

Alterung von Photovoltaik- Modulen

Prof. Dr.sc.techn. Dr.-Ing. Johannes Hoffmann
thermovolt AG

1. Zum Alterungsvorgang

Beim Einsatz von Photovoltaik-Modulen beobachtet man im Laufe der Betriebszeit Alterungseffekte. Sie treten bei allen Zellenarten, sowohl bei mono- u. polykristallinen als auch bei amorphen Zellen auf.

Die Alterung bewirkt eine Reduzierung des Zellen- bzw. Modulwirkungsgrades, die mit fortschreitender Betriebsdauer zunimmt.

Für die Energieversorgungspraxis ist die durch Alterungseffekte bei gleichbleibender Solareinstrahlung hervorgerufene Verringerung der erzeugten elektrischen Nutzleistung relevant.

Handelt es sich um Batterieeinspeisungen bei Inselanlagen, zählt in diesem Zusammenhang die bei definierter Solareinstrahlung von den Solarzellen bzw. Solarmodulen erzeugte Gleichstrom-Leistung.

In der Mehrzahl der Fälle bestehen Wechsel- oder Drehstrom-Einspeisungen in das vorgeordnete Netz (Netzparallelbetrieb) durch Solarmodule u. netz- oder selbstgeführte Wechselrichter. Hier ist für die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage die in das vorgeordnete Netz eingespeiste Wechsel- oder Drehstromleistung maßgebend.

Sie wird bei gleichbleibender Solareinstrahlung reduziert durch Alterungseffekte sowohl in den Solarzellen als auch in den Wechselrichtern.

Ursächlich für diese Verschlechterung des Zellen- bzw. Modulwirkungsgrades sind im wesentlichen zwei Ursachen: Zum einen bilden sich bei Freiluftbetrieb auf der Einstrahlungsseite der Module Ablagerungen u. Fremdschichten (z.B. Staub, Schmutzpartikel, Pollen, Verunreinigungen, teilweise auch Veralgung an den Rändern u.a.), welche die Solarstrahlung, die unmittelbar in den Zellen die Elektroenergieerzeugung bewirkt, dämpfen u. abschwächen. Diese Oberflächenfremdschichten werden auch durch den Selbstreinigungseffekt des Regens nicht vollständig beseitigt.

Mit zunehmender Verweildauer der Module in Freiluft nimmt die Dicke der Fremdschichten u. damit die Dämpfung der Solar-Nutzeinstrahlung zu.

Diesem Alterungseffekt kann durch regelmäßige Reinigung der Modul-Einstrahlungsflächen entgegengewirkt werden.

Aus Aufwands- u. Kostengründen wird in der Photovoltaik-Anlagenpraxis jedoch fast immer auf derartige Reinigungsprozeduren verzichtet.

Eine zweite Ursache für die Wirkungsgrad -Reduzierung besteht in irreversiblen interkristallinen Rekombinationsvorgängen in den Zellen, die mit Erhöhungen der Zellentemperaturen ablaufen.

Beide Ursachen sind unter energiewirtschaftlichen Aspekten nicht behebbar, so daß die mit der Betriebsdauer einhergehende Reduzierung des Zellen- bzw. Modulwirkungsgrades bei Auslegung u. Wirtschaftlichkeitsbewertung von Photovoltaikanlagen berücksichtigt werden muß.

2. Verfahren zur Alterungsmessung

Die Messung der Alterung nimmt man unter ingenieurpraktischen Bedingungen zweckmäßig so vor, daß bei gegebener natürlicher Solareinstrahlung die Gleich- oder Wechselstromleistung des zu überprüfenden Moduls u. zeitgleich die eines neuen, noch ungebrauchten Vergleichs- Moduls vom gleichen Hersteller mit denselben Nenndaten gemessen wird.

Dabei sollte der Vergleichsmodul ebenso wie der zu überprüfende Modul geometrisch ausgerichtet sein, damit die Einstrahlungsbedingungen für beide Module identisch sind.

Unter Berücksichtigung der vom zu überprüfenden Modul bereits absolvierten Betriebsdauer ist dann der Quotient q mit

$P_{\ddot{u}}$ = elektr. Nutzleistung des zu überprüfenden Moduls

P_n = elektr. Nutzleistung des neuen Vergleichsmoduls

$$q = \frac{P_{\ddot{u}}}{P_n} \quad (2/1)$$

ein Maß für entstandenen Alterung, hier als elektrische per-unit-Leistung definiert.

Die bei der Herstellung der Module unvermeidbaren Fertigungstoleranzen liegen etwa zwischen $\pm 3\%$.

Bei der Berechnung der zu erwartenden Elektroenergieerträge sollte daher eine Reduzierung mit dem Faktor 0,97 erfolgen.

3. Alterungsgesetze

Die während des Betriebes der Module entstehende Alterung läßt sich in Anlehnung an analoge Problemstellungen durch zwei auf ingenieurpraktische Belange zugeschnittene mathematische Modelle beschreiben. Dafür ist sowohl ein Potenzgesetz wie auch ein Exponentialgesetz geeignet.

Mit den Bezeichnungen

$y(t)$ = betriebszeitabhängige alterungsrelevante Kenngröße, im gegebenen Fall die bei definierter Solareinstrahlung erzeugte elektrische Nutzleistung

t = Betriebsdauer in Betriebszeitabschnitten (z. B. in Jahren)

T = Zeitkonstante

a = Alterungsrate pro Betriebszeitabschnitt

u. den Indizes

b = Bezugswert

0 = Neuwert (zu Beginn des Betriebes)

sowie den Definitionen

$y(0) = y(t_0) =$ Neu- oder Anfangswert der o.g. Kenngröße

$y_b = y(t_b) =$ Bezugswert der Kenngröße zum Bezugszeitpunkt t_b

lautet das Potenzgesetz

$$y = y(t) = y_0 \cdot (1 - a)^t. \quad (3/1)$$

Das Exponentialgesetz lautet

$$y = y(t) = y_0 \cdot \exp \left\{ -\frac{t}{T} \right\}. \quad (3/2)$$

Liegt ein Wertepaar t_b u. y_b des Zeitverlaufes $y(t)$ der Alterung vor, so lassen die Alterungsparameter T u. a aus (3/1) u. (3/2) berechnen:

Aus dem Potenzgesetz folgt

$$y_b = y_0 \cdot \exp \left\{ -\frac{t_b}{T} \right\}, \quad (3/3)$$

woraus sich für die Zeitkonstante

$$T = - \frac{t_b}{\ln \left\{ \frac{y_b}{y_0} \right\}} \quad (3/4)$$

ergibt.

Ein Bezugspunkt des Alterungsverlaufes nach dem Potenzgesetz ist durch

$$y_b = y_0 \cdot (1 - a)^{t_b} \quad (3/5)$$

gegeben.

Daraus erhält man die Alterungsrate zu

$$a = 1 - \left(\frac{y_b}{y_0} \right)^{\frac{1}{t_b}}. \quad (3/6)$$

Hersteller von Solarzellen bzw. Solarmodulen garantieren, daß bei definierter Solareinstrahlung nach 25 Jahren noch 80% der elektrischen Nennleistung erbracht werden.

Definiert man einen Betriebszeitabschnitt als ein Jahr ($1a$), so sind die Bezugswerte

$$t_b = 25 \text{ u. } \frac{y_b}{y_0} = 0,80. \quad (3/7)$$

Mit (3/4) u. (3/6) berechnet sich die
Zeitkonstante zu

$$T = 112,035503$$

Alterungsrate z

$$a = 0,00888603 .$$

Die zu diesen Garantiewerten gehörigen Alterungs-Zeit-Verläufe $\frac{y(t)}{y_0}$ sind nachstehend tabelliert.

	Exponentialgesetz Hersteller-Garantie	Potenzgesetz Hersteller-Garantie
$t_b =$	25	25
$y_b / y_0 =$	0,800	0,800
	$T =$ 112,03550290	$a =$ 0,008886026
t	y(t) / y₀	y(t) / y₀
0	1,00000	1,00000
1	0,99111	0,99111
2	0,98231	0,98231
3	0,97358	0,97358
4	0,96493	0,96493
5	0,95635	0,95635
6	0,94785	0,94785
7	0,93943	0,93943
8	0,93108	0,93108
9	0,92281	0,92281
10	0,91461	0,91461
11	0,90648	0,90648
12	0,89843	0,89843
13	0,89044	0,89044
14	0,88253	0,88253
15	0,87469	0,87469
16	0,86692	0,86692
17	0,85921	0,85921
18	0,85158	0,85158
19	0,84401	0,84401
20	0,83651	0,83651
21	0,82908	0,82908
22	0,82171	0,82171
23	0,81441	0,81441
24	0,80717	0,80717
25	0,80000	0,80000

Abb. 3/1

Man erkennt, daß das angegebene Potenz- u. Exponentialgesetz für die infrage kommenden Zahlenbereiche völlig übereinstimmende Werte für $y(t) / y_0$ liefern.

Aus Zweckmäßigkeitsgründen sollte im Zusammenhang mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Photovoltaikanlagen der Elektroenergieertrag unter Berücksichtigung der Alterung nach dem Potenzgesetz ermittelt werden.

4. Alterungsmessungen

Bedauerlicherweise halten sich Hersteller mit der Angabe von realen Alterungsdaten sehr bedeckt. Die oben angegebenen Garantiewerte bedeuten, daß nach 25a bei gegebener definierter Solareinstrahlung mindestens 80% der elektrischen Nennleistung einer neuen Zelle bzw. eines neuen Moduls erreicht werden. Wie bei Garantiezusagen von Herstellern anderer Erzeugnisse auch, sind vermutlich in diese garantierte elektrische Mindestleistung von den Herstellern nicht offengelegte Sicherheitszuschläge eingebaut, so daß die zu erwartende elektrische Leistung nach dieser Betriebsdauer höher sein wird als die in Tabelle 1 angegebenen Garantiewerte.

Im Verlaufe der letzten Jahre konnten an einer größeren Anzahl von Modulen insgesamt 33 derartige Leistungsmessungen nach Abschnitt 2 vorgenommen werden.

Für diese Alterungsmessungen waren Photovoltaikanlagen zugänglich, die mit einer Ausnahme nicht länger als 5 Jahre in Betrieb waren.

Gemessen wurden ausschließlich die Gleichstrom-Leistungen der zu überprüfenden u. der neuen Module durch gleichzeitige DC-Strom-Spannungs-Messungen.

Dabei wurden aus Zuverlässigkeitsgründen an den Modulen mehrere Messungen vorgenommen u. die elektrischen Gleichstromleistungen vor der Quotientenberechnung gemittelt.

Die aus den direkten Meßwerten nach (2/1) berechneten Quotienten q sind als Punktwolke in dem Diagramm Abb. 4/1 aufgetragen.

Wie zu erwarten, ist der Abfall der elektrischen per-unit-Leistung mit wachsender Betriebsdauer deutlich erkennbar.

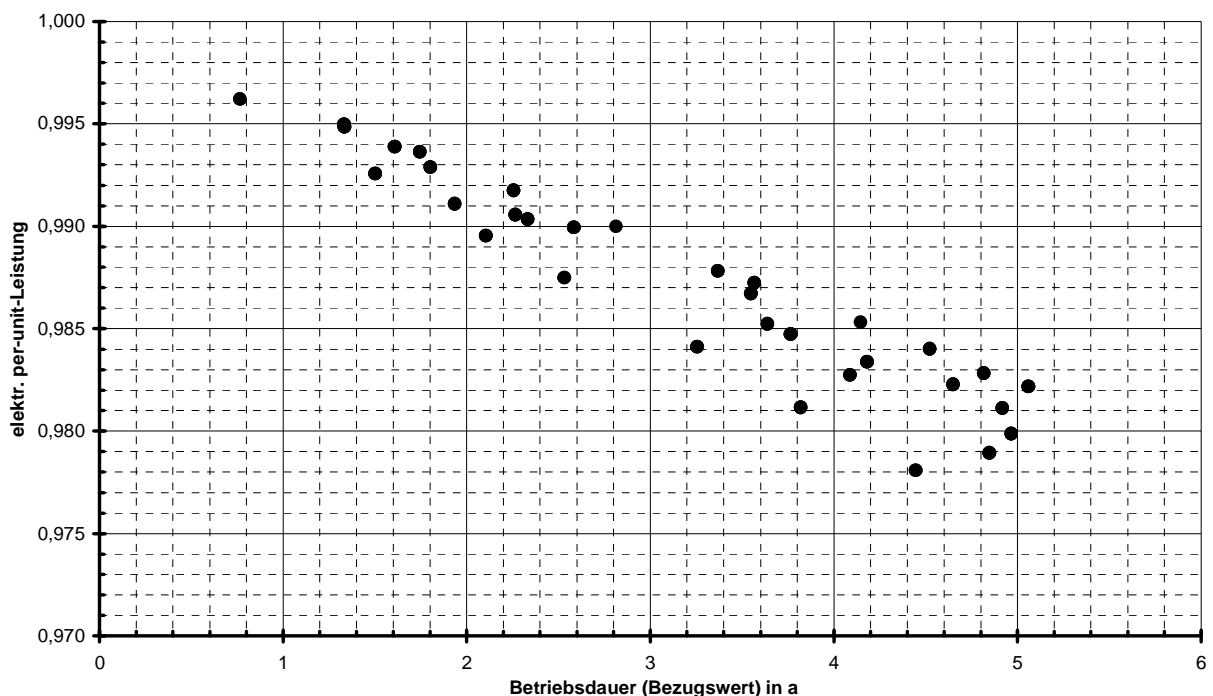


Abb. 4/1

Die zu dem Diagramm Abb. 4/1 gehörige Wertetabelle ist in Abb. 4/2 dargestellt.

Außer den zum Meßzeitpunkt jeweils absolvierten Betriebsdauer (Bezugszeit t_b) in Tagen u. Jahren sind die per-unit-Leistungen

$$\frac{P_{\bar{u}}}{P_n} = \frac{y_b}{y_0}$$

sowie auch die daraus nach (3/6) berechneten Alterungsraten a angegeben.

Die größten dabei festgestellten Alterungsraten sind in Abb. 4/2 markiert.

Sie liegen bei 0,00496 bis 0,00497.

Aus Sicherheitsgründen kann für die größte Alterungsrate auf $a = 0,005$ aufgerundet werden.

Die kleinsten aus den Meßwerten berechneten Alterungsraten betragen 0,00355 bis 0,00356.

Daraus resultiert als Konsequenz,

- die Alterung von Photovoltaik-Modulen als elektrische per-unit-Leistung zu definieren
- als Alterungsmodell zur quantitativen Alterungsbewertung das Potenzgesetz nach (3/1) zu verwenden
- für quantitative Alterungsberechnungen eine Alterungsrate $a = 0,005$, d.h. 0,5% über die

gesamte Betriebs- bzw. kalkulatorische Nutzungsdauer der Photovoltaikanlage ins Kalkül zu ziehen.

In Abb. 4/3 sind die nach dem Potenzgesetz (3/1) berechneten Zeitverläufe der elektrischen per-unit-Leistungen für die Garantiewerte 80% elektrische Nennleistung nach 25 Jahren wie auch für die Alterungsraten $a = 0,005$ als Höchstwert u. $a = 0,00355$ als Kleinstwert, d.h. für 0,5% u. 0,355% als Diagramm dargestellt.

Den Garantiewerten entspricht eine Alterungsrate von $a = 0,008886$, d.h. von knapp 0,9%.

lfd. Nr.	Betriebsdauer		direkte Meßwerte	Alterungsrate a
	Tage	t_b / a	$P_{\bar{u}} / P_n$	a
1	1188	3,25479452	0,98411	0,00491
2	851	2,33150685	0,99034	0,00415
3	1374	3,76438356	0,98473	0,00408
4	1651	4,52328767	0,98401	0,00356
5	1847	5,06027397	0,98218	0,00355
6	1492	4,08767123	0,98274	0,00425
7	1758	4,81643836	0,98283	0,00359
8	1697	4,64931507	0,98227	0,00384
9	943	2,58356164	0,98994	0,00391
10	658	1,80273973	0,99288	0,00396
11	548	1,50136986	0,99256	0,00496
12	823	2,25479452	0,99174	0,00367
13	1295	3,54794521	0,98672	0,00376
14	587	1,60821918	0,99389	0,00380
15	486	1,33150685	0,99497	0,00378
16	637	1,74520548	0,99364	0,00365
17	706	1,93424658	0,99109	0,00462
18	1328	3,63835616	0,98523	0,00408
19	1302	3,56712329	0,98724	0,00359
20	1526	4,18082192	0,98338	0,00400
21	1769	4,84657534	0,97894	0,00438
22	1813	4,96712329	0,97987	0,00409
23	1394	3,81917808	0,98116	0,00497
24	827	2,26575342	0,99057	0,00417
25	1795	4,91780822	0,98112	0,00387
26	768	2,10410959	0,98955	0,00498
27	487	1,33424658	0,99485	0,00386
28	1229	3,36712329	0,98783	0,00363
29	279	0,76438356	0,99620	0,00497
30	924	2,53150685	0,98749	0,00496
31	1623	4,44657534	0,97809	0,00497
32	1027	2,81369863	0,99000	0,00357
33	1513	4,14520548	0,98531	0,00356

Abb. 4/2

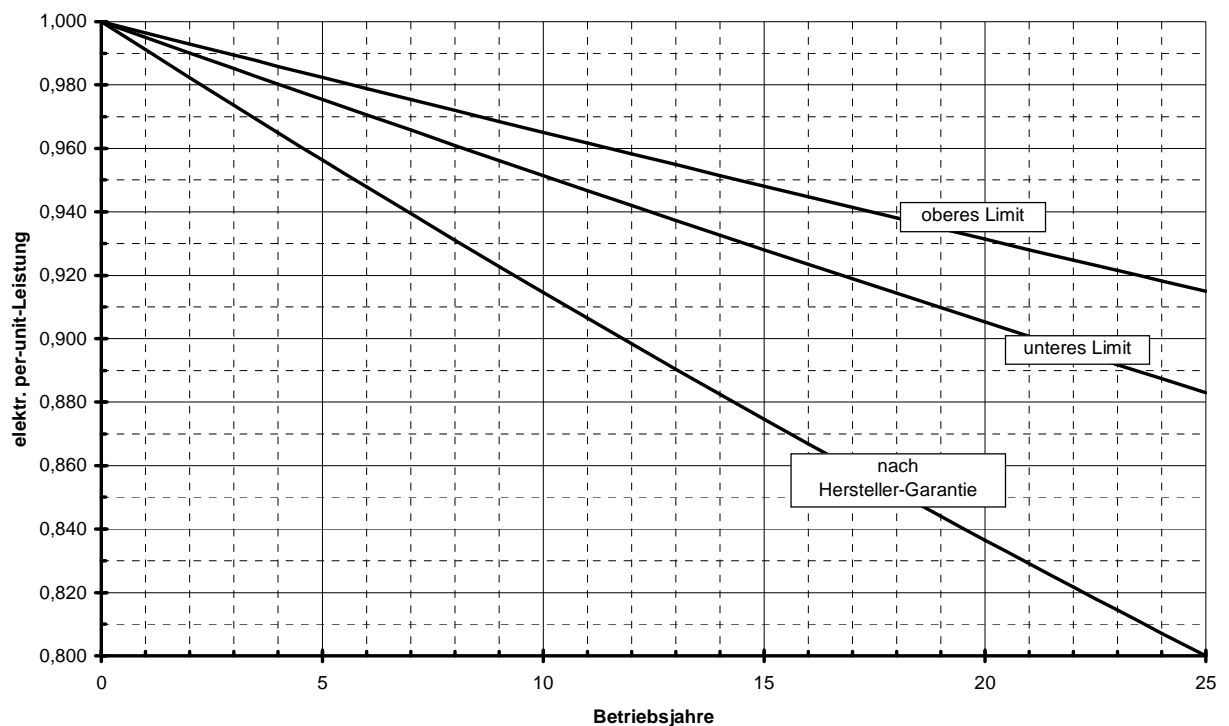


Abb. 4/3

Aus dem Diagramm Abb. 4.3 ist deutlich, daß der Alterungs-Zeitverlauf nach den Garantiewerten weit unter den Verläufen nach den Meßdaten - im Diagramm mit unteres u. oberes Limit bezeichnet - liegen. Auch die mit der Alterungsrate $a = 0,005$ ermittelte Kurve – hier mit unteres Limit bezeichnet, liegt um einiges über der Kurve nach den Garantiewerten des Herstellers. Die elektrische per-unit-Leistung mit der Alterungsrate $a = 0,005$ ist nach einer Betriebsdauer von 20 Jahren auf etwa 0,9053, d.h. praktisch auf 90% abgesunken. Nach weiteren 5 Jahren, d.h. nach 25 Jahren Betriebsdauer muß mit einer Reduzierung der elektrischen per-unit-Leistung auf 0,883, d.h. auf ca. 88% gerechnet werden.

5. Zusammenfassung u. Schlußfolgerungen

Der für Wirtschaftlichkeitsbeurteilungen von Photovoltaikanlagen maßgebende Elektroenergie-Ertrag wird durch Alterungsvorgänge in den Solarzellen u. Solarmodulen abhängig von deren Betriebsdauer reduziert. Daten für diese Alterung sind schwer beschaffbar u. ließen sich nur durch geeignet vorgenommene Messungen ermitteln.

Ursachen für die Alterung wurden skizziert, die angewendeten Verfahren zur Alterungsmessung vorgestellt. Von den angegebenen Alterungsmodellen kann aus Zweckmäßigkeitsgründen das Potenzgesetz zur Anwendung empfohlen werden.

Die ermittelten u. ausgewerteten Meßergebnisse sind vorgestellt u. interpretiert. Danach kann begründet empfohlen werden, das Potenzgesetz nach (3/1) mit einer Alterungsrate von $a = 0,005$, d.h. von 0,5% zur quantitativen Alterungsbeurteilung von Solarmodulen heranzuziehen:

$$\frac{y(t)}{y_0} = 0,995^t \quad (5/1)$$

Zahlenwerte für die Alterung nach (5/1) sind als Kurve „unteres Limit“ im Diagramm Abb. 4/3 dargestellt. Schließlich wird empfohlen, berechnete Elektroenergieerträge mit dem durch Fertigungstoleranzen bedingten Reduktionsfaktor von 0,97 zu multiplizieren.