

Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlichen Betrieben

Lohnt sich eine Investition?

Christian Gazzarin, Thomas Zumbühl, Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen
E-Mail: christian.gazzarin@art.admin.ch
Peter Toggweiler, Enecolo AR, Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf

Mit den künftig zu erwartenden kostendeckenden Einspeisevergütungen für Solarstrom bieten Photovoltaikanlagen für landwirtschaftliche Betriebe eine neue Einnahmequelle. Regelmässige Erlöse stehen einem vernachlässigbaren Arbeitsaufwand, jedoch auch einem hohen Investitionsaufwand gegenüber. Berechnungen von drei unterschiedlich grossen Modellanlagen mit Dachaufbau und Dachintegration zeigen, dass die Investitionen an den meisten Standorten rentabel sind, sofern zinslose Investitionskredite (IK) oder günstige Bankkredite genutzt werden können. Die voraussichtlichen Vergütungssätze sind so angelegt,

dass auch mit kleinen und mittleren Anlagen eine Rentabilität erzielt wird, die alternative Kapitalanlagen mit vergleichbarem Risiko in den meisten Fällen übertreffen. Eine deutlich höhere Rentabilität ist bei günstigeren Finanzierungsmodellen, Eigenleistung bei der Montage und vor allem an besseren Standorten zu erwarten. Die Gestehungskosten der Stromproduktion schwanken je nach Situation und Anlagentyp zwischen 50 und 80 Rappen. Vor dem Baugesuch für eine Anlage empfiehlt es sich, eine sorgfältige Machbarkeitsstudie, die wirtschaftliche, technische und architektonische Aspekte umfasst, zu erstellen.



Abb. 1: Mit einer dachintegrierten Photovoltaikanlage kann sowohl Strom erzeugt als auch Dürrfutter warm belüftet werden (Foto: Karl-Heinz Hug).

Inhalt	Seite
Glossar	2
Problemstellung	2
Einleitung	2
Übersicht und technische Grundlagen	2
Annahmen für ausgewählte Modellanlagen	4
Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung	5
Ergebnisse	6
Schlussfolgerungen	10
Literatur	11
Weitere Quellen	11
Anhang	11



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Volkswirtschafts-
departement EVD
Forschungsanstalt
Agroscope Reckenholz-Tänikon ART

Problemstellung

Die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen stösst auch in der Landwirtschaft auf zunehmendes Interesse. Gemäss dem energiepolitischen Ziel, erneuerbare Energien verstärkt zu fördern, sollen garantierte Einspeisevergütungen (ESV) über mehrere Jahre entrichtet werden. Der Bau einer Photovoltaikanlage ist je nach Grösse mit hohen Investitionen verbunden, womit trotz garantierter ESV ein unternehmerisches Risiko besteht. Wie steht es mit der Rentabilität solcher Anlagen im landwirtschaftlichen Umfeld und wie wirken wichtige Einflussgrössen wie Standort, Technologie, Grösse und Finanzierung auf den wirtschaftlichen Erfolg?

Glossar

AM	Sonnenspektrum, engl. Air mass: Veränderung der Sonnenstrahlen durch eine Luftmasse wie die Erdatmosphäre, senkrechter Sonnenstand ergibt einen Wert AM 1. Je länger der Strahlenweg, umso grösser der AM-Wert.
BK	Bankkredit (in der Regel Hypothek)
ESV	Einspeisevergütung; garantierter Abnahmepreis pro kWh Strom
Halbleiter	z.B. Silizium, Festkörper, der sowohl Leiter als auch Nichtleiter ist in Bezug auf seine elektrische Leitfähigkeit. Die Leitfähigkeit ist stark temperaturabhängig.
PV	Photovoltaik
IK	Investitionskredit (zinslos)
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak, Nennleistung, PV: Leistung der Solarzellen respektive Solarmodule unter Standard-Testbedingungen (STC)
MWp	Megawatt-Peak
STC	Standard-test-conditions: Bestrahlungsstärke 1000 W/m ² (senkrechter Einfallswinkel), Zelltemperatur 25°C, Sonnenspektrum von 1.5 AM.
Si	Silizium

Einleitung

Energieeffizienzmassnahmen und die Förderung von erneuerbaren Energien zählen in der künftigen Schweizer Energiepolitik zu den Schwerpunkten. In der Stromversorgungsverordnung und der revidierten Energieverordnung wurden mit der Einführung von garantierten Einspeisevergütungen politische Weichen gestellt (BFE 2007). Im Bereich der erneuerbaren Energien bietet sich für die Landwirtschaft ein beträchtliches Potenzial. Im Vordergrund steht dabei die energetische Nutzung von Biomasse. Die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen wurde bereits untersucht (Gubler et al. 2007). Der vorliegende ART-Bericht möchte die Analyse nun auf Photovoltaikanlagen erweitern und so interessierten Betrieben eine Entscheidungsgrundlage bieten.

Die umfangreiche Gebäudeausstattung auf landwirtschaftlichen Betrieben, die sich strukturbedingt eher noch ausdehnen dürfte, bietet gute Voraussetzungen für Photovoltaikanlagen. Im Unterschied zum Betrieb einer Biogasanlage verursacht die Nutzung von Sonnenenergie keinen nennenswerten zusätzlichen Arbeitsaufwand. Deshalb eignet sich diese Art der Energieerzeugung vor allem für Betriebe mit hoher Arbeitsauslastung oder geringem Flächenangebot – Merkmale, die für viele landwirtschaftliche Betriebe in der Schweiz zutreffen. Damit besteht die Möglichkeit, über einen neuen arbeitsexensiven Betriebszweig ein Zusatzeinkommen zu generieren.

Übersicht und technische Grundlagen

In der Schweiz waren mit Photovoltaik bis Ende 2006 rund 29,4 MWp gesamthaft Anlagenleistung installiert. Der jährliche Markt an neuen Anlagen beträgt in der Schweiz im langjährigen Mittel rund 2 MWp (Hostettler 2007). Das langfristige Potenzial von Solarstrom ist enorm, und die notwendigen Dachflächen sind vorhanden. Nach einer Hochrechnung des Fachverbandes Swissolar könnten rund 30% des Schweizer Strombedarfs gedeckt werden, wenn drei Viertel der grundsätzlich geeigneten Dachflächen (150km²) mit Solarzellen bestückt würden (Swissolar 2007).

Die Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom erfolgt in den sogenannten Solarzellen, die aus Halbleitermaterialien aufgebaut sind. Silizium ist der am häufigsten verwendete Ausgangsstoff für die Produktion von Solarzellen. Siliziumoxid kommt in fast unerschöpflichen Mengen im Sand der Erdkruste vor, doch trotz der grossen Verfügbarkeit ist die Herstellung von geeignetem Silizium für Solarzellen aus Sand aufwändig und teuer.

Die laufende technische Forschung und Entwicklung beschäftigt sich mit Massnahmen zur Erhöhung des noch relativ niedrigen Wirkungsgrads von kommerziellen Zellen und der Verringerung der sehr hohen Kosten, um die Stromproduktion zu verbilligen. Dies soll durch die Entwicklung von kostenreduzierten Herstellungsverfahren und einfachere Prozesstechnik erreicht wer-

den. Durch alternative Zellmaterialien und innovative Materialkombinationen kann in Zukunft mit einer Erhöhung des Wirkungsgrads, aber auch mit einer Senkung der Kosten, gerechnet werden.

Betrachtete Solarzellentypen

Bei den mehrheitlich im Handel erhältlichen Solarzellen gibt es zwei verschiedene Arten von Silizium-Solarzellen, die sich in der Herstellung und in ihren Eigenschaften unterscheiden:

Kristalline Si-Solarzellen: Diese werden unterschieden in mono- oder polykristalline Si-Solarzellen. Für monokristalline Zellen wird aus einer hochreinen Siliziumschmelze ein einziger Kristall gezogen. Die entstandenen einkristallinen Stäbe oder Blöcke werden anschliessend in dünne Scheiben gesägt. Durch den hohen Herstellungsaufwand und den Materialverlust beim Sägen sind diese Zellen am teuersten, erreichen aber auch die höchsten Wirkungsgrade. Für polykristalline Si-Solarzellen werden aus der Siliziumschmelze Blöcke gegossen und diese nach der Erstarrung ebenfalls in dünne Scheiben gesägt. Dabei wird eine Vielzahl von einzelnen Kristallen sichtbar, und man erkennt die typische bläuliche Eisblumenstruktur auf der Schnittfläche. An den Grenzen der verschiedenen Kristalle treten Defekte auf, die den geringeren Wirkungsgrad erklären. Die Herstellung ist einfacher, und dadurch liegt der Preis etwas tiefer. Bei gleicher Leistung benötigen die günstigeren polykristallinen Si-Solarzellen

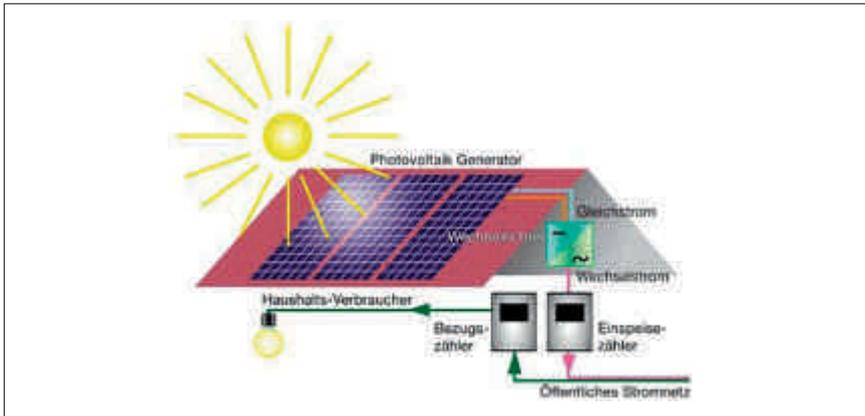


Abb. 2: Funktionsschema einer PV-Anlage im Netzverbund.

aufgrund des tieferen Wirkungsgrads eine etwas grössere Fläche, sodass sich letztlich der Preis pro Leistungseinheit (kWp) kaum mehr von einer Anlage mit monokristallinen Zellen unterscheidet. Solarmodule aus kristallinen Si-Solarzellen unterliegen einer kontinuierlichen Degradation (Leistungsverlust) von jährlich 0,5 bis maximal 1 %.

Amorphe Si-Solarzellen/Dünnschicht-solarzellen: Silizium oder ein anderes Halbleitermaterial wird in sehr dünnen Schichten auf eine Trägerfläche aus Glas oder einem anderen Material abgeschieden, direkt zu Modulen verschaltet und durch eine zweite Glasplatte oder ein anderes transparentes Material hermetisch versiegelt. Die aufgetragenen Siliziumatome bilden keine Kristallstruktur aus, deshalb die Bezeichnung amorph. Neuerdings werden amorphe Schichten mit einer dünnen, mikrokristallinen Schicht ergänzt, um den Wirkungsgrad zu verbessern. Durch den geringeren Materialaufwand und verfahrenstechnische Vorteile sind die Kosten für diese Solarzellen am niedrigsten. Allerdings liegt ihr Wirkungsgrad unter denen von kristallinen Solarzellen. Dagegen ist ihre Temperaturabhängigkeit geringer, und sie nutzen diffuses Licht bei bedecktem Himmel besser. Amorphe Si-Solarzellen haben anfänglich eine hohe Degradation (bis 25 %), danach wird nur noch eine kleine Degradation erwartet. Die Leistungsangaben der Hersteller beziehen sich auf die Leistung nach abgeschlossener Anfangsdegradation. Die Lebensdauer von amorphen Si-Solarzellen ist mangels Erfahrungswerten noch unklar, und ihre Leistungsgarantie ist in der Regel deutlich geringer als diejenige kristalliner Zellen. Neben den amorphen Si-Solarzellen gibt es weitere Dünnschichtmodule, die auf dem Markt noch wenig verbreitet sind und teilweise bei Entsorgung und Recycling Fragen aufwerfen.

Solarstromanlage im Netzverbund

Die Solarmodule mit den integrierten Solarzellen sind das Hauptbauelement einer Solarstromanlage (siehe Anhang). Solarstromanlagen werden normalerweise als Netzverbund- oder Inselanlagen betrieben. Der Hauptunterschied zwischen den zwei Anlagearten besteht darin, dass die Netzverbundanlage Strom ins Netz des örtlichen Elektrizitätsunternehmens einspeist und die Inselanlage für netzferne Anwendungen bestimmt ist (oft in Verbindung mit Batteriespeicherung). In der vorliegenden Analyse wurden nur Netzverbundanlagen betrachtet (siehe Abb. 2). Mehrere zusammengeschaltete Solarmodule, ein oder mehrere Wechselrichter und ein Anschluss an das lokale Elektrizitätsnetz bilden die Netzverbundanlage zur Erzeugung und Einspeisung von Solarstrom. Der Wechselrichter wandelt den Gleichstrom aus den Solarmodulen in netzkonformen Wechselstrom mit einer Spannung von 230 V und einer Frequenz von 50 Hz um. Weiter übernimmt er die Steuer- und Regelfunktion, um den Energieertrag zu optimieren. Die eingespeiste Energiemenge wird durch einen Produktionszähler registriert.

Installationsmöglichkeiten und Ausrichtung

Die Installation erfolgt am häufigsten auf dem Dach von Gebäuden, da dadurch keine zusätzlichen Freiflächen bebaut werden müssen. In Gebieten mit geeigneten Einstrahlungsverhältnissen werden Grossanlagen auch auf Freiflächen errichtet. Bei Satteldächern werden die Solarmodule auf der Dachhaut montiert («Auf-Dach») oder sie haben selbst die Funktion einer Dachhaut (Dachintegration; «In-Dach»), wodurch

Ziegel oder Wellblech eingespart werden können. Weiter dienen halbtransparente Solarmodule als Fassadenelemente oder Schattenspender, wobei die Funktion als Gebäudeelement im Vordergrund steht. Generell sollte man Solarmodule so anbringen, dass keine Beschattung von Modulen auftritt, um Ertragseinbußen zu verhindern. Gerade in der Landwirtschaft gibt es viele Dachflächen, die sich für die Installation von Solarstromanlagen eignen. Bei Neubauten von Ökonomiegebäuden ist unbedingt auf die Kombination mit einer Heubelüftung zu achten. Dachintegrierte Solarmodule können dabei zusätzlich die Funktion eines thermischen Sonnenkollektors einnehmen. Während der Belüftung werden so die Module gekühlt, was sich positiv auf den Stromertrag auswirkt. Nicht nur die Ausrichtung, sondern auch die Modulneigung hat einen grossen Einfluss auf den Ertrag der Anlage. Der Neigungswinkel der Module ist gleich der Abweichung von der Horizontalen. Für die meisten Standorte in der Schweiz ist eine Modulneigung um die 30° und eine Ausrichtung nach Süden optimal.

Welcher Stromertrag kann erwartet werden?

Der Solarstromertrag (kWh/m²*a) ist eine entscheidende Grösse für die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Der Ertrag ist abhängig von diversen Einflussgrössen und wird folgendermassen berechnet (siehe Tab. 1):

$$\text{Solarstromertrag (kWh/m}^2\text{*a)} = SA * AF * WG * SV * D$$

Das Strahlungsangebot am jeweiligen Standort ist auch von der Lage des Horizonts abhängig, der den Beginn und das Ende der Sonneneinstrahlung im Verlauf des Tages, aber auch die diffuse, indirekte Beschattung bestimmt. So ist das Licht auf einer Anhöhe etwas intensiver als in einer Mulde. Der für den Stromertrag relativ bedeutende Systemverlust ist seinerseits abhängig von der Temperatur, vom Wirkungsgrad des Wechselrichters, vom Kabelwiderstand und von der Reflexion. Die Vorhersage des Solarstromertrags ist mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet. Neben den witterungsbedingten Schwankungen der Einstrahlung können standort-, bau- und systembedingte Einflussgrössen nicht exakt im Voraus bestimmt werden. Mit Computermodellen können die Erträge beziehungsweise Verluste verschiedener Systeme an einem ausgewählten Standort annähernd berechnet werden.

Annahmen für ausgewählte Modellanlagen

In Tabelle 2 sind die wichtigsten technischen Annahmen aufgelistet.

Anlagegrößen und technische Annahmen

Auf landwirtschaftlichen Betrieben in der Schweiz findet man Dachflächen von 100 bis 1500 m² oder mehr. Diese erfüllen häufig die wichtigsten Voraussetzungen der Neigung (zirka 30°) und Ausrichtung (Süd oder leichte Abweichung davon). Ein Schweizer Durchschnittsfall aus den 80er-Jahren für 20 Milchkühe plus Jungvieh hat bei einem Satteldach eine einseitige Dachfläche von ungefähr 250 bis 280 m². Ausgehend von diesen Angaben werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung drei verschiedene Dachflächen von 70, 280 und 800 m² betrachtet. Dies entspricht bei einem angenommenen Modulwirkungsgrad von 13,5 % einer Anlagenleistung von rund 9 beziehungsweise 38 beziehungsweise 108 kWp (kristalline Solarzellen). Für jede der drei angenommenen Flächen wurde mit kristallinen und amorphen Si-Solarzellen gerechnet, die sich in Wirkungsgrad und Flächenverbrauch unterscheiden. Zudem sind beide Montagearten (Auf-Dach; In-Dach) berücksichtigt. Daraus ergeben sich insgesamt zwölf Varianten (3*2*2).

Für kristalline Solarzellen wird die jährliche Degradation so berechnet, dass nach 25 Jahren noch 85 % der Leistung resultieren, was einer jährlichen Degradation von 0,6 % entspricht. Dieser Wert liegt etwas über der Garantieleistung vieler Hersteller, die nach 25 Jahren noch rund 80 % beträgt.

Der angenommene Ertragsverlust für In-Dach-Anlagen ergibt sich durch die etwas schlechtere Hinterlüftung und die dadurch erhöhte Modultemperatur. Die geringere Temperaturabhängigkeit von amorphen Dünnschicht-Si-Solarzellen gegenüber den mono- und polykristallinen Solarzellen wird ebenfalls berücksichtigt.

Erträge bei unterschiedlichem Strahlungsangebot

Das Strahlungsangebot gilt als wichtigster Einflussfaktor für den Stromertrag und wurde dementsprechend nach Region differenziert (siehe Abb. 3, Tab. 3).

Für jede Strahlungskategorie wurde anhand eines Berechnungsprogrammes (PVGIS, Suri 2007) auf Basis von Referenzorten ein

Tab. 1: Einflussgrößen für den erwarteten Solarstromertrag

Solarstromertrag	Gewonnene elektrische Energie
SA: Strahlungsangebot (kWh/m ² *a)	Eingestrahlte Sonnenenergie, respektive Licht; abhängig unter anderem vom geografischen Standort, von der Witterung, von der Ausrichtung der Fläche und von der Beschattung.
AF: Ausrichtungsfaktor	Wert der Abweichung von der optimalen Ausrichtung; Optimale Ausrichtung (Süd, 30°-Neigung des Moduls) = 1. Südwest-Ausrichtung oder 50°-Neigung des Moduls = 0,95.
WG: Modulwirkungsgrad %	Umwandlungsfähigkeit des Moduls bei Standardtestbedingungen. Wirkungsgrad (WG) = Elektrische Leistung (P) / Strahlungsangebot (SA).
SV: Systemverlust %	Verlust primär durch Temperatureinfluss, Wirkungsgrad des Wechselrichters, Kabel und Strahlungsreflexion.
D: Degradation %	Rückgang des Wirkungsgrades der Solarmodule durch zunehmendes Alter.
Temperatureinfluss	Mit steigender Zelltemperatur verringert sich die Leistung; eine Montageart mit Hinterlüftung vermindert die Erwärmung.
Wirkungsgrad Wechselrichter und Verluste durch Kabel:	Umwandlungsfähigkeit des Wechselrichters von Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom, Kabelwiderstand.
Reflexion	Verlust durch Reflektieren der Strahlung am Modul.

Tab. 2: Technische Annahmen

Modultyp	monokristalline Si-Solarzellen	amorphe Dünnschicht-Si-Solarzellen
Modulwirkungsgrad	13,5 %	8 %
Flächenbedarf	7,4 m ² /kWp	12,5 m ² /kWp
Nutzungsdauer realistisch	~ 30 Jahre	~ 20 Jahre
Jährliche Degradation	-0,6 %	Bereits berücksichtigt
Mittlere Degradation (nach 12,5 Jahren)	-7,5 %	Bereits berücksichtigt
Ertragsverlust bei In-Dach-Anlage	3 %	0 %
Wirkungsgrad Wechselrichter	> 90 %	> 90 %
Nutzungsdauer Wechselrichter	10–15 Jahre	10–15 Jahre
Anteil Wechselrichter an der Gesamtinvestition	10 %	10 %
Systemverlust	23 %	20 %

regionaler Mittelwert der Horizontalstrahlung bestimmt und auf die optimal ausgerichtete Modulfläche korrigiert. Die so erhaltenen Werte ermöglichen eine regionale Abgrenzung, aber keine genaue Aussage für einzelne lokale Standorte. Dafür wären genauere Messdaten nötig. Zudem muss berücksichtigt werden, dass die abgebildete Karte auf älteren Wetterdaten basiert (1983–1992). Für die berechneten Modellanlagen wurde als Referenzvariante eine optimale Ausrichtung (Süden und Modulneigung 30°) am Standort 2 (Mittelland ohne Nebelgebiete, Jura, Voralpen) unterstellt.

Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Erlös

Der Erlös aus dem Stromverkauf ist das Produkt aus der verkauften Strommenge (kWh) und dem Strompreis pro kWh. Der Strompreis pro kWh richtet sich nach der Einspeisevergütung (ESV) gemäss Revision des Energiegesetzes (Stand Dezember 2007), wobei diese Tarife noch als provisorisch zu betrachten sind und erst mit der voraussichtlichen Inkraftsetzung durch den Bundesrat im Jahre 2008 rechtskräftig werden (siehe Tab. 4). In Tabelle 5 sind die berechneten Stromerträge der Modellanlagen in kWh pro Jahr aufgelistet.

Investitionsbetrag

Die Investitionen (siehe Tab. 5) umfassen die schlüsselfertige Anlage mit Solarmodulen, Wechselrichtern, Verkabelung, Planung und Montage (Arbeit und Montage-

Tab. 3: Standorte und Solarstrahlungsangebot (Quelle: PVGIS, Meteonorm)

Referenzorte (Region)	Kategorie Region	Solarstrahlung horizontal (kWh/m ² *a)	Solarstrahlung optimal (kWh/m ² *a)
Nebelgebiete des Mittellands	1	1050	1200
Übriges Mittelland, Jura, Voralpen	2	1150	1300
Chur, Bellinzona, Monthey (Alpentäler)	3	1250	1420
Sion, Davos (südliche Alpentäler)	4	1350	1550
Samedan, St. Moritz (Oberengadin)	5	1382	1640

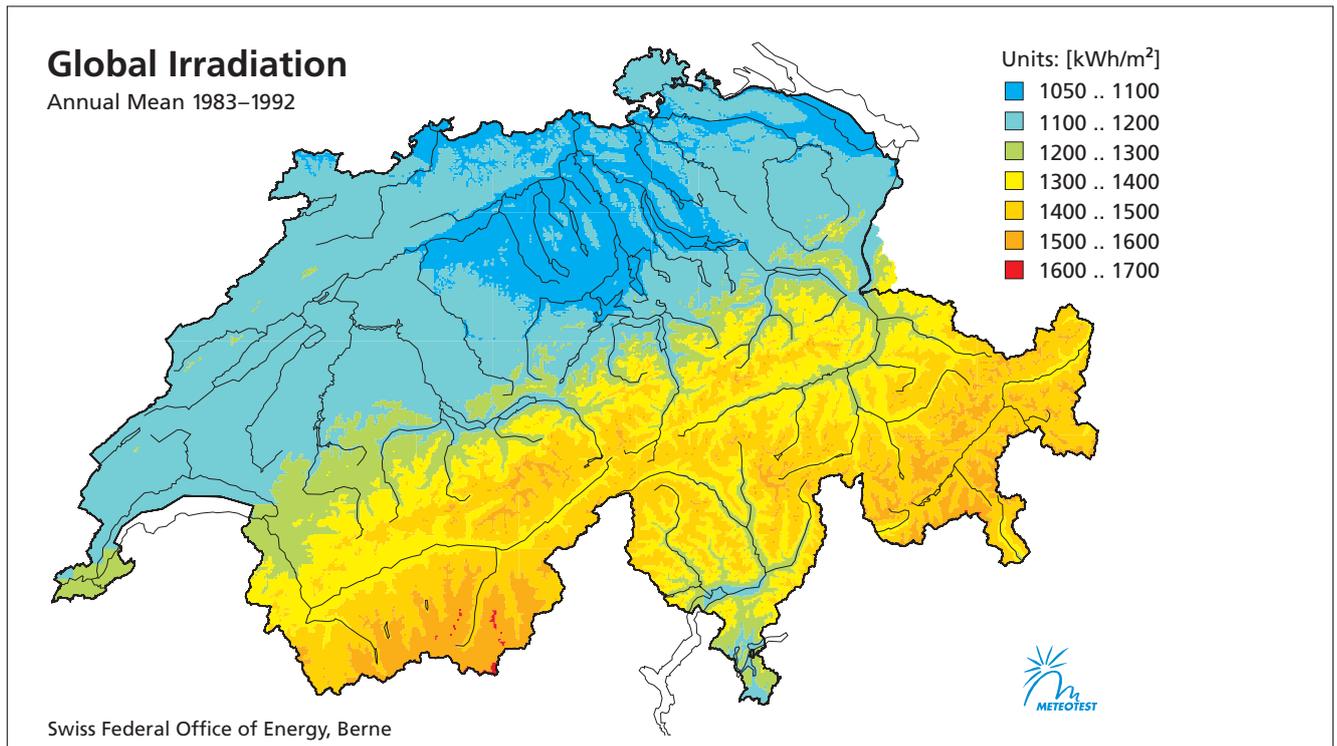


Abb. 3: Globale Solarstrahlung in der Schweiz, horizontal (Quelle: Kartengrundlagen Landestopografie, Bern; Strahlungsdaten: Meteonorm)

Tab. 4: Vorgeschlagene Vergütungssätze für neue Energieverordnung (Erste Revision nach Vernehmlassung; BFE 2007)

Anlagenkategorie	Leistungsklasse	ESV (Fr. / kWh)
Angebaut, Auf-Dach	bis 10 kW	0,75
	10 bis 30 kW	0,65
	30 bis 100 kW	0,62
	ab 100 kW	0,6
Integriert, In-Dach	bis 10 kW	0,9
	10 bis 30 kW	0,74
	30 bis 100 kW	0,67
	ab 100 kW	0,62

Tab. 5: Investitionen und Erträge der Modellanlagen in Region 2

Anlage	Kristalline Si-Solarzellen				amorphe Dünnschicht Si-Solarzellen			
	Leistung (kWp)	Ertrag (kWh / Jahr)	Investition (Fr./kWp)	Investition Total Fr.	Leistung (kWp)	Ertrag (kWh / Jahr)	Investition (Fr./kWp)	Investition Total Fr.
Auf-Dach: 70m ²	9,45	8 740	8 900	84 105	5,6	5 820	8 277	46 351
Auf-Dach: 280m ²	37,8	34 950	7 804	294 982	22,4	23 260	7 257	162 568
Auf-Dach: 800m ²	108	99 850	7 378	796 839	64	66 460	6 862	439 147
In-Dach: 70m ²	9,45	8 470	10 947	103 449	5,6	5 820	10 181	57 012
In-Dach: 280m ²	37,8	33 900	9 111	344 410	22,4	23 260	8 474	189 808
In-Dach: 800m ²	108	96 850	8 265	892 603	64	66 460	7 686	491 923

vorrichtung). Nicht inbegriffen ist der Netzanschluss. Beim Netzanschluss müssen noch einmalige Kosten für den Elektriker und – bei Anlagen über 10kWp – für das Starkstrominspektorat berücksichtigt werden. Grössere Anlagen auf Betrieben, die ausserhalb des Hauptsiedlungsgebiets liegen, müssen eventuell infolge technischer Anpassungen mit zusätzlichen Anschlusskosten rechnen.

Nach den ausgewerteten Offerten und Angaben von Anbietern wurde für eine Investition in eine Anlage von 70m² mit kristallinen Si-Solarzellen ein Ausgangswert von CHF 8900.–/kWp bestimmt. Dieser Wert dient in erster Linie als Anhaltspunkt für die Differenzierung der Anlagekosten hinsichtlich Anlagentyp und Anlagegrösse. Für Anlagen mit amorphen Dünnschicht-Solarzellen gleicher Fläche wurde der Ausgangswert um 7 % gesenkt, da diese Technologie durch eine vereinfachte Herstellung kostengünstiger ist.

Der Rückgang der Investition pro kWp mit steigender Fläche respektive Leistung, der sogenannte Skaleneffekt, ist bei kleineren Anlagen bis zirka 30kWp Leistung von Bedeutung, während er danach relativ stark abflacht. Dies kann damit erklärt werden, dass das Solarmodul als kostenmässig wichtigster Teil der Anlage, aber auch die Anzahl Wechselrichter mit der Anlagegrösse linear zusammenhängen und so nur über Mengenrabatte eine Kostendegression erzielt werden kann.

Der Basiswert von den im Dach integrierten Anlagen liegt 23 % höher als jener der Aufdach-Anlagen. Diese Schätzung beruht auf den zurückgerechneten Werten der Einspeisevergütungssätze. Dabei sind Abbau und Entsorgung der allenfalls bestehenden Dachhaut sowie eventuelle Anpassungsarbeiten nicht berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass dachintegrierte Anlagen auf landwirtschaftlichen Dächern je nach Fall durchaus auch günstiger erstellt werden können.

Einsparungen bei den Investitionen sind möglich, indem die Montage der Module mindestens teilweise vom Landwirt übernommen wird. Für die Berechnungen wurden jedoch keine solchen Eigenleistungen eingerechnet.

Abschreibungen, Kapitalkosten, Unterhalt

Die Kostenstruktur von PV-Anlagen ist relativ einfach und umfasst als grösste Position die Abschreibungen, gefolgt von den Kapitalkosten, die vom Zinssatz bestimmt

werden und den eher untergeordneten Betriebskosten (Unterhalt, Reparatur, Sonstiges). Die jährlichen Unterhaltskosten (vor allem Versicherung und regelmässige Kontrollarbeiten) wurden mit 0,8 % der Investitionssumme angesetzt. Die Abschreibungszeit der einzelnen Anlagebestandteile ist unterschiedlich und liegt etwas unterhalb der technischen Nutzungsdauer (siehe Tab. 2). Bei Anlagen mit kristallinen Si-Solarzellen wird der Wechselrichter auf 10 Jahre abgeschrieben, die technische Nutzungsdauer beträgt heute rund 15 Jahre. Solarmodule und restliche Anlageteile werden auf 25 Jahre abgeschrieben, analog der garantierten Einspeisevergütung, die auf 25 Jahre erfolgen soll. Die Lebensdauer von amorphen Si-Solarzellen wird momentan noch als geringer eingestuft, weshalb diese Anlagen auf 15 Jahre abgeschrieben werden. Die Garantieleistung vieler Hersteller beträgt oft nur fünf Jahre, da keine Langzeiterfahrungen vorhanden sind. Es gibt folglich betreffend der Abschreibungszeit noch keine gesicherten Grundlagen.

Bei der Finanzierung werden 20 % Eigenkapital mit einem Zinsspruch von 3 % angenommen, was annähernd dem Zinssatz für Bundesobligationen mit 10 Jahren Laufzeit entspricht: 2,91 % (Stand November 2007). Als weitere Vorgabe gilt ein zinsloser Investitionskredit (IK) in der Höhe von max. CHF 200000.– oder 50 % der Gesamtinvestition. Je nach Situation des Betriebs kann der maximal mögliche IK infolge mangelnder Sicherheiten nicht voll ausgeschöpft werden, weshalb für die Referenzsituation nur ein IK von 25 % der Gesamtinvestition unterstellt wird. Der Restbetrag wird über einen Bankkredit (BK) mit einem durchschnittlichen Zins von 5 % fremdfinanziert.

Erfolgsgrössen

Die Wirtschaftlichkeit wird mit folgenden vier Erfolgsgrössen gemessen:

1. Der **Kalkulatorische Gewinn beziehungsweise Verlust** ist die Differenz aus dem Erlös sowie den totalen Kosten. Ein Gewinn entspricht einer Entschädigung für Management und Risiko, nachdem Arbeit und Kapital bereits entlohnt sind.
2. Die **Gesamtkapitalrentabilität beziehungsweise Kapitalrendite** (entspricht annähernd dem Return on Investment, ROI) ist ein Mass für die Rentabilität einer Investition, indem der Gewinn beziehungsweise der Verlust mit dem investierten Kapital ins Verhältnis gesetzt wird. Von den totalen Kosten werden

die Zinskosten sowohl für Fremd- als auch für Eigenkapital abgezogen. Die Differenz zum Gesamterlös wird durch die Investitionssumme dividiert. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass allfällige Investitionskredite zwar zum investierten Kapital gehören, jedoch keinen Zins aufweisen.

3. Die **Eigenkapitalrentabilität** oder Eigenkapitalrendite ist der Gewinn beziehungsweise der Verlust im Verhältnis zum eingesetzten Eigenkapital. Von den totalen Kosten werden die Zinskosten des Eigenkapitals (basierend auf dem Zinsspruch) abgezogen. Die Differenz zum Gesamterlös wird durch das eingesetzte Eigenkapital dividiert. Die Eigenkapitalrentabilität kann mit alternativen Kapitalanlagen verglichen werden. Ein Zinsspruch von 3 % bei einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren gilt als erreicht, wenn die Eigenkapitalrendite mindestens 1,74 % beträgt (mittlerer Zinssatz des gebundenen Kapitals).
4. Die **Strom-Gestehungskosten** (Rp./kWh) ergeben sich, indem man die totalen Kosten durch die produzierte Strommenge dividiert. Dabei handelt es sich um den Break-Even-Point oder die Gewinnschwelle, also jenen Strompreis, der für eine Kostendeckung nötig ist (Gewinn=0). Diese Grösse ist hilfreich für den Quervergleich mit anderen Verfahren der Stromproduktion.

Ergebnisse

Einfluss von Anlagentyp und Grösse

Anlagegrösse

Beim Betrachten der Ergebnisse geht es in einem ersten Schritt darum, die Anlagegrösse zu vergleichen. Danach soll der Einfluss von Modultyp und Montageart betrachtet werden. In Abbildung 4 sind Erlös, Kosten und der Gewinn/Verlust der Referenzvariante mit kristallinen Modulen dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass die erzielten Gewinne von jährlich maximal CHF 4800.– (bei 800m²) auf einem bescheidenen Niveau liegen. Die absoluten Gewinne müssen nun im Verhältnis zur Investition betrachtet werden, weshalb die Kapitalrentabilitäten eine bessere Vergleichsgrösse darstellen (siehe Übersicht Tab. 6). Die Rentabilität des eingesetzten Eigenkapitals beträgt bei der kleinen Anlage 3,9 % und bei den grösseren Anlagen

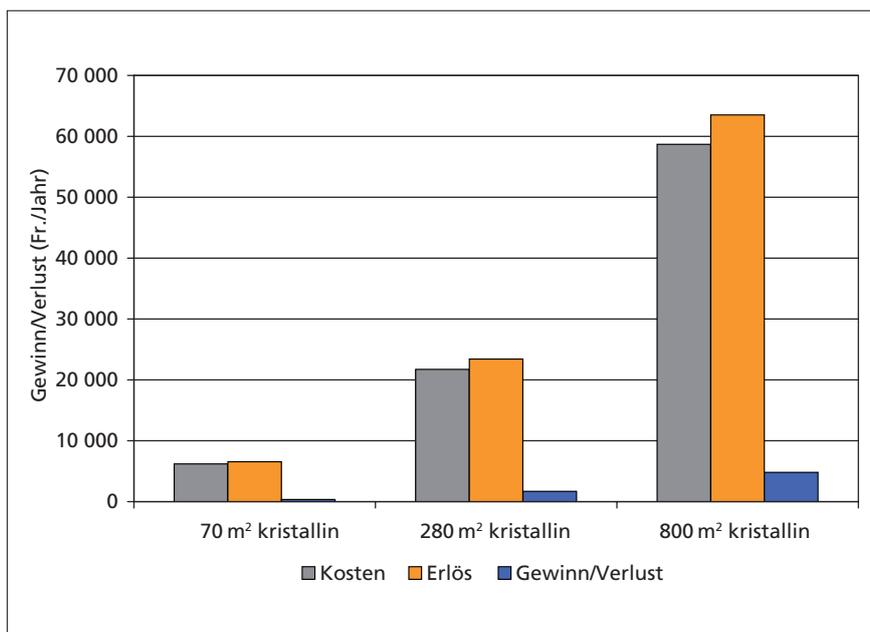


Abb. 4: Erlöse, Kosten und Gewinne bei kristallinen Modellanlagen in der Referenzvariante

Tab. 6: Rentabilität der Modellanlagen in der Referenzvariante (25 % IK)

Kapitalrendite	70 m² kristallin	280 m² kristallin	800 m² kristallin	70 m² amorph	280 m² amorph	800 m² amorph
Auf-Dach	2,4%	2,5%	2,6%	1,6%	2,1%	2,0%
In-Dach	2,0%	2,2%	2,2%	1,4%	2,1%	2,0%
Eigenkapitalrendite						
Auf-Dach	3,9%	4,6%	4,8%	0,1%	2,8%	2,2%
In-Dach	1,8%	2,7%	2,5%	-1,0%	2,8%	2,2%

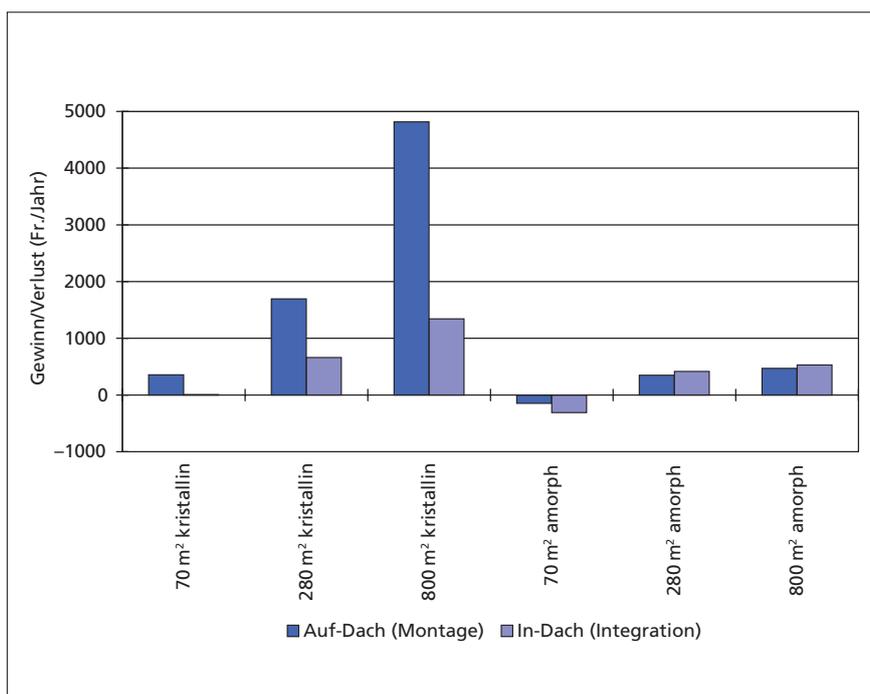


Abb. 5: Einfluss von Modultyp und Montageart auf den Gewinn beziehungsweise Verlust (Referenzvariante)

4,6 % beziehungsweise 4,8 %. Damit wird der kalkulierte Zinsanspruch (mittlerer Zinssatz des gebundenen Eigenkapitals von 1,74 %) in allen Fällen deutlich übertroffen. Der Unterschied zwischen mittelgrossen (280m²) und grossen Anlagen (800m²) ist sehr gering. Dies ist einerseits auf die abgestufte Einspeisevergütung zurückzuführen. Andererseits hängen die geringen Differenzen auch mit den wenig ausgeprägten Skaleneffekten zusammen, was die Photovoltaik von anderen alternativen Energieerzeugungsanlagen wie Biogas und Windkraft unterscheidet.

Modultyp und Montageart

Abbildung 5 zeigt nun die Gewinne beziehungsweise Verluste aller Anlagentypen, also mit Einbezug des amorphen Modultyps und der Montageart der Dachintegration (hellblaue Säulen). Anlagen mit amorphen Modulen weisen unter den getroffenen Annahmen schlechtere Rentabilitäten auf als Anlagen mit kristallinen Modulen. Dies gilt vor allem für kleinere Anlagen. Die Wirtschaftlichkeit der amorphen Anlagen ist jedoch stark von der Abschreibungszeit abhängig, die noch mit grossen Unsicherheiten behaftet ist.

Eine Dachintegration von kristallinen Solarmodulen erscheint unter der Annahme eines 23 % höheren Investitionsbedarfs im Vergleich zu Dachaufbauten weniger rentabel. Eine Dachintegration von amorphen Solarmodulen weist ähnliche bis leicht bessere Ergebnisse auf als eine Auf-Dach Montage (Ausnahme: kleine Anlage). Aufgrund der Doppelfunktion dachintegrierter Anlagen muss jedoch auch die eingesparte Dachhaut berücksichtigt werden. Je nach Deckmaterial kann eine Investition von CHF 34.– (Profilblech) bis CHF 70.– (Ziegel) pro m² eingespart werden. Bei Neubauten oder Dächern, die in den nächsten 30 Jahren sowieso saniert werden müssen, ist diese Montageform deshalb auch aus wirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen.

Die Rentabilitäten aller Anlagentypen sind in Tabelle 6 zusammengestellt. Die Kapitalrendite schwankt je nach Anlage zwischen 1,4% und 2,6%. Die Eigenkapitalrendite bei 20 % Eigenkapital beträgt -1 % bis 4,8%. Kleinere Anlagen weisen etwas schlechtere Rentabilitäten auf, während die mittelgrossen und grossen Anlagen relativ nahe beieinander liegen.

In Tabelle 7 ist ein Berechnungsbeispiel einer Auf-Dach Anlage mit kristallinen Modulen (Referenzvariante) aufgeführt (siehe Abb. 4, Variante 280m²).

Tab. 8: Rentabilität der kristallinen Anlagen bei verschiedenen Standorten (Auf-Dach)

Kapitalrendite	70 m ² kristallin	280 m ² kristallin	800 m ² kristallin
Standort 1	1,6 %	1,8 %	1,8 %
Standort 2	2,4 %	2,5 %	2,6 %
Standort 3	3,1 %	3,3 %	3,3 %
Standort 4	3,9 %	4,1 %	4,1 %
Standort 5	4,7 %	4,9 %	4,9 %
Eigenkapitalrendite			
Standort 1	0,1 %	0,7 %	0,9 %
Standort 2	3,9 %	4,6 %	4,8 %
Standort 3	7,5 %	8,3 %	8,5 %
Standort 4	11,5 %	12,4 %	12,6 %
Standort 5	15,4 %	16,4 %	16,6 %

Einfluss des Standorts (Solarstrahlungsangebot)

Abbildung 6 zeigt den Effekt des geografisch abhängigen Solarstrahlungsangebotes (siehe Tab. 3). Es ist offensichtlich, dass Standorte mit höherer Solarstrahlung bei gleichen Kosten weit bessere Erlöse und damit auch höhere Gewinne erzielen. Diese liegen ab Standort 3 bei grösseren Anlagen im niederen fünfstelligen Bereich. Auch die Rentabilitäten steigen deutlich an (Tab. 8). An diesen Standorten können somit auch ungünstigere Bedingungen wie eine schlechtere Ausrichtung der Anlage oder ungünstige Fremdkapitalverzinsungen weit eher verkraftet werden. Im Schweizer Siedlungsgebiet sind die guten Standorte jedoch auf eine vergleichsweise kleine Fläche beschränkt. In den eigentlichen Nebelgebieten der Schweiz (Standort 1) dürften Photovoltaik-Anlagen mit Auf-Dach-Montage nur mit günstigen finanziellen Voraussetzungen (günstige Bankkredite) kostendeckend oder annähernd rentabel betrieben werden können.

Übrige Einflussgrössen

Zur Abschätzung des Gewichts übriger Einflussgrössen wurde die Referenzvariante der drei unterschiedlich grossen Modellanlagen (kristalline Solarmodule in Auf-Dach-Montage) diversen Vergleichsvarianten gegenübergestellt. Die sechs Vergleichsvarianten sind in Tabelle 9 beschrieben.

Tab. 7: Berechnungsbeispiel PV-Anlage 280 m² kristallin

Position	Einheit	Wert	Bemerkung
Ertrag			
Fläche	m ²	280	
Nennleistung	kWp	37,8	13,5 % (Modulwirkungsgrad) von 280 m ²
Erwartete Einstrahlung bei optimaler Ausrichtung	kWh/m ² und Jahr	1298	
Erwarteter Ertrag pro Jahr	kWh/Jahr	34 946	Einstrahlung * Ausrichtungsfaktor * Nennleistung. Abzüglich Systemverlust (23 %) und mittlere Degradation (7,5 %)
Ertrag pro kWp Leistung	kWh/Jahr	924,5	Ertrag pro Jahr dividiert durch Nennleistung
Erlös			
Für die ersten 10 kWp	Fr./Jahr	6 934	10 kWp * Ertrag / kWp * 0,75
Für die nächsten 20 kWp	Fr./Jahr	12 018	20 kWp * Ertrag / kWp * 0,65
Für die nächsten 7,8 kWp	Fr./Jahr	4471	7,8 kWp * Ertrag / kWp * 0,62
Total	Fr./Jahr	23 423	Summe
Resultierende Einspeisevergütung pro kWh	Fr.	0,67	Total Erlös dividiert durch Ertrag pro Jahr
Kosten			
Investition	Fr.	294 982	7803,7/kWp * Nennleistung
Eigenkapital	Fr.	58 996	20 % von Investition
Zinslose Darlehen (IK)	Fr.	73 745	25 % von Investition
Bankkredit	Fr.	162 240	Restbetrag
Durchschnittlicher Zinssatz Fremdkapital	%	3,44	Zinskosten Bankkredit = Fr. 8112 dividiert durch totales Fremdkapital (inkl. IK)
Mittlerer Zinssatz Fremdkapital bei Abschreibung	%	2,02	Berechnet nach Annuitätenformel (jährliche Abschreibung berücksichtigt)
Mittlerer Zinssatz Eigenkapital bei Abschreibung	%	1,74	Berechnet nach Annuitätenformel (jährliche Abschreibung berücksichtigt)
Zinskosten Fremdkapital	Fr./Jahr	4772	Fremdkapital * mittlerer Zinssatz
Zinskosten Eigenkapital	Fr./Jahr	1027	
Abschreibung pro Jahr	Fr./Jahr	13 569	10 % der Investition (Wechselrichter) auf 10 Jahre, Rest auf 25 Jahre
Betriebskosten	Fr./Jahr	2360	0,8 % der Investition
Kosten Total	Fr./Jahr	21 728	Summe
Gestehungskosten	Fr./kWh	0.62	Kosten dividiert durch Ertrag
Gewinn / Verlust	Fr./Jahr	1695	Erlös abzüglich Kosten
Kapitalrendite	%	2,5 %	Gewinn + Zinskosten dividiert durch Investition
Eigenkapitalrendite	%	4,6 %	Gewinn + Zinskosten Eigenkapital dividiert durch Eigenkapital

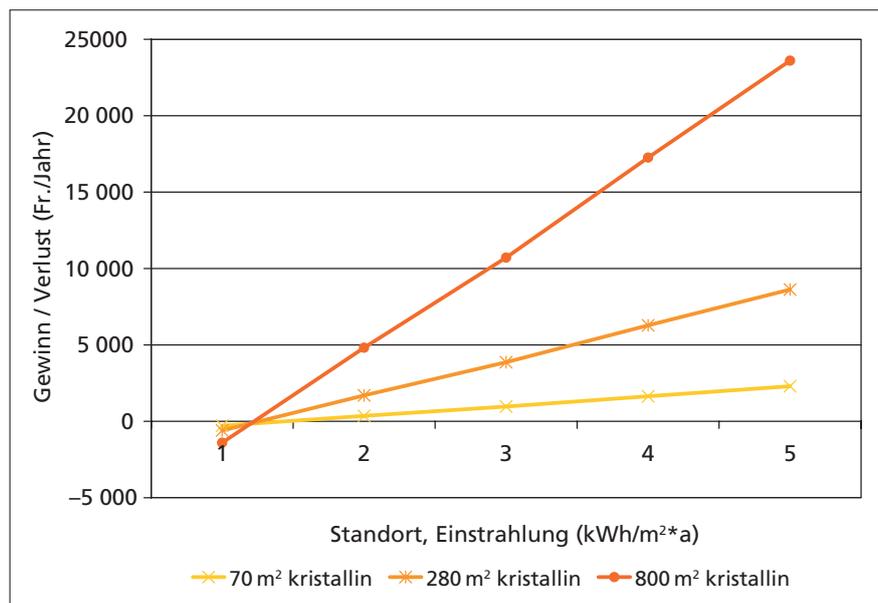


Abb. 6: Gewinn und Verlust der kristallinen Anlagen (Auf-Dach) an verschiedenen Standorten.

Tab. 9: Beschreibung der Vergleichsvarianten

Variante Nr.	Kurzbezeichnung	Beschreibung
0	Referenz	Wie beschrieben; Standort 2; der zinslose Investitionskredit bemisst sich auf 25 % der Investition.
1	Ohne IK	Kein zinsloser Investitionskredit – sämtliches Fremdkapital muss verzinst werden (Zinssatz 5 %)
2	50 % IK	Zinsloser Investitionskredit wird voll ausgeschöpft (50 % der Investition, max. Fr. 200 000)
3	Zinssatz 4 %	Günstigere Zinskonditionen; der durchschnittliche Zinssatz des Bankkredites beträgt 4 % (statt 5 %).
4	Südwest-Ausrichtung	Die PV-Anlage ist nicht optimal ausgerichtet (45° südwestlich oder südöstlich)
5	10 % weniger Systemverlust	Der Systemverlust von 23 % wird um 10 % reduziert (20,7 %)
6	Standort 3-4	Besserer Standort (nebelfreie Alpentäler; Durchschnitt von Standort 3 und 4; vgl. Tab. 3)

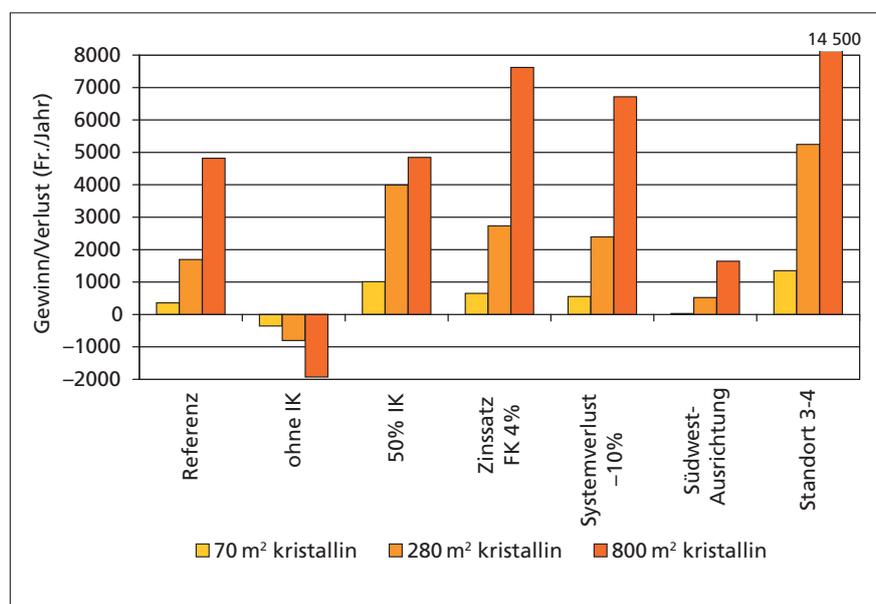


Abb. 7: Gewinn und Verlust bei verschiedenen Varianten.

Tab. 10: Rentabilitäten der kristallinen Anlagen nach verschiedenen Varianten

Kapitalrendite	Referenz	Ohne IK	50 % IK	Zinssatz 4 %	Geringer Systemverlust	Südwest-Ausrichtung	Standort 3-4
70m² kristallin	2,4 %	2,4 %	2,4 %	2,4 %	2,6 %	2,0 %	3,6 %
280m² kristallin	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,8 %	2,1 %	3,7 %
800m² kristallin	2,6 %	2,6 %	2,6 %	2,6 %	2,8 %	2,2 %	3,8 %
Eigenkapitalrendite							
70m² kristallin	3,9 %	-0,4 %	7,8 %	5,6 %	5,0 %	1,9 %	9,8 %
280m² kristallin	4,6 %	0,4 %	8,5 %	6,4 %	5,8 %	2,6 %	10,6 %
800m² kristallin	4,8 %	0,5 %	4,8 %	6,5 %	6,0 %	2,8 %	10,8 %

Tab. 11: Gestehungskosten der kristallinen Anlagen nach verschiedenen Varianten (Rappen je kWh)

Kapitalrendite	Referenz	Ohne IK	50 % IK	Zinssatz 4 %	Geringer Systemverlust	Südwest-Ausrichtung	Standort 3-4
70m² kristallin	71	79	63	68	69	75	62
280m² kristallin	62	69	56	59	60	65	54
800m² kristallin	59	66	59	56	57	62	51

In Abbildung 7 werden Gewinn und Verlust der verschiedenen Varianten aufgezeigt. Dabei ist der relativ hohe Einfluss der Finanzierungsart ersichtlich. An erster Stelle steht dabei der Umfang des zinslosen Investitionskredits. Wird kein IK gewährt (Variante 1), ist die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Referenzvariante nicht gegeben. Dagegen wirkt sich eine Verdoppelung des IK von 25 % auf 50 % (Variante 2) oder – vor allem bei grösseren Anlagen – günstigere Zinskonditionen beim Bankkredit (Variante 3) deutlich positiv aus. Alternativ können die Kosten des Fremdkapitals natürlich auch mit einer Steigerung des Eigenkapitalanteils gesenkt werden, was vor allem bei kleinen Anlagen in Betracht zu ziehen ist. Die weiteren Varianten wirken sich in erster Linie ertragsseitig aus. Bei grösseren Anlagen ist dabei der Einfluss des Systemverlusts (Variante 4) nicht zu unterschätzen. Im Weiteren hat wie im vorgängigen Abschnitt bereits ausgeführt der Standort beziehungsweise die Solarstrahlung einen entscheidenden Effekt auf die Wirtschaftlichkeit. Eine etwas ungünstigere Ausrichtung (Variante 5) kann in Standort 2 noch knapp eine Kostendeckung erzielen, während ein besserer Standort in allen Grössenklassen deutliche Verbesserungen aufweist.

In Tabelle 10 sind die Rentabilitäten der verschiedenen Varianten aufgeführt. Die nur wenig höhere bis teilweise gar niedrigere Eigenkapitalrendite bei der grossen Anlage (800m²) im Vergleich zur mittleren Anlage (280m²) ist bedingt durch die abgestufte Einspeisevergütung und die geringen Skaleneffekte. Grosse Anlagen (800m² kristallin) bekommen zudem die Begrenzung des Investitionskredits von maximal 200000 Franken zu spüren. Mit steigendem Anteil des mit 5 % verzinsten Bankkredits steigen die Zinskosten für Fremdkapital überproportional.

Tabelle 11 gibt schliesslich eine Übersicht über die Gestehungskosten der Stromproduktion in den verschiedenen Anlagen und Varianten. Im günstigsten Fall betragen diese gut 50 Rappen (grosse Anlage an gutem Standort), im ungünstigsten Fall knapp 80 Rappen (kleine Anlage ohne Investitionskredit).

Schlussfolgerungen

Die Kalkulationen von drei unterschiedlich grossen Modellanlagen lassen unter Vorbehalt der getroffenen Annahmen folgende Schlussfolgerungen zu:

- Photovoltaikanlagen in der Landwirtschaft können dank der neuen Einspeisevergütung an den meisten Standorten rentabel betrieben werden, wobei der Umfang des gewährten Investitionskredits eine wesentliche Einflussgrösse darstellt.
- Ohne Investitionskredit ist eine Kostendeckung gefährdet und kann nur mit optimalen Bedingungen (Standort, günstige Zinskonditionen usw.) gewährleistet werden.
- Die Gestehungskosten der untersuchten Anlagen mit kristallinen Solarzellen in Auf-Dach-Montage bewegen sich je nach Grösse und Variante zwischen 51 und 79 Rappen je produzierte Kilowattstunde Strom.
- Die erzielten Gewinne bewegen sich in den meisten Fällen auf einem bescheidenen Niveau, übertreffen aber alternative Kapitalanlagen mit vergleichbarem Risiko.
- Aufgrund der geringen Skaleneffekte und der abgestuften Einspeisevergütung können auch mit kleineren Anlagen angemessene Rentabilitäten erreicht werden.
- Speziell bei grossen Anlagen sind für den Bankkredit günstige Konditionen anzustreben; ansonsten bleibt die Rentabilität auf dem Niveau von mittleren Anlagen oder gar darunter.
- Eine Kostendeckung bei schlechteren Standortvoraussetzungen wie zum Beispiel in Nebelgebieten ist möglich, indem die schlechteren Erträge mit günstigen Krediten kompensiert werden.
- Bei Neubauten, anstehenden Dachsanierungen und bei hohen Ansprüchen an die Gestaltung der Anlage ist eine Dachintegration der Auf-Dach-Montage vorzuziehen. In diesem Fall sind auch amorphe Si-Solarzellen oder Dünnschichtmodule zu prüfen, die insbesondere bei grösseren Flächen Vorteile aufweisen. Integrierte Anlagen passen sich besser in bestehende Bauten ein und werden im Baubewilligungsverfahren aus ästhetischer Sicht oft bevorzugt. Dies führt zu einer generell breiteren Akzeptanz von Photovoltaikanlagen.
- Bei der Prüfung von Offerten muss neben den Investitionen pro kWp auch dem Systemverlust, der in hohem Masse den

Stromertrag beeinflusst, besondere Beachtung geschenkt werden. Für eine möglichst genaue Ertragsabschätzung der offerierten Anlagen dürfte sich deshalb der Beizug eines neutralen Planungsbüros lohnen.

- Vor der Baueingabe ist im Rahmen einer Machbarkeitsstudie auch eine Vorabklärung mit den lokalen und kantonalen Behörden zu empfehlen.
- Stehen grössere Flächen zur Verfügung, müssen die maximal mögliche Netzanschlusskapazität und allfällig damit verbundene Anpassungskosten frühzeitig abgeklärt werden.

Bei den Ergebnissen ist unbedingt zu berücksichtigen, dass die Lebensdauer der Anlagen mit kristallinen Solarzellen in der Regel mindestens 30 Jahre beträgt. Wenn die Anlagen jedoch bereits mit 25 Jahren abgeschrieben sind, folgen darauf nur noch die vergleichsweise geringen Unterhaltskosten. Die nach 25 Jahren erzielten Stromerlöse können somit weitgehend als Gewinne verbucht werden und verbessern damit die Rentabilität der Anlage insgesamt. Es ist mit hoher Wahrscheinlichkeit anzunehmen, dass dann auch der konventionelle Strompreis deutlich über den 15 Rappen zu stehen kommt.



Abb. 8: Eine Photovoltaikanlage macht kaum Arbeit, bedingt jedoch den Einsatz von viel Eigenkapital. Investitionsrisiko und Rentabilität sind insgesamt als günstig zu beurteilen.

Quelle: Solar Agentur Schweiz

Literatur

BFE, Bundesamt für Energie: Medienmitteilung 27.6.2007.

Bührke T., Wengenmayr R. [et al.], 2007. Erneuerbare Energie: Alternative Energiekonzepte für die Zukunft, 1. Auflage, WILEY-VCH, Weinheim.

Gubler, N. et al., 2007: Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen – wichtige Einflussfaktoren am Beispiel von zwei Modellanlagen. ART-Bericht Nr. 676, Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon, Ettenhausen.

Hostettler, T., 2007: Solarstromstatistik 2006, Bulletin SEV 8/2007 (Schweizerischer Elektrotechnischer Verein), Fehrltorf.

KTBL, Kuratorium für Landtechnik und Bauwesen in der Landwirtschaft, KTBL-Schrift 420, 2004. Die Landwirtschaft als Energieerzeuger, Darmstadt.

Kaltschmitt M., Streicher W., Wiese A. (Hrsg.), 2006. Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg.

Konrad F., 2007. Planung von Photovoltaik-Anlagen, 1. Auflage, Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden.

Suri M. et al., 2007. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), European Commission, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit, Ispra, Italy. <http://sunbird.jrc.it/pvgis/> oder: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>, PVGIS, European Commission, Joint Research Center (Oktober 2007).

Swissolar, 2007. Argumentarium. http://www.swissolar.ch/fileadmin/x_lib/download/FAQ_Potenzial_Solar_CH.pdf (November 2007)

Weitere Quellen

Revision der Energieverordnung & Stromversorgungsverordnung (StromVV) – Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens, erschienen: 27.6.2007, Institution: Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)

Paul Scherrer Institut (PSI) für das Bundesamt für Energie (BFE), Final Draft 24 September 2004, BFE Energieperspektiven: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Kapitel 5: Windenergie und Kapitel 7: Photovoltaik, Villigen.

Swissolar, 09.2002, Photovoltaik – Strom aus der Sonne, Informationsblatt, Zürich.

Anhang

Photovoltaikanlagen: Technische Grundlagen

Der Begriff «Photovoltaik» wurde aus dem griechischen Wort phos, photo=Licht und dem italienischen Physiker Graf Volta, dem Namensgeber für die Einheit der elektrischen Spannung abgeleitet. Photovoltaik steht damit für den direkten Umwandlungsprozess von Sonnenlicht oder Licht in elektrische Energie respektive Strom. Das Prinzip von Photovoltaikanlagen beruht auf einem physikalischen Effekt, der bereits im Jahr 1839 vom französischen Physiker Becquerel entdeckt wurde. Mittels Lichtquanten (Photonen) des Sonnenlichts lässt sich in einem Halbleitermaterial ein elektrischer Gleichstrom erzeugen. Dieser Effekt wurde ab Mitte des 20. Jahrhunderts erstmals technisch für die Energieversorgung von Satelliten im Weltraum genutzt. Die industrielle Nutzung setzte erst in den vergangenen 5–10 Jahren richtig ein, da die Nachfrage nach alternativer Energiequellen in den letzten Jahren massiv gestiegen ist. Dies zeigt sich auch in den weltweit zweistelligen Wachstumswerten der Photovoltaikbranche in den vergangenen 5 Jahren.

Aufbau und Funktion einer Solarzelle

Eine Solarzelle besteht grundsätzlich aus einer 0,3 mm dicken, hochreinen Siliziumscheibe. Dieser Halbleiter wird auf der Oberseite mit minimalen Mengen von Phos-

phor dotiert, wodurch eine sogenannte n-leitende Schicht entsteht, die den Minuspol bildet. Die Unterseite der Scheibe wird mit Bor dotiert, dadurch entsteht die p-leitende Schicht respektive der Pluspol. Das «Dotieren» bezeichnet den Vorgang, in dem ein Fremdstoff hinzugefügt wird, um die Zelle gezielt zu verunreinigen.

Die aufgetragenen Fremdstoffe ermöglichen es nun, dass beim Auftreffen von Licht auf die Solarzelle bewegliche positive und negative Ladungsträger entstehen. Diese wandern getrennt zur Unter- und Oberseite der Zelle, wo sie durch Anschlusskontakte aufgenommen werden, an denen nun eine elektrische Gleichspannung entsteht. Fingerförmige, schmale Leiterbahnen an der lichtzugewandten Oberseite und ein ganzflächiger Metallkontakt an der Unterseite bilden die Anschlusskontakte. Wird zum Beispiel eine Lampe als Verbraucher angeschlossen, fließt ein Gleichstrom. Dieser wird zur Netzeinspeisung mit einem Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt.

Solarmodul

Das Solarmodul ist ein Baustein der Solarstromanlage. Die oben beschriebenen Solarzellen werden durch Leitungsbahnen in Serie zusammengeschlossen und anschließend mit einer Verpackung aus Glas und Kunststoff verschlossen. Das Solarmodul wird durch einen Rahmen aus Aluminium oder Edelstahl zusammengehalten und so vor Umwelteinflüssen geschützt.

Anfragen über andere landtechnische Probleme sind an die unten aufgeführten Berater für Landtechnik zu richten.
Weitere Publikationen und Prüfberichte können direkt bei der ART, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen, angefordert werden,
Tel. 052 368 31 31, Fax 052 365 11 90, E-Mail: doku@art.admin.ch, Internet: <http://www.art.admin.ch>

ZH	Mayer Gerd, Strickhof, 8315 Lindau, Telefon 052 354 98 11 Blum Walter, Strickhof, 8315 Lindau, Telefon 052 354 99 60	FR	Kilchherr Hansruedi, Landw. Schule Grangeneuve 1725 Posieux, Telefon 026 305 58 50
BE	Jutzeler Martin, Inforama Berner Oberland, 3702 Hondrich, Telefon 033 654 95 45 Marti Fritz, Inforama Rütli und Waldhof, 3052 Zollikofen, Telefon 031 910 52 10 Hofmann Hans Ueli, Inforama Rütli und Waldhof, 3052 Zollikofen, Telefon 031 910 51 54	SO	Ziörjen Fritz, Landw. Bildungszentrum Wallierhof, 4533 Riedholz, Telefon 061 976 21 21
LU	Moser Anton, LBBZ Schüpfheim, 6170 Schüpfheim, Telefon 041 485 88 00 Widmer Norbert, LBBZ, Sennweidstrasse, 6276 Hohenrain, Telefon 041 914 30 77	BL	Ziörjen Fritz, Landw. Zentrum Ebenrain, 4450 Sissach, Telefon 061 976 21 21
UR	Landw. Beratungsdienst, Aprostr. 44, 6462 Seedorf, Telefon 041 871 05 66	SH	Landw. Beratungszentrum Charlottenfels, 8212 Neuhausen, Telefon 052 674 05 20
SZ	Landolt Hugo, Landw. Schule Pfäffikon, 8808 Pfäffikon, Telefon 055 415 79 22	AI	Inauen Bruno, Gaiserstrasse 8, 9050 Appenzell, Telefon 071 788 95 76
OW	Müller Erwin, BWZ Obwalden, 6074 Giswil, Telefon 041 675 16 16 Landwirtschaftsamt, St.Antonistr. 4, 6061 Sarnen, Telefon 041 666 63 58	AR	Vuilleumier Marc, Landwirtschaftsamt AR, 9102 Herisau, Telefon 071 353 67 56
NW	Scheuber Roland, Landwirtschaftsamt, Kreuzstr. 2, 6371 Stans, Telefon 041 618 40 01	SG	Lehmann Ueli, Landwirtschaftliches Zentrum SG, 9465 Salez, Telefon 081 758 13 19 Steiner Gallus, Landwirtschaftliches Zentrum SG, 9230 Flawil, Telefon 071 394 53 94
GL	Amt für Landwirtschaft, Postgasse 29, 8750 Glarus, Telefon 055 646 67 00	GR	Merk Konrad, LBBZ Plantahof, 7302 Landquart Telefon 081 307 45 25
ZG	Gut Willy, LBBZ Schluechthof, 6330 Cham, Telefon 041 784 50 50 Furrer Jules, LBBZ Schluechthof, 6330 Cham, Telefon 041 784 50 50	AG	Müri Paul, LBBZ Liebegg, 5722 Gränichen, Telefon 062 855 86 27
		TG	Baumgartner Christof, Fachstelle Beratung und Landtechnik, Amriswilerstr. 50, 8570 Weinfelden, Telefon 071 622 10 23
		TI	Müller Antonio, Ufficio consulenza agricola, 6501 Bellinzona, Telefon 091 814 35 53
		AGRIDEA	Abteilung Landtechnik, 8315 Lindau, Telefon 052 354 97 00

Impressum

Herausgeber: Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART,
Tänikon, CH-8356 Ettenhausen

Die ART-Berichte erscheinen in rund 20 Nummern pro Jahr. – Jahresabonnement
Fr. 60.–. Bestellung von Abonnements und Einzelnummern: ART, Bibliothek,
CH-8356 Ettenhausen. Telefon +41 (0)52 368 31 31, Fax +41 (0)52 365 11 90,
doku@art.admin.ch, <http://www.art.admin.ch>

Die ART-Berichte sind auch in französischer Sprache als «Rapports ART» erhältlich.
ISSN 1661-7568.

Die ART-Berichte sind im Volltext im Internet (www.art.admin.ch)