

Höhere Flächenausbeute durch Optimierung bei aufgeständerten Modulen

DR.-ING. VOLKER QUASCHNING UND PROF. DR.-ING. HABIL. ROLF HANITSCH

Technische Universität Berlin · Institut für Elektrische Energietechnik

Sekr. EM4, Einsteinufer 11, D-10587 Berlin

Tel.: 030/314-25394 · Fax: 030/314-21133

E-Mail: Volker.Quaschning@iee.tu-berlin.de · <http://www.iee.tu-berlin.de/personen/quasch>

1 Einleitung

Auf Flachdächern werden Photovoltaikmodule aufgeständert, um den Energieertrag durch eine optimale Ausrichtung zu erhöhen und die Verluste durch Verschmutzung zu reduzieren. Bei hintereinander aufgeständerten Modulen kommt es jedoch zu gegenseitigen Abschattungen. Aus diesem Grund kann hier im Gegensatz zur horizontalen Ausrichtung nur eine geringere Dachfläche genutzt werden. In diesem Beitrag werden die Verluste bei unterschiedlichem Reihenabstand und verschiedenen Neigungswinkeln bestimmt. Durch eine technische Optimierung der Module können die Verluste durch gegenseitige Abschattung verringert und somit die spezifische Ausbeute erhöht werden.

2 Optimaler Reihenabstand bei aufgeständerten Modulen

Als Nachteil einer Aufständigung kommt es zu gegenseitigen Abschattungen bei hintereinander aufgestellten Modulreihen. Die Abschattungsverluste können durch die Wahl eines optimalen Reihenabstandes minimiert werden.

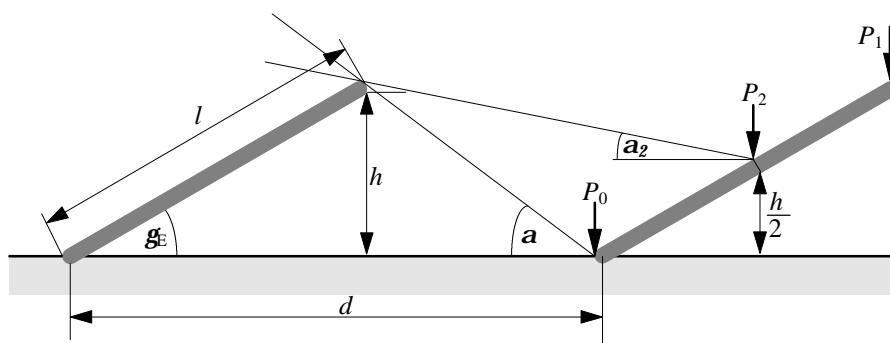


Abb. 1 Geometrische Verhältnisse bei aufgeständerten Solarmodulen. P_0 , P_1 , P_2 : untersuchte Punkte

Aus dem Abstand d sowie der Länge l der Modulanordnungen (siehe Abb. 1) ergibt sich der Flächennutzungsgrad f zu [1]:

$$f = \frac{l}{d} \quad . \quad (1)$$

Die verschiedenen Punkte P_0 , P_1 und P_2 der geneigten Modulfläche werden unterschiedlich stark von der gegenseitigen Beschattung betroffen. Am stärksten beeinträchtigt ist der Punkt P_0 . Je größer der Flächennutzungsgrad f gewählt wird, desto stärker fällt auch die Abschattung aus, die durch den Abschattungswinkel

$$\mathbf{a} = \arctan\left(\frac{f \cdot \sin \mathbf{g}_E}{1 - f \cdot \cos \mathbf{g}_E}\right) \quad (2)$$

ausgedrückt werden kann. Neben dem Flächennutzungsgrad f hat auch der Neigungswinkel \mathbf{g}_E der Anlage einen Einfluß auf den Abschattungswinkel. Mit steigendem Abschattungswinkel nehmen auch die Einstrahlungsverluste zu. Abb. 2 zeigt die relativen Verluste der Bestrahlung infolge von Abschattungen bezogen auf den unbeschatteten Fall (relative Abschattungsverluste s) am Punkt P_0 in Abhängigkeit des Abschattungswinkels \mathbf{a} und des Neigungswinkels \mathbf{g}_E . Die Werte wurden mit dem Simulationsprogramm SUNDI [2][3] ermittelt, das über das Internet bezogen werden kann (<ftp://emsolar.ee.tu-berlin.de/pub/progs/sundi>). Als Standort für die Berechnungen wurde Berlin gewählt. Aus den Ergebnissen ist gut zu erkennen, daß mit steigendem Neigungswinkel die Anlage zunehmend empfindlicher gegenüber Abschattungen wird.

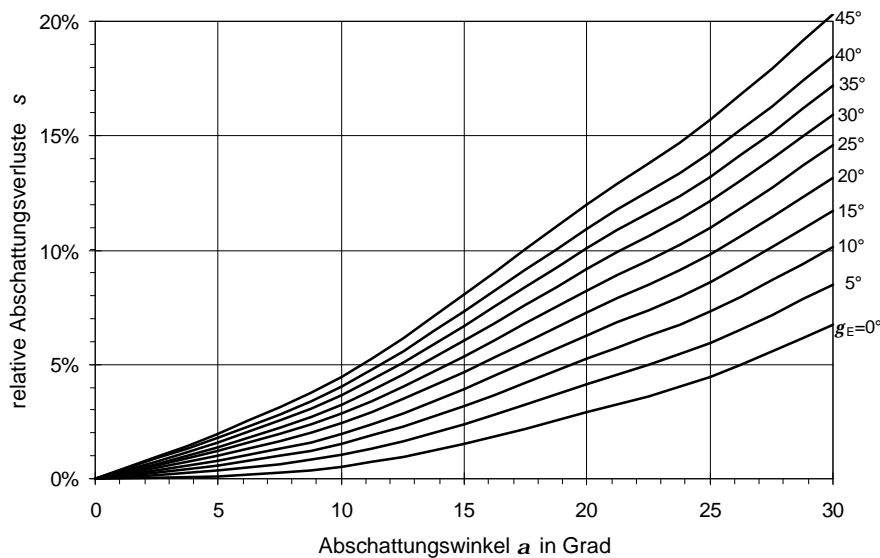


Abb. 2 Abschattungsverluste s in Abhängigkeit des Abschattungswinkels \mathbf{a} und der Modulneigung \mathbf{g}_E

Bei Abschattungen von Photovoltaikanlagen sind die Leistungsverluste näherungsweise proportional zu den Verlusten an der am meisten betroffenen Zelle. Deshalb kann hier in grober Näherung die Bestrahlungsstärke im Punkt P_0 als Referenzwert für die gesamte Anlage verwendet werden. Tabelle 1 zeigt den Abschattungswinkel \mathbf{a} und die daraus resultierenden relativen Abschattungsverluste s für verschiedene Flächennutzungsgrade bei Neigungswinkeln von 10° und 30° . Aufgrund der Neigung ergeben sich Strahlungsgewinne, die durch den

Faktor g berücksichtigt werden können. Aus den Neigungsgewinnen g und den relativen Abschattungsverlusten s ergibt sich der Korrekturfaktor k zu:

$$k = (1 - s) \cdot g \quad (3)$$

k gibt das Verhältnis der Bestrahlungsstärke am Punkt P_0 zur unbeschatteten Horizontalen wieder. Durch die Verringerung des Flächennutzungsgrades lassen sich bei Werten $f < 0,33$ (1:3) nur noch unwesentliche Verbesserungen erzielen. Bei Flächennutzungsgraden größer 0,4 (1:2,5) läßt sich der Energieertrag durch einen geringeren Neigungswinkel erhöhen. Berücksichtigt man beim Neigungswinkel von 10° im Vergleich zu 30° Verluste von 5 % infolge erhöhter Verschmutzung, empfiehlt sich die Wahl von geringeren Neigungswinkeln erst ab Flächennutzungsgraden größer 0,5 (1:2).

Tabelle 1 Relative Abschattungsverluste s und Gesamtkorrekturfaktor k für den Punkt P_0 bei unterschiedlichen Flächennutzungsgraden und Neigungswinkeln am Standort Berlin

f	$g_E = 30^\circ$				$g_E = 10^\circ$			
	a	s	g	k	a	s	g	k
1:1,5	38,8°	0,246	1,125	0,848	18,6°	0,048	1,064	1,013
1:2	23,8°	0,116	1,125	0,995	9,7°	0,015	1,064	1,048
1:2,5	17,0°	0,074	1,125	1,042	6,5°	0,009	1,064	1,054
1:3	13,2°	0,048	1,125	1,071	4,9°	0,006	1,064	1,058
1:3,5	10,7°	0,035	1,125	1,086	3,9°	0,004	1,064	1,060
1:4	9,1°	0,029	1,125	1,092	3,3°	0,004	1,064	1,060

Bei solarthermischen Anlagen fallen bekanntlich die Verluste bei Abschattungen nicht so extrem aus wie bei Photovoltaikanlagen. Bei diesen Anlagen kann für Ertragsberechnungen die mittlere Bestrahlungsstärke herangezogen werden. Für die weiteren Berechnungen wurden die über die Punkte P_0 , P_1 und P_2 gemittelten relativen Abschattungsverluste \bar{s} bestimmt. Die Verluste am Punkt P_0 sind bereits oben ermittelt. Am Punkt P_1 treten keine Abschattungen auf. Für den Punkt P_2 ist der Abschattungswinkel

$$a_2 = \arctan\left(\frac{f \cdot \sin g_E}{2 - f \cdot \cos g_E}\right) \quad (4)$$

in der Mitte der geneigten Fläche relevant. Tabelle 2 zeigt die mittleren Abschattungsverluste sowie den Gesamtkorrekturfaktor k der drei Punkte P_0 , P_1 und P_2 . Die Verluste fallen im Vergleich zum Punkt P_0 alleine deutlich geringer aus. Bei Flächennutzungsgraden $f < 0,5$ (1:2) lassen sich nun kaum noch Verbesserungen erzielen. Die Wahl eines geringeren Neigungswinkels g_E ist generell nicht mehr zu empfehlen.

Tabelle 2 Gemittelte relative Abschattungsverluste \bar{s} und Gesamtkorrekturfaktoren k der Punkte P_0 , P_1 und P_2 bei unterschiedlichen Flächennutzungsgraden und Neigungswinkeln am Standort Berlin

f	$g_E = 30^\circ$			$g_E = 10^\circ$		
	\bar{s}	g	k	\bar{s}	g	k
1:1,5	0,098	1,125	1,015	0,018	1,064	1,045
1:2	0,048	1,125	1,071	0,006	1,064	1,058
1:2,5	0,032	1,125	1,089	0,004	1,064	1,060
1:3	0,021	1,125	1,101	0,003	1,064	1,061
1:3,5	0,016	1,125	1,107	0,002	1,064	1,062
1:4	0,013	1,125	1,110	0,002	1,064	1,062

3 Optimierung von aufgeständerten Photovoltaikmodulen

Die Erkenntnisse über die Vorteile von solarthermischen Anlagen im Abschattungsfall lassen sich auch auf Photovoltaikanlagen übertragen. Durch technisch optimierte Module können die Abschattungsverluste infolge der Aufständeringung reduziert und somit der Reihenabstand verringert werden. Das größte Problem bei Abschattungen an Photovoltaikmodulen ergibt sich, wenn die Module unterschiedlich stark abgeschattet werden. Wird ein kristallines Modul am unteren Ende durch den Schatten der anderen Reihen abgeschattet, hat das Auswirkungen auf die gesamte Modulleistung [2], da in den Modulen meist sämtliche Zellen in Reihe verbunden sind. Werden die Solarmodule gemäß Abb. 3 modifiziert, lassen sich die Verluste reduzieren.

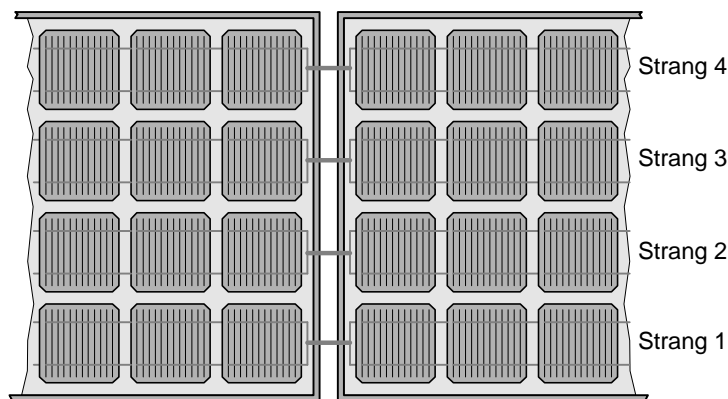


Abb. 3 Technisch optimierte Module für die Verwendung in hintereinander aufgeständerten Reihen

Hierbei werden jeweils waagerechte Zellreihen zu voneinander unabhängigen Strängen zusammengefaßt und im Optimalfall jeweils an einen separaten Wechselrichter geführt. Die Module müssen also intern lediglich etwas anders verdrahtet werden. Im Gegensatz zu Standardmodulen ist für jede Zellreihe ein Anschluß notwendig, der nach außen geführt werden muß. Dies läßt sich technisch wenig aufwendig realisieren. Werden die Anschlüsse steckbar ausgeführt, lassen sich auch Montagekosten einsparen. Ähnlich wie die modifizierten Solarmodule mit kristallinen Zellen verhalten sich Dünnschichtmodule mit waagrecht angeordneten Zellstreifen (vergl. auch [4]).

Mit den leicht veränderten Modulen lassen sich die Abschattungsverluste stark reduzieren, so daß die Korrekturfaktoren von Tabelle 2 verwendet werden können. Mit den optimierten Modulen läßt sich bei einem Anstellwinkel von 30° bei einem Flächennutzungsgrad von 1:2 der gleiche spezifische Ertrag erzielen wie bei Standardmodulen mit einem Flächennutzungsgrad von 1:3. Auf der gleichen Dachfläche lassen sich somit 50 % mehr Module installieren, ohne daß der Energieertrag sinken würde.

Bei Untersuchungen der Dachflächenpotentiale in Deutschland werden meist Flächennutzungsgrade von 1:3 zugrunde gelegt. Das realisierbare Photovoltaikpotential läßt sich mit den vorgeschlagenen Optimierungsmethoden deutlich erhöhen. Wird zum Beispiel bei der Untersuchung von Kaltschmitt und Wiese [5] bei Flachdächern ein Flächennutzungsgrad von 1:2 anstelle von 1:3 verwendet, so läßt sich die solartechnisch nutzbare Dachfläche in Deutschland um über 10 % auf etwa 900 Mio. m² steigern und somit etwa 120 GW_p Photovoltaik installieren. Durch weitere Maßnahmen wie den Einsatz schattentoleranter Photovoltaikmodule in Verbindung mit Kleinwechselrichten sowie die Nutzung von Fassaden lassen sich weitere Flächen der Gebäude für die Solartechnik erschließen.

4 Zusammenfassung

Die Abschattungsverluste bei aufgeständerten Modulreihen in Abhängigkeit des Anstellwinkels und des Flächennutzungsgrades wurden berechnet. Durch technisch optimierte Solarmodule lassen sich die Abschattungsverluste minimieren und die installierbare Photovoltaikleistung auf Flachdächern um 50 % erhöhen. Somit läßt sich das ohnehin schon große Dachflächenpotential in Deutschland weiter steigern. Die Photovoltaik kann hierdurch einen Großteil des Bedarfs an elektrischer Energie decken. Es bleibt zu hoffen, daß dieses Potential im Hinblick auf den Klimaschutz in naher Zukunft auch genutzt wird.

Literatur

- [1] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Carl Hanser Verlag, 1998.
- [2] Quaschnig, V.: Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen. Verlag Dr. Köster Berlin, 1996.
- [3] Quaschnig, V.; Hanitsch, R.: Simulation der Abschattungsverluste bei Photovoltaikanlagen - Ein Vergleich verschiedener Methoden anhand von Meßwerten. 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie 1997, Staffelstein, S. 101-105.
- [4] Quaschnig, V.; Hanitsch, R.: Erhöhung des Energieertrages von Photovoltaikanlagen durch Änderung der Modulbefestigung. 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie 1997, Staffelstein, S. 231-235.
- [5] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Springer Verlag Berlin Heidelberg New York 1993.