach oder als Dach des Gebäudes angebracht ist und einen wesentlichen Bestandteil des Gebäudes bildet, um	5,0 Ct/kWh	
Absenkung der jeweils gültigen Mindestvergütung des Vorjahres <u>ab dem 1. Januar 2005</u> für Anlagen, die ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommen werden, um <u>ab dem 1. Januar 2006</u> für Anlagen, die ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommen werden***)	5,0 % pro Jahr ^{**)} 6,5 % pro Jahr ^{**)}	
Die im Jahr der Inbetriebnahme gültigen Mindestvergütungen sind zu zahlen für das Jahr der Inbetriebnahme und weitere	20 Jahre	
<p>*) Einschränkungen für Freilandanlagen, die nach dem 30. Juni 2004 in Betrieb genommen werden. Im Gesetzestext wird „Freilandanlage“ umschrieben als Anlage, die „nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist“. Der Netzbetreiber ist nur zur Vergütung verpflichtet, wenn diese Anlagen vor dem 01. Januar 2015</p> <ul style="list-style-type: none"> • im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder • auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuches durchgeführt worden ist, in Betrieb genommen worden sind. <p>Die Mindestvergütung erhalten Freilandanlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplanes nur, wenn der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest <u>auch</u> zum Zwecke der Errichtung der Anlage aufgestellt oder geändert worden ist und</p> <ul style="list-style-type: none"> • sich die Anlage auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplanes bereits versiegelt waren, • auf Konversionsflächen wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung oder • auf Grünlandflächen befindet, die zur Errichtung dieser Anlage im Bebauungsplan ausgewiesen sind und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt wurden. <p>***) und nicht an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind.</p>		

Zwar wurde die Förderung über das "100.000 Dächer-Solarstromprogramm" Mitte des Jahres 2003 eingestellt, nach wie vor gibt es aber Möglichkeiten die Investition über zinsgünstige Darlehen zu finanzieren. Bundesweit können beispielsweise folgende zinsgünstige Darlehen in Anspruch genommen werden:

Tabelle 4: Konditionsübersicht (Auszug Stand: April 2004)

Bezeichnung	Laufzeit in Jahren	Tilgungsfreie Anlaufjahre	Zinsbindungsfrist in Jahren	Auszahlungskurs in %	Zinssatz nominal in % p.a.	Zinssatz effektiv in % p.a.
Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)						
CO ₂ -Minderungsprogramm (nur für Wohngebäude)	10/20	2/3	10/10	96	3,25/3,75	4,04/4,37
KfW-Umweltprogramm	10/20	2/3	10/20	96	3,75/4,50	4,58/5,06
ERP-Umwelt und Energiesparprogramm West	10	2	10	100	4,50	4,58
Landwirtschaftliche Rentenbank Sonderkreditprogramme						
Landwirtschaft/Dorferneuerung und ländliche Entwicklung	10/20	3/3	10/10	100	4,45/4,70	4,50/4,76
Junglandwirte	10/20	3/3	10/10	100	4,25/4,50	4,30/4,55

Da sich die Darlehenskonditionen häufig ändern, macht es keinen Sinn, auf die Förderbedingungen im einzelnen einzugehen. Interessenten bekommen ausführliche und aktuelle Informationen über die Hotline der genannten Kreditinstitute, im Internet (www.kfw.de; www.rentenbank.de) oder bei den Hausbanken.

Darüber hinaus gibt es in einzelnen Bundesländern Förderprogramme. Beispielsweise stellt Schleswig-Holstein für landwirtschaftliche Betriebe im Rahmen des Agrarinvestitionsförderprogramms (AFP) Mittel bereit. Danach können Betriebe bei Investitionen bis zu 50.000 € netto einen Zuschuss bis 20 % und bei Investitionen über 50.000 € einen Zuschuss von bis zu 10 % der anrechenbaren Kosten bekommen. Zusätzlich gibt es eine Zinsverbilligung bei Investitionen über 50.000 € in Höhe von bis zu 3,5 %, die kapitalisiert in einem Betrag als Zinszuschuss ausbezahlt wird.

In jedem Fall ist es empfehlenswert, sich über Fördermöglichkeiten bei der Landwirtschaftskammer oder dem Landwirtschaftsamt zu informieren.

Wie rechnen sich Photovoltaikanlagen unter den neuen Rahmenbedingungen? Die folgenden Kalkulationen sollen investitionswilligen Landwirten eine Entscheidungshilfe geben.

2.1 Modellannahmen

Grundlage der Beispielsrechnung ist eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage mit 60 kW_p installierter elektrischer Solargeneratorleistung (kW_p = Kilowatt peak = Spitzenleistung unter Testbedingungen).

Wie viel Strom diese Anlage produziert, hängt in erster Linie vom Standort ab: vom Strahlungsangebot der Sonne und von der Ausrichtung der Module zur Sonne. Zu keiner Tages- und Jahreszeit dürfen Bäume, benachbarte Gebäude, Schornsteine oder Antennen Schatten auf die Module werfen. Die Ertragseinbußen alleine durch Verschattung können mehr als 20 % betragen. Bei Dachneigungen unter 25° besteht zunehmend die Gefahr, dass Schmutz oder im Winter Schnee auf den Modulen verbleibt und die Stromerzeugung behindert. Daneben vermindern unvermeidliche, in ihrer Höhe aber beeinflussbare Systemverluste den Stromertrag. Beispielsweise hängt die mittlere Betriebstemperatur und damit die Leistung der Photovoltaikmodule nicht unwesentlich von der Hinterlüftung ab. Als grobe Faustregel gilt: Die Leistung der Photovoltaikmodule verringert sich gegenüber der Typenschildangabe bei 25 °C (Testbedingungen) um rund 0,5 % pro Grad Celsius Erhöhung der Betriebstemperatur und steigt sich bei Temperaturen unter 25 Grad Celsius um den gleichen Faktor. Auch Wechselrichter können den Gleichstrom nicht verlustfrei in Wechselstrom umwandeln. Insgesamt muss man bei größeren Anlagen mit Systemverlusten von 15 bis 25 bezogen auf den Modulwirkungsgrad rechnen.

Um den unterschiedlichen Bedingungen Rechnung zu tragen, sind in der Modellrechnung drei Stromerträge in Höhe von 800, 900 und 1000 kWh pro Jahr und kW_p angenommen. Höhere Erträge sind an sehr günstigen Standorten möglich. Ob sie allerdings im Durchschnitt über die gesamte Laufzeit der Anlage (20 Jahre) zu erreichen sind, ist eher unwahrscheinlich.

In der Kalkulation wird zusätzlich zwischen Dach- und Freilandanlagen unterschieden. Auf dem Dach sollen multikristalline Module mit relativ gutem Wirkungsgrad von 11,1 % zum Einsatz kommen. Für größere Anlagen muss man mit Anschaffungskosten (einschließlich Wechselrichtern, Montage und Netzanbindung) in Höhe von ca. 4.300 €/kW_p ohne Mehrwertsteuer rechnen. Auch günstigere Preise sind bekannt – zähes verhandeln und die Gründung von Einkaufsgemeinschaften können sich lohnen. Im Freiland ist der Flächenverbrauch nicht so entscheidend, deshalb werden billigere Dünnschichtmodule mit einem etwas geringeren Modulwirkungsgrad von 9,4 % eingesetzt. Vorteilhaft ist, dass man für die Montage kein Gerüst aufstellen muss; die Montage geht schneller und kostet deshalb weniger. Die Ständer sind einfach und kostengünstig zu erstellen, wenn man z. B. gebrauchte Autobahnleitplanken verwendet. Nachteilig ist, dass

- Versicherungen meist eine Umzäunung mit mindestens 2 Meter Höhe (ca. 50 €/m) fordern,
- Pflege- und Nutzungskosten der landwirtschaftlichen Nutzfläche anfallen können,
- eventuell der nächst mögliche Netzverknüpfungspunkt weiter entfernt ist und
- möglicherweise Auflagen vom Landratsamt, wie zum Beispiel die Anpflanzung einer Hecke als Sichtschutz, beachtet werden müssen.

Insgesamt gesehen, sind Freilandanlagen in der Regel billiger zu erstellen als Dachanlagen. Für die Kalkulation wurden 4.000 €/kW_p ohne Mehrwertsteuer angesetzt. Die weiteren Modellannahmen sind in der Tabelle 5 zusammengestellt.

Tabelle 5: Modellannahmen

	Dach	Freiland
Technische Parameter		
Anlagengröße	60 kW _p	60 kW _p
Solarmodul	Multikristallin	CIS/Dünnschicht
Nennleistung	115 W _p	40 W _p
Wirkungsgrad	11,1 %	9,4 %
Abmessung	1.220 x 850 mm	1.293 x 328 mm
Wechselrichter max. Gleichstrom(DC)-Leistung	2.200 W	2.200 W
Max. DC-Leistung/Nennleistung PV-Generator	88 %	88 %
Wirkungsgrad	95 %	95 %
Flächenbedarf für 60 kW _p	540 m ²	ca 2.500 m ²
Ökonomische Parameter		
Anschaffungskosten	4.300 €/kW _p	4.000 €/kW _p
Anschaffungskosten gesamt (A)	258.000 €	240.000 €
davon entfallen auf Wechselrichter	33.600	33.600
Preis Wechselrichter	1.400 €/Stück	1.400 €/Stück
Anzahl Wechselrichter	24	24
AfA Wechselrichter pro Jahr	10 %	10 %
AfA Anlage ohne Wechselrichter pro Jahr	5 %	5 %
Zinsen bzw. Zinsansatz	6 %	6 %
Versicherung der Anlage	25 €/kW _p	25 €/kW _p
sonstige Betriebskosten pro Jahr	0,30% von A	0,30 % von A

2.2 Gewinnermittlung

In einer ersten Beurteilung wird mit einer statischen Näherungsrechnung der jährliche Gewinn oder auch Verlust der beiden Anlagen ermittelt. Bei dieser Betrachtungsweise geht man davon aus, dass Einnahmen und Ausgaben über den gesamten Kalkulationszeitraum gleich bleiben. Die Annahme entspricht zwar nicht ganz der Wirklichkeit, vereinfacht aber die Berechnung deutlich.

2.2.1 Aufwand

Aufwendungen wie Abschreibung, Zinsansatz sowie Betriebskosten und Versicherung fallen für beide Varianten an. Photovoltaikanlagen (ohne Wechselrichter) sollten auf die Dauer der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung (20 Jahre) abgeschrieben werden. Module und Trägerkonstruktion erreichen diese Mindestlebensdauer auf jeden Fall – nach Meinung der Hersteller bzw. Anbieter. Trotzdem tut sich mancher schwer, die Produktgarantie über die gesetzlich vorgeschriebenen 2 Jahre hinaus zu verlängern, während andere schon mit „10 Jahren Produktgarantie“ werben. Nicht verwechselt werden dürfen Produkt- und Leistungsgarantie. Mit der Leistungsgewährleistung sichert der Hersteller lediglich zu, dass voll funktionsfähige PV-Module eine bestimmte Mindestleistung - meist 80 % der Mindestspitzenleistung lt. Produkt-

informationsblatt (= Nennleistung in W_p abzüglich Leistungstoleranz) - über einen festgelegten Zeitraum (ca. 10 bis 25 Jahre je nach Modultyp) erreichen. Ob man Module auf 20 Jahre abschreiben darf, wenn die Leistungsgarantie, wie bei manchen Dünnschichtmodulen, nur 10 Jahre beträgt? Es lohnt sich in jedem Fall das (oft) Kleingedruckte zu lesen!

Die Lebensdauer von Wechselrichtern ist in der Regel kürzer als die der PV-Module. Bei einer Kalkulation kann man ca. 10 Jahre (halbe Lebensdauer der PV-Module) ansetzen. Versuchen sollte man auch bei Wechselrichtern, die Produktgarantie über die gesetzlich vorgeschriebenen 2 Jahre hinaus zu verlängern.

Dringend zu empfehlen ist, die Photovoltaikanlage zu versichern. Eine Allgefahren-Versicherung schlägt mit rund 25 €/kW_p installierter Leistung zu Buche. Der Instandhaltungsbedarf ist gering. Die sonstigen Betriebskosten sind deshalb nur mit 0,3 % vom Investitionsvolumen angenommen. Aus diesem Betrag sollten sich die Miete des Stromzählers, kleine Instandhaltungsmaßnahmen, z. B. der elektrischen Verbindungen, und die Steuerberatungskosten abdecken lassen. Lohnkosten für Überwachung und Wartung sind nicht ausgewiesen. Eine Photovoltaikanlage sollte in der Regel wartungsfrei sein.

Bei der Freilandvariante muss man zusätzlich Pflege- und Nutzungskosten für die benötigte Fläche berücksichtigen. Im Beispiel werden die Photovoltaikmodule durch zweimaliges Mähen pro Jahr freigehalten. Für den Pflegeaufwand sind Kosten von ca. 30 € pro Arbeitsgang angesetzt. Zur Berechnung der Nutzungskosten ist ein Pachtpreis für Grünland in Höhe von 150 €/ha angenommen. Die Nutzungskosten für rund 2.500 m² betragen dann ca. 37 €/Jahr. Der wesentlich höhere Flächenbedarf der Freilandanlage gegenüber der Dachinstallation hat zwei Gründe. Zum einen müssen die Solarmodulreihen, um gegenseitige Beschattung zu vermeiden, in einem entsprechenden Abstand aufgestellt werden. Zum anderen hat das Dünnschichtmodul mit 10,6 m²/kW_p einen etwas höheren Platzanspruch als das polykristalline Modul mit ca. 9 m²/kW_p. Nicht ganz auszuschließen ist, dass bei Freilandanlagen zusätzlich erhebliche Kosten durch Vandalismus oder Moduldiebstahl entstehen können.

2.2.2 Ertrag

Der Stromertrag der Dachanlage errechnet sich wie folgt: Nach EEG werden für die ersten 30 kW 57,4 Cent/kWh und für die nächsten 30 kW 54,6 Cent/kWh bezahlt. Im Durchschnitt ergibt das eine Einspeisevergütung von 56,00 Cent/kWh für die Gesamtanlage mit einer installierten Leistung von 60 kW_p. Für Freilandanlagen gilt, unabhängig von der installierten Leistung, eine Einspeisevergütung von 45,7 Cent/kWh.

Der Gewinn bzw. Verlust ergibt sich dann aus der Differenz vom jeweiligen standort-spezifischen monetären Stromertrag und dem Aufwand (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Gewinn - bzw. Verlustermittlung

		Dach			Freiland		
Abschreibung	€/Jahr	14.580			13.680		
Zinsen/Zinsansatz (6 % von A/2)	€/Jahr	7.740			7.200		
Betriebskosten + Versicherung	€/Jahr	2.274			2.220		
Pflege-/Nutzungskosten	€/Jahr	-			97		
Aufwand gesamt	€/Jahr	24.594			23.197		
Stromertrag pro kW_p	kWh/Jahr	800	900	1.000	800	900	1.000
Ertrag gesamt	€/Jahr	26.880	30.240	33.600	21.936	24.678	27.420
Gewinn	€/Jahr	2.286	5.646	9.006	-1.261	1.481	4.223
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	51,24	45,54	40,99	48,33	42,96	38,66
Ø Einspeisevergütung	Ct/kWh	56,00			45,70		

Die Kalkulation zeigt für die Dachanlage auch bei einem mäßigen Stromertrag ein positives Ergebnis. Der durchschnittliche Gewinn liegt je nach Standortbedingung zwischen rund 2.300 und 9.000 €/Jahr. Leider ist das Ergebnis für die Freilandanlage nicht so positiv. Wegen der niedrigeren Einspeisevergütung ist der Gewinn der Freilandanlage trotz geringeren Anschaffungskosten um ca. 3.500 € bis 4.800 € niedriger als der einer vergleichbaren Dachanlage. Kann der Kapitalbedarf über die Inanspruchnahme von Förderprogrammen beispielsweise um 20 % gesenkt werden, vermindern sich der Zinsansatz um 1.548 € für die Dachanlage bzw. um 1.440 € für die Freilandanlage. Der Gewinn steigt jeweils um denselben Betrag. Liegt die Gewinnerwartung unter 1,5 % der Anschaffungskosten, lohnt es sich meist nicht zu investieren.

In diesem Zusammenhang ein Hinweis zur Anrechnung von Förderungen: Häufig wird die Meinung vertreten, dass bei der Abschreibung auf die Wiedergewinnung von Fördergeldern verzichtet werden könne, wodurch sich die Kapitalkosten deutlich vermindern. Betriebswirtschaftlich ist das nicht korrekt. Verzichtet man auf die Wiedergewinnung der Fördergelder, fehlt Geld, wenn vor Ende der Laufzeit der Gesamtinvestition größere Ersatzinvestitionen – ohne Fördermittel - zu finanzieren sind oder am Ende der Laufzeit eine wertgleiche Anlage wiederbeschafft werden soll. Leider hat dieser Rechenansatz Schule gemacht, um Investitionen schön zu rechnen.

Die statische Betrachtung allein kann aber noch keinen endgültigen Aufschluss darüber geben, ob die Investition wirklich sinnvoll ist.

2.2.3 Rentabilität und Liquidität bei dynamischer Betrachtung der Investition

Der Investor will normalerweise wissen: Nach wie vielen Jahren hat sich die Investition amortisiert und wie hoch ist die Rendite. Immerhin werden rund 250.000 € investiert. Da sollte man auch die Finanzierung der Investition genauer betrachten und nicht pauschal mit einem Zinsansatz von 6 % vom halben Anschaffungswert rechnen.

Diese Fragestellungen lassen sich nur beantworten, wenn man die jährlichen Einnahmen und Ausgaben (Zahlungsströme) berechnet. Mit dieser dynamischen Betrachtung lässt sich auch die Wirklichkeit besser abbilden. Realität ist leider, dass man mit jährlich steigenden Ausgaben rechnen muss. Realität ist leider auch, dass die Leistung der Photovoltaikmodule mit zunehmendem Alter abnimmt. Um diesen Entwicklungen innerhalb der Abschreibungszeit gerecht zu werden, sind in der folgenden Kalkulation jährliche Kostensteigerungen in Höhe von 1,0 % unterstellt. Die Leistungsminderung der Photovoltaikmodule soll 1 % der Ausgangsleistung pro Jahr betragen.

Die Investition wird einmal mit Eigenkapital und einmal ausschließlich mit Fremdkapitaldarlehen finanziert. Im Kalkulationsbeispiel sollen bundesweit verfügbare Investitionskreditprogramme zum Einsatz kommen. In Anspruch genommen wird das Umweltprogramm (Finanzierungsanteil maximal 75 % der förderfähigen Kosten) und als Ergänzungsfinanzierung das ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm der KfW. Die wichtigsten Darlehenskonditionen sind nochmals in Tabelle 7 zusammengestellt.

Tabelle 7: Darlehenskonditionen (Stand: April 2004)

Bezeichnung	Laufzeit in Jahren	Tilgungsfreie Anlaufjahre	Zinsbindungsfrist in Jahren	Auszahlungskurs in %	Zinssatz nominal in % p.a.	Zinssatz effektiv in % p.a.
KfW-Umweltprogramm	10/20	2/3	10/20	96	3,75/4,50	4,58/5,06
ERP-Umwelt und Energiesparprogramm West	10	2	10	100	4,50	4,58

Alle Einnahmen und Ausgaben der Photovoltaikanlage laufen über ein Stromkonto, das ähnlich einem Girokonto geführt wird. Guthaben werden mit 1,5 % verzinst. Für negative Jahressalden sollen Fremdkapitalzinsen in Höhe von 6 % anfallen. Die über die Laufzeit der Investition (20 Jahre) aufsummierten positiven und negativen Jahressalden, einschließlich der notwendigen Reinvestitionen, ergeben somit entweder einen Überschuss oder einen Verlust. Davon abgeleitet, errechnen sich Rendite und Amortisationsdauer.

Das Ergebnis (siehe Tabelle 8): Wird die Investition zu 100 % aus Eigenmitteln finanziert, kann das eingesetzte Kapital innerhalb von 8 bis 13 Jahren zurückgewonnen werden. Die Rendite der Investition ist allerdings bei Freilandanlagen mit maximal 3,5 % bescheiden. Dachanlage mit einem anfänglichen Stromertrag von 900 bis 1.000 kWh/kW_p installierter Leistung schneiden etwas besser ab. Wer sein Geld auf dem Kapitalmarkt auf 20 Jahre festlegt, wäre aber wahrscheinlich mit einer durchschnittlichen Verzinsung von 4,5 % nicht zufrieden.

Wird Fremdkapital aufgenommen, erhöhen sich die jährlichen Ausgaben um den Kapitaldienst. Die Amortisationsdauer nimmt dementsprechend zu und die Rendite ab. Bei kompletter Fremdfinanzierung der Dachanlage kann das eingesetzte Kapital innerhalb der Anlagenlaufzeit von 20 Jahren nur noch an besseren Standorten zurückgewonnen werden. Die Amortisationsdauer liegt in Abhängigkeit vom Stromertrag zwischen 15 und 12 Jahren; die erzielbare Kapitalrendite zwischen 1,67 und 2,82 %. Längere Laufzeiten erhöhen die Kapitalkosten und lassen die Rendite absinken bzw. die Amortisationszeit geringfügig ansteigen. Eindeutig schlechter schneidet die Freilandanlage ab. Sie ist unter den Modellannahmen nur auf sehr sonnigen Standorten mit einem anfänglichen Stromertrag von rund 1.000 kWh/kW_p wirtschaftlich zu betreiben. Allerdings ist es nicht sinnvoll ist, bei einer erwarteten Rendite von rund 1 % ca. 240.000 € zu investieren.

Steuerliche Effekte sind bei diesen Kalkulationen nicht berücksichtigt. Vor einer Investition sollte man in jedem Fall mit einem Steuerberater sprechen.

Tabelle 8: Amortisationsdauer¹⁾ und Rendite²⁾ bei unterschiedlichen Finanzierungen

	Einheit	Dach			Freiland		
Anfänglicher Stromertrag	kWh/ (kW _p Jahr)	800	900	1.000	800	900	1.000
100 % Eigenkapital							
Amortisationsdauer	Jahre	11	9	8	13	12	9
GK ²⁾ - Rendite (20 Jahre) ca.	%	3,04	3,77	4,42	2,10	2,86	3,53
100 % Fremdkapital							
Darlehenslaufzeit	Jahre	10/10					
Amortisationsdauer	Jahre	-	15	12	-	-	16
GK ²⁾ - Rendite (20 Jahre) ca.	%	-0,08	1,67	2,82	-3,55	-0,62	1,17
Darlehenslaufzeit	Jahre	20/10					
Amortisationsdauer	Jahre	-	16	13	-	-	17
GK ²⁾ - Rendite (20 Jahre) ca.	%	-0,14	1,34	2,32	-3,46	-0,65	0,93

1) Dauer der Rückgewinnung der Anschaffungskosten

2) Gesamtkapital-Rendite (Gesamtkapital = Anschaffungskosten)

Noch deutlicher werden die Zusammenhänge, wenn man den Verlauf der Zahlungsströme über die Gesamtlauzeit der Investition betrachtet. Abbildung 8 zeigt den Liquiditätsverlauf der Dachanlage (Darlehenslaufzeit 10/10 Jahre). In den ersten beiden tilgungsfreien Jahren übersteigen die Einnahmen die Ausgaben (Fremdkapitalzinsen, Betriebskosten und Versicherungen) deutlich. Mit einsetzender Tilgung (ab dem dritten Jahr) reichen die Einnahmen nicht mehr aus, die Ausgaben zu decken. Die angesparten und mit 1,5 % verzinsten Überschüsse sind je nach Stromertrag nach drei bis fünf Jahren aufgebraucht und das Photovoltaikkonto „rutscht“ ins Minus. Die negative Entwicklung wird durch die dann fälligen Fremdkapitalzinsen (6 %) noch verstärkt. Der Tiefpunkt wird im elften Jahr erreicht. Zwar sind die Darlehen zu diesem Zeitpunkt bereits getilgt, aber die Wechselrichter müssen ersetzt werden. Danach geht es aufwärts. Es dauert aber bei besseren Stromerträgen bis zum 13. bzw. 16. Jahr, bis das Konto wieder in die schwarzen Zahlen kommt. Am Ende des 20. Betriebsjahres beträgt das Guthaben rund 101.000 bzw. 192.000 €. Liegen die zu erwartenden Stromerträge nur in der Größenordnung von 800 kWh/kW_p sieht es schlecht aus. Am Ende der Laufzeit steht auf dem Photovoltaikkonto bestenfalls eine rote Null.

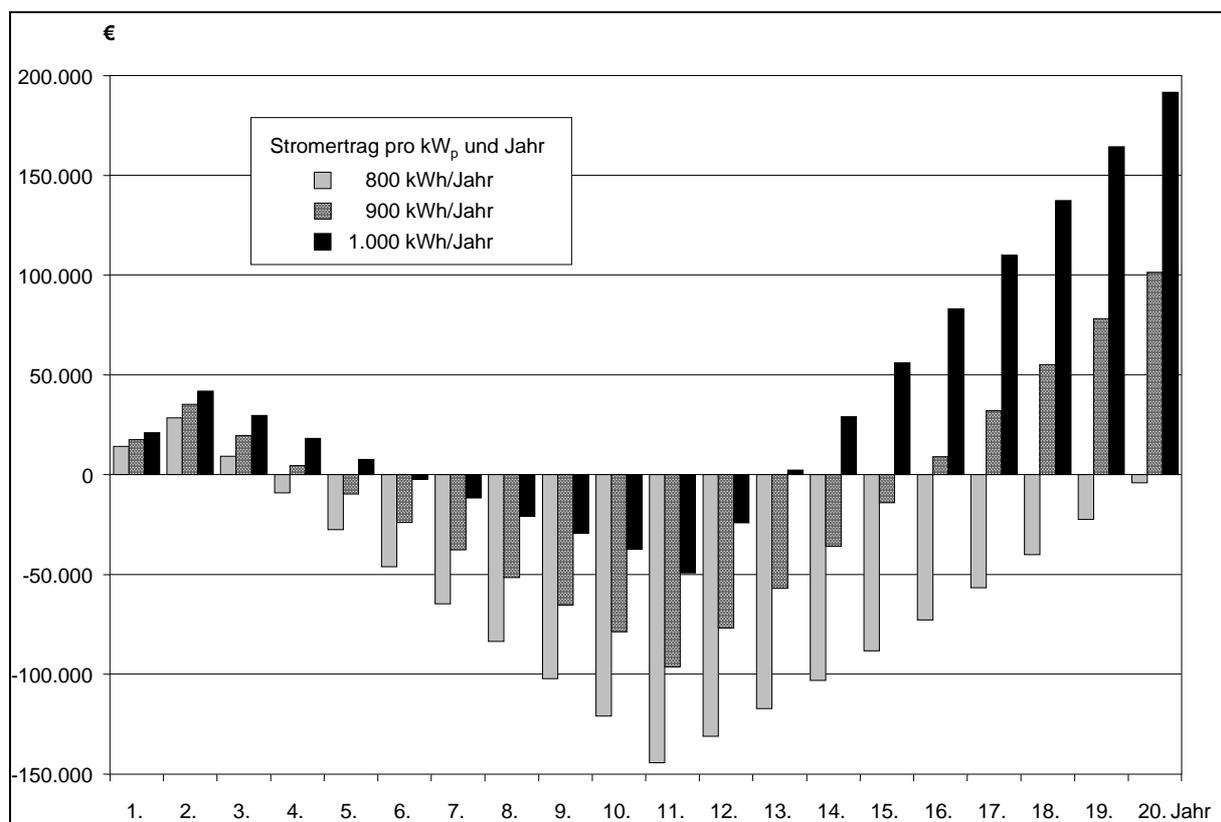


Abbildung 8: Liquiditätsverlauf der Dachanlage bei unterschiedlichen Stromerträgen (Darlehenslaufzeit 10/10 Jahre)

Deutlich weniger belastet wird die Liquidität bei einer längeren Darlehenslaufzeit (siehe Abbildung 9). Bessere Stromerträge vorausgesetzt, bleibt das Photovoltaikkonto fast durchgängig im positiven Bereich. Diesen Vorteil bezahlt man aber durch insgesamt höhere Zinszahlungen. Die Renditen sinken entsprechend und die Amortisationsdauer steigt leicht an. Die Überschüsse am Ende der Betriebszeit sind mit 79.000 bzw. 150.000 € deutlich geringer. Bei niedrigen Stromerträgen bleibt leider ein Minus in Höhe von rund 7.000 € auf dem Konto stehen.

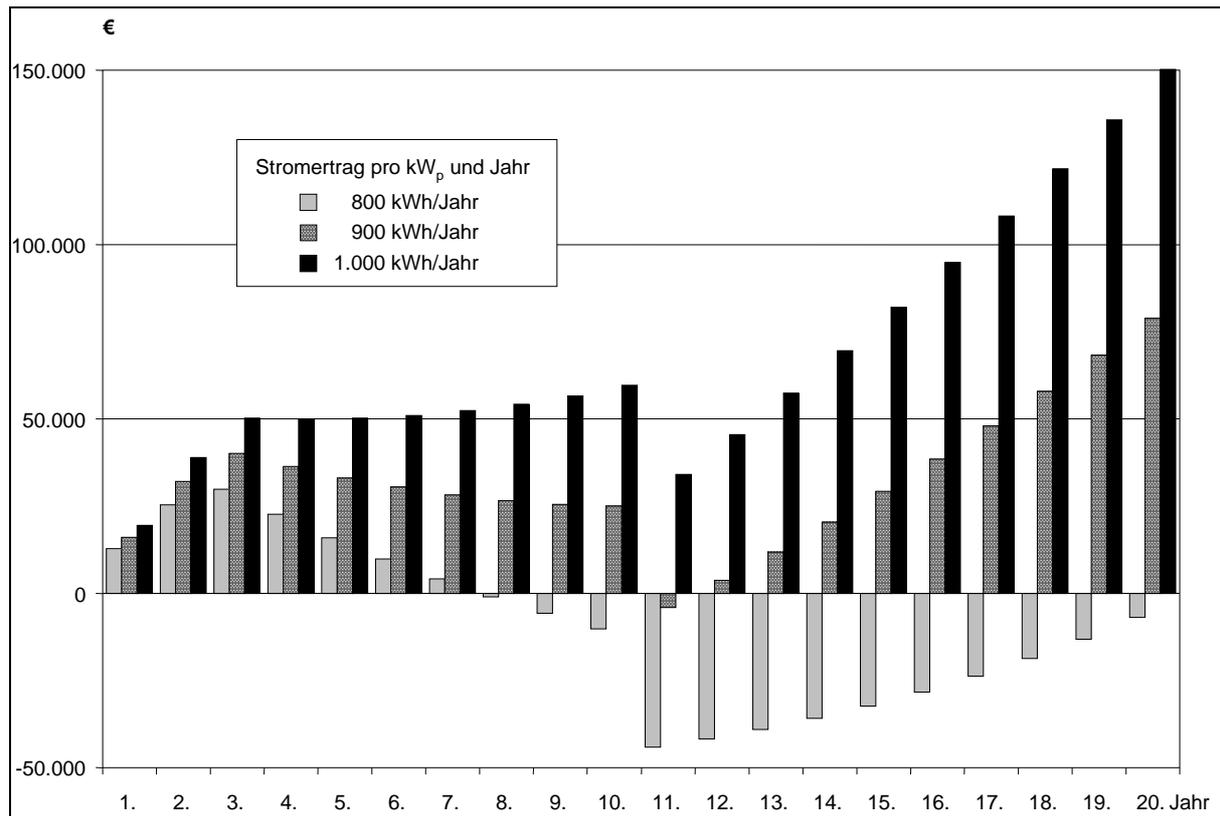


Abbildung 9: Liquiditätsverlauf der Dachanlage bei unterschiedlichen Stromerträgen: (Darlehenslaufzeit 20/10 Jahre)

2.3 Fazit

Die Erhöhung der Einspeisesätze für Dachanlagen, in Verbindung mit zinsgünstigen Darlehen, lassen den Wegfall des „100.000 Dächer-Solarstromprogramms“ verschmerzen. Auf sonnenbegünstigten Standorten und bei Anlagenpreisen um 4.300 €/kW_p installierte Leistung sind mit ausschließlich kreditfinanzierten Investitionen Renditen von 2 bis 3 % vor Steuer zu erzielen. Das ist ganz ordentlich, aber kein Anlass unüberlegt zu investieren. Sollten die Anlagenpreise aufgrund anziehender

Nachfrage beispielsweise um 10 % steigen, sinkt die Rendite unter sonst gleichen Annahmen um rund 1 %. Das Guthaben am Ende des Kalkulationszeitraums verringert sich an sehr sonnenreichen Standorten (Stromertrag 1.000 kWh/kW_p) um ca. 34 %. Bei niedrigeren Stromerträgen (900 kWh/kW_p) fehlen am Ende der Laufzeit sogar mehr als 70 % auf dem Photovoltaikkonto. Für noch weniger sonnenverwöhnte Standorte sind Anschaffungskosten von in Höhe von 4.300 € /kW_p zu hoch. Sie müssen unter 4.000 € /kW_p liegen, um unter sonst gleichen Annahmen eine Rendite von wenigstens 1 % zu erzielen.

Freilandanlagen erhalten keine höhere Einspeisevergütung. Bei Anlagenpreisen um 4.000 € /kW_p, sind sie nur an sehr sonnenreichen Standorten überlegenswert. Eine den Dachanlagen vergleichbare Rendite lässt sich nur mit Anschaffungskosten unter 3.400 € /kW_p erreichen.

Geht die Solarstromanlage erst 2005 ans Netz, bekommt man 5 % weniger für den Strom. Die Vergütung für die Dachanlage mit 60 kW_p sinkt um 2,80 Ct/kWh von 56,00 auf 53,20 Ct/kWh. Strom aus Freilandanlagen wird dann statt mit 45,70 nur noch mit 43,42 Ct/kWh vergütet. Das muss aber nicht zwangsläufig ein Nachteil sein. Schon eine Verminderung der Anlagenkosten um rund 7 % würde den Vergütungsnachteil unter sonst gleichen Annahmen voll kompensieren. Sinken die Anlagepreise nicht, sollte man nach besseren Investitionsalternativen suchen. Unter sonst gleichen Annahmen sind nur mit Dachanlagen und Stromerträgen von deutlich über 900 kWh/kW_p Renditen von mehr als 1,5 % erreichbar.