

Schattenmanagement:

Der richtige Umgang mit teilverschatteten PV-Generatoren

Gerd Bettenwort, Joachim Laschinski

SMA Technologie AG

Hannoversche Str. 1-5, D-34266 Niestetal

Tel.: +49 561 9522-0, Fax: +49 561 9522-100

E-Mail: Gerd.Bettenwort@SMA.de

Internet: www.sma.de

Verschattungen des PV-Generators sind manchmal nicht vermeidbar und können zu erheblichen Ertragseinbußen führen. Weitgehend unbekannt ist dagegen, wie die Verschaltung des Generators, die Anzahl der Wechselrichter und die Auswahl des Wechselrichterkonzepts (z.B. String- oder Zentralwechselrichter) den erzielbaren Energieertrag beeinflusst. Dieser Beitrag zeigt die Auswirkungen unterschiedlicher Verschattungssituationen auf und leitet daraus Empfehlungen für die Gestaltung der Freiheitsgrade bei der Anlagenauslegung ab, um die Ertragseinbußen zu minimieren.

Zieldefinition eines Schattenmanagements

Eine Analyse der Mindererträge von Solarstromanlagen aus dem 1000-Dächer Programm hat ergeben, dass etwa 50% der Anlagen einen spürbaren Verlust durch Schattenbildung im Bereich von 5 bis 20% aufwiesen [1]. Da die Anlagenprojektierer aus den Fehlern der Vergangenheit gelernt haben, wird die Schattenbildung heute weitgehend vermieden. Allerdings sind die Ursachen für eine Schattenbildung häufig nicht vermeidbar oder sind vom Anlagenbetreiber nicht direkt beeinflussbar (z.B. die Vegetation auf Nachbargrundstücken). Die Abschätzung des daraus dann resultierenden Minderertrags ist sehr komplex. Die Angaben des

- Verschattungsanteils (Anteil der verschatteten Fläche an der gesamten Generatorfläche)
- und der Verschattungsintensität (prozentuale Minderung der Einstrahlungsdichte)

sind hierfür zwar notwendig, jedoch bei weitem nicht hinreichend. Einige Simulationsprogrammen bieten zwar eine Berechnung der Verschattungsverluste an, sind jedoch in der Handhabung für den Projektierer viel zu kompliziert. Hinzu kommt, dass die Ergebnisse einer einzelnen Anlagenanalyse nicht ohne weiteres auf ähnliche Anlagen übertragbar sind, da neben den Eigenschaften des Schattens noch viele weitere Anlagendetails das Resultat beeinflussen [2].

Am Beispiel einer Referenzanlage mit regelmäßig verschatteten Teilgeneratoren soll dies deutlich gemacht werden. Abbildung 1 zeigt ein Dach in idealer Süd-Ausrichtung, bei dem allerdings zwei Gauben ständig einen Schatten verursachen, der im Laufe eines Tages die gesamte untere Hälfte der Dachfläche überstreicht. Die Folge ist eine Momentanleistung, die – streng genommen – für jedes PV-Modul einen individuellen zeitlichen Verlauf aufweist. An einem schönen Sommertag ergibt sich dann ein Leistungsangebot wie in Abbildung 2, wo Teilgeneratoren der unteren West- und Ost-Seite im Vergleich zur Position am Dachfirst dargestellt sind. Die Energieerträge unterscheiden sich an diesem Tag im einstelligen Prozentbereich voneinander. Wenn daraus auch nicht auf den zu erwartenden Jahresertrag geschlossen werden kann, so machen diese Zahlen doch deutlich, dass auch die zeitweise verschatteten Module einen wichtigen Beitrag zur Amortisation der Gesamtanlage liefern.



Abbildung 1: Dachanlage mit idealer Süd-Ausrichtung aber ständiger Verschattung der unteren PV-Module durch die Dachgauben

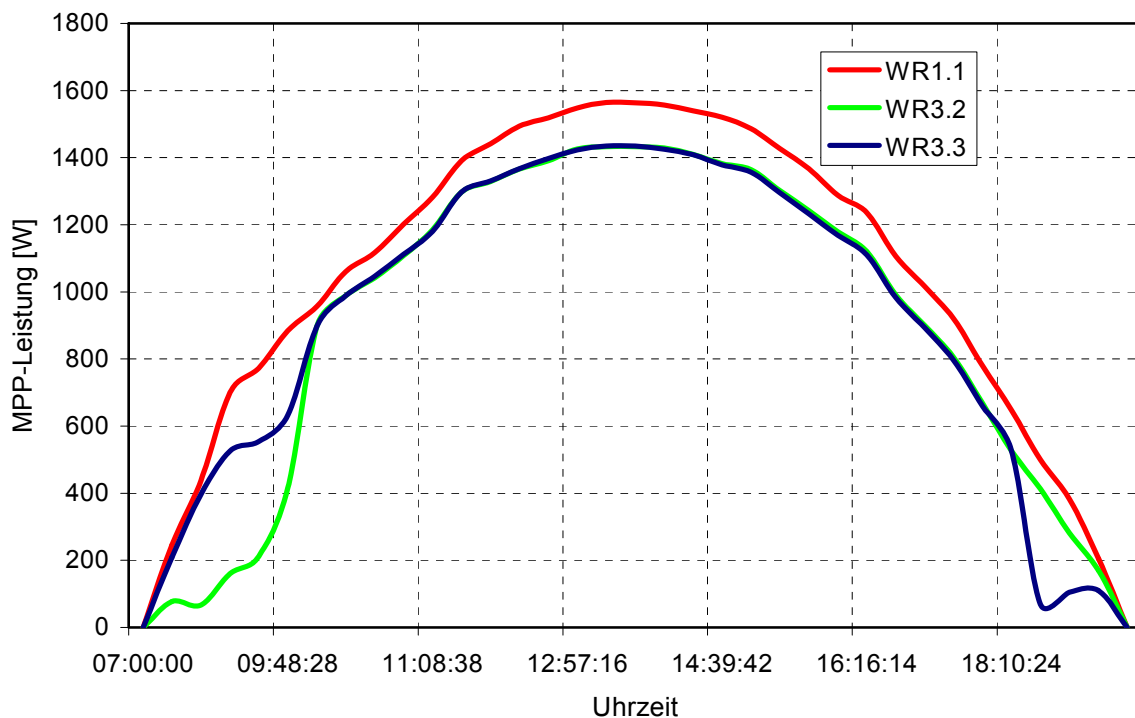


Abbildung 2: Verlauf der MPP-Leistung einzelner Teilgeneratoren der PV-Anlage aus Abb.1 an einem klaren Sommertag ohne Verschattung (WR1.1, Dachfirst), mit morgendlicher Verschattung (WR3.2, Westseite) und mit abendlicher Verschattung (WR3.3, Ostseite). (Daten: Messung von ca. 30 Stützpunkten mit dem Peakleistungs- und Kennlinien-Messgerät PVPM1000C der Fa. PV-Engineering GmbH)

Der Planer einer PV-Anlage für ein solches Dach steht also vor der Situation, dass die Verschattung in Kauf genommen werden kann, sich die zu erwartenden Verluste allerdings einer einfachen Berechnung entziehen. Viel gravierender ist jedoch für seine Arbeit, dass es bisher keine klaren Regeln für die Anlagenauslegung im Verschattungsfall gibt. Da es in der Praxis unvermeidlich ist, verschattete mit unverschatteten PV-Modulen gemeinsam zu betreiben, stellt sich die Frage nach der optimalen Konfiguration (Parallelschaltung, Reihenschaltung, Multi-String-Betrieb, ...). Ein solches „Schattenmanagement“, als allgemein gültige Auslegungsstrategie, für die Maximierung des Jahresertrags bei einer unvermeidbaren Verschattung, soll deshalb in diesem Beitrag vorgestellt werden.

Untersuchung von typischen Verschattungssituationen

Um die Gültigkeit der zu entwickelnden Auslegungsregeln von vorneherein nicht einzuschränken, werden zunächst alle theoretisch möglichen Konfigurationen einer Modellanlage betrachtet und bezüglich ihres Ertrages in einer konkreten Verschattungssituation bewertet.

In der Praxis gibt es Situationen, die für eine Vielzahl von PV-Anlagen typisch sind. Hierzu gehört insbesondere die Schattenbildung durch Hindernisse, die in unmittelbarer Nähe des PV-Generators anzutreffen sind. Dabei kann es sich beispielsweise um Dachgauben oder Schornsteine handeln, die einen nahezu gleichmäßigen Schatten ausbilden, der von der frei bestrahlten Fläche deutlich sichtbar abgegrenzt ist.

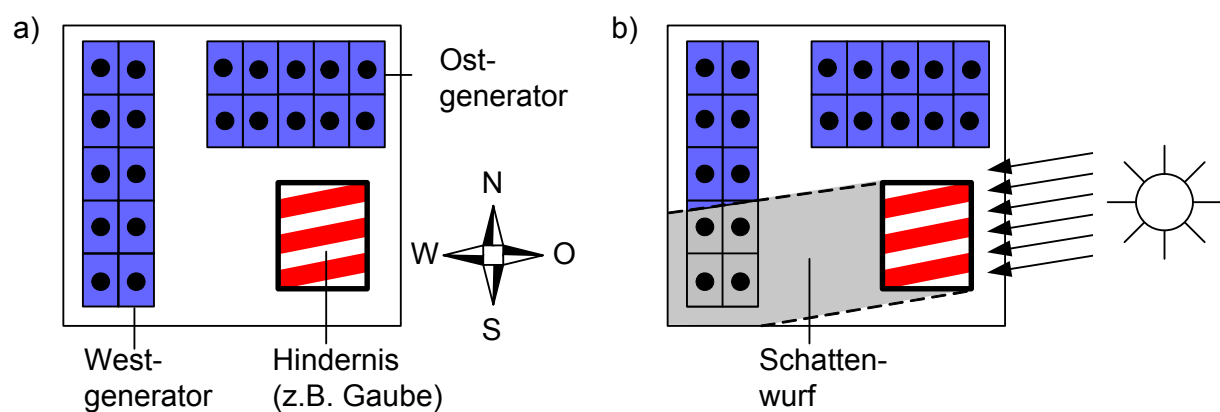


Abbildung 3: a) Modellanlage,

b) Verschattungssituation

Die so festgelegte Modellanlage, dargestellt in Abbildung 3, besteht aus 20 PV-Modulen, von denen vier PV-Module durch ein Hindernis verschattet werden. Hierbei wird die Vielfalt der Verschaltungsvarianten bewusst auf die in Abbildung 4 gezeigten sieben Varianten beschränkt.

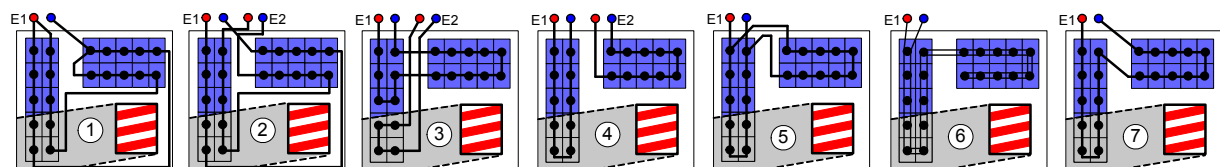


Abbildung 4: Grafische Darstellung der sieben betrachteten Schaltungsvarianten

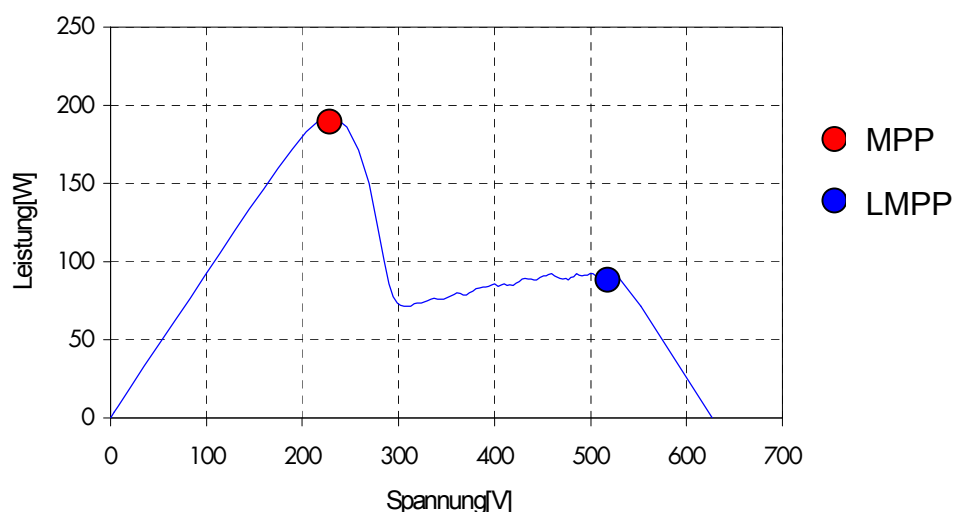
Mit Ausnahme der Schaltungsvarante 6 wird ausschließlich die Stringtechnik betrachtet, d.h. die Module sind in Reihe geschaltet und werden entweder auf einen Eingang parallel geschaltet oder auf zwei Eingänge mit unabhängigen MPP-Trackern verteilt. In Tabelle 1 ist die Anzahl der verschatteten Module zur Kennzeichnung in Klammern eingeschlossen.

Konfiguration	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4	Nr. 5	Nr. 6	Nr. 7
Eingang 1	8 + (2), 8 + (2)	8 + (2)	16	10	10, 6 + (4)	16 + (4), parallel	16 + (4)
Eingang 2	-	8 + (2)	(4)	6 + (4)	-	-	-

Tabelle 1: Tabellarische Darstellung der sieben betrachteten Schaltungsvarianten

Eine solche Verschattungssituation ist durch eine Generatorkennlinie mit einem lokalen Maximum Power Point (LMPP) und einen globalen Maximum Power Point (MPP) gekennzeichnet. Bei der Referenzanlage ist dies für alle Teilgeneratoren nahezu über den gesamten Tag zu beobachten (s. Abbildung 5a), sofern diese verschattet werden. Nur für wenige kurze Zeiträume sind weitere LMPP zu beobachten.

a)



b)

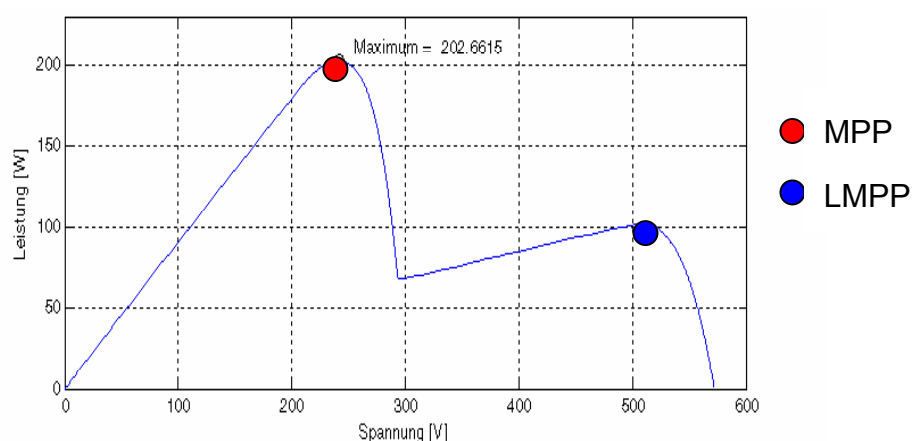


Abbildung 5: Generatorkennlinie der Referenzanlage mit Markierung des lokalen MPPs (LMPP, blau) und des globalen MPPs (MPP, rot), a) gemessen, b) berechnet

Hierdurch kann jeder Teilgenerator in einen verschatteten Teilabschnitt mit der Fläche A_v und der Einstrahlung E_v und einen unverschatteten frei bestrahlten

Teilabschnitt mit der Fläche A_F und der Einstrahlung E_F eingeteilt werden. Für den Generator „West“ ergibt sich z. B. bei der Schaltungsvariante 4 ein Verschattungsanteil $V_A = A_V/(A_V+A_F) = 40\%$, da vier von zehn PV-Modulen verschattet sind.

Für die hier betrachtete Verschattungssituation wird in Anlehnung an die Definition in [3] eine Verschattungsintensität $V_I = E_V/E_F = 30\%$ angenommen, d.h. der verschattete Teilabschnitt ist gegenüber dem frei bestrahlten Teilabschnitt in der Einstrahlungsintensität um 70% vermindert. Da der Kurzschlussstrom in guter Näherung proportional zur Einstrahlung ist, ergibt sich für den Kurzschlussstrom des verschatteten Generatorstrings $I_{SC,V} = I_{SC,F} (E_V/E_F)$.

Aufgrund dieser Vorgehensweise kann eine Kennlinienaddition für die beiden Generator-Teilabschnitte auf Basis bekannter Verfahren z.B. [3], [4], [5] zur Beschreibung der Strom- Spannungscharakteristik vorgenommen werden.

Um das im folgenden verwendete Modellanlage „mathematisch zu kalibrieren“, wurden die Messdaten der Referenzanlage benutzt.

Auswirkung von Teilverschattung auf den Energieertrag

Die Auswertung für die sieben Varianten der Modellanlage in Tabelle 2 weist im schlechtesten Fall gegenüber dem unverschatteten Fall Verluste von bis zu 32% aus, obwohl nur 20% der Generatorfläche verschattet sind!

	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4	Nr. 5	Nr. 6	Nr. 7
unverschattet	3,8 kW	3,8 kW	3,8 kW	3,8 kW	3,8 kW	3,8 kW	3,8 kW
verschattet (MPP)	3,0 kW	3,0 kW	3,3 kW	3,0 kW	2,6 kW	3,3 kW	3,0 kW
erzielbare Leistung	80 %	80 %	86 %	80 %	68 %	86 %	80 %

Tabelle 2: Leistung der sieben Generatorkonfigurationen im Verschattungsfall

Hierbei wird vorausgesetzt, dass der MPP-Tracker den globalen MPP einstellen und halten kann. Hierzu muss zum einen der MPP im Eingangsspannungsfenster des Wechselrichters liegen und zum anderen darf der MPP-Tracker nicht in einem lokalen MPP einrasten.

Auf den ersten Blick hervorzuheben ist die Parallelschaltung aller PV-Module (Variante 6), die die bestmögliche Energieumwandlung im PV-Generator gewährleistet (14% Verluste). Jedoch käme hier ein Niedervolt-Wechselrichter zum Einsatz, der generell einige Prozentpunkte unter dem heute üblichen Wirkungsgrad

liegt. Außerdem nimmt der Installationsaufwand aufgrund der hohen Wechselrichtereingangsströme enorm zu.

Das gleiche Ergebnis liefert die Variante 3, bei der ein Wechselrichter mit zwei MPP-Trackern (Multistring) verwendet wird. Zudem wird der Generator so verschaltet, dass die vier sich im Schatten befindlichen Module zu einem String zusammengefasst werden. Es wird also eine ungleiche Aufteilung der Module auf die beiden Eingänge vorgenommen. Offenbar ist es günstig bei Multistring-wechselrichtern verschattungsgefährdete Generatorteile einem Eingang zuzuordnen.

Den Varianten 1, 2 und 7 ist ein gleicher Verschattungsgrad V_A von 20% gemeinsam. D.h. entweder wird der verschattete Anteil gleichmäßig auf die parallel geschalteten Eingänge (Variante 1) bzw. unabhängigen Eingänge (Variante 2) verteilt oder ein Hochvolt-Wechselrichter (Variante 7) verwendet.

Gleiche Verluste (20%) hat die Multistringvariante Nr. 4. Die Besonderheit dieser Variante ist, verschattungsgefährdete Generatoranteile nur einem String zuzuordnen, wobei im Gegensatz zu Variante 3 beide Strings gleichverteilt aus 10 Modulen aufgebaut sind.

Hingegen hat Variante Nr. 5 mit 32% deutlich höhere Verluste. Beide Stränge müssen die gleiche Anzahl von Modulen (hier sind es 10) aufweisen, da es sich um einen Wechselrichter mit nur einem Eingang handelt,

Die drei Ertragskategorien

Das Ergebnis der Ertragsanalyse wurde in Tabelle 3 zusammengefasst und zeigt drei voneinander unterscheidbare Ertragskategorien. Den höchsten Ertrag (Kategorie A) erzielt der Multi-String-Betrieb der unverschatteten und verschatteten Module sowie die Parallelschaltung aller Module. Dagegen stellt sich der Parallelbetrieb eines unverschatteten mit einem teilverschatteten String als die mit Abstand ineffektivste Generatorkonfiguration heraus (Ertragskategorie C). Alle anderen Varianten können in die gemeinsame Ertragskategorie B eingeordnet werden, da sie untereinander nur geringfügige Ertragsunterschiede aufweisen.

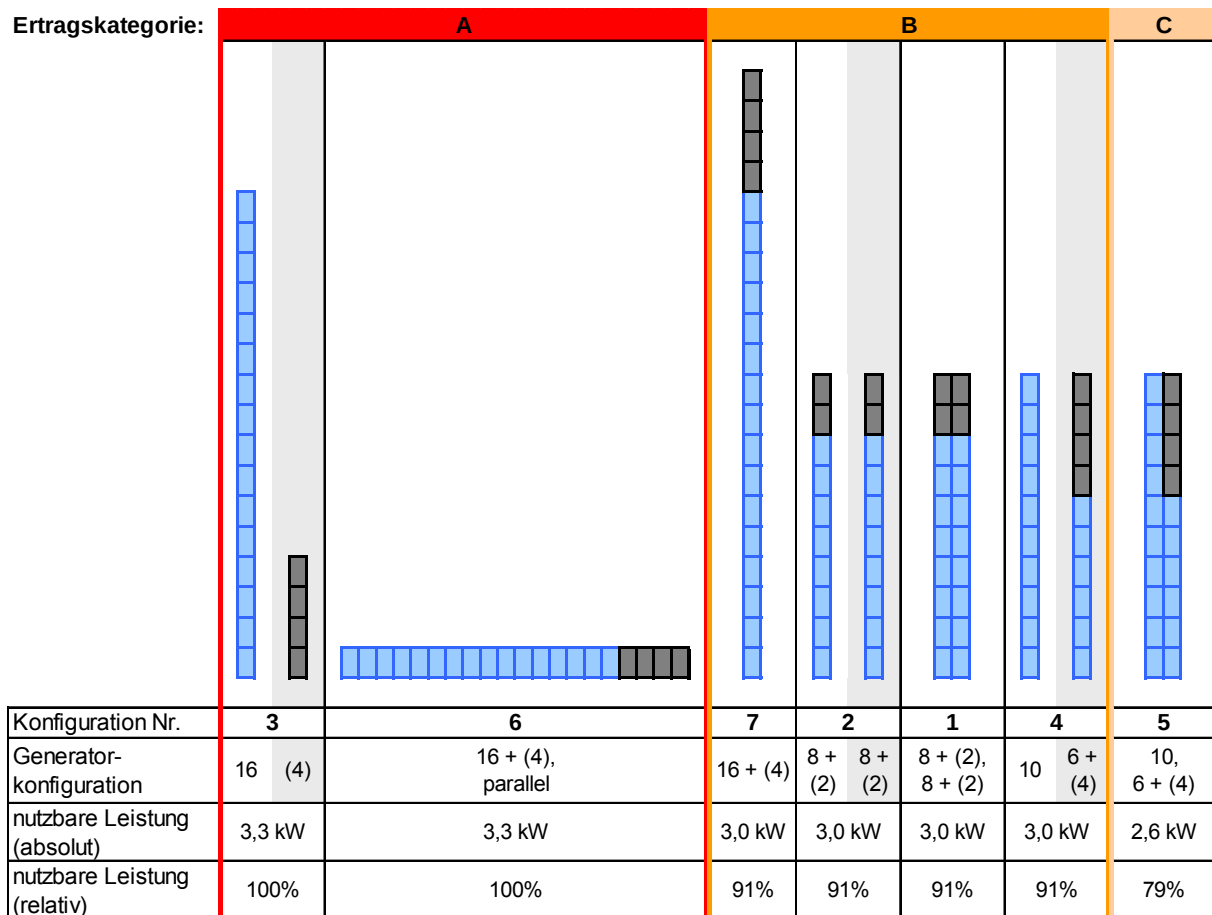


Tabelle 3: Die Ertragsanalyse verschiedener Generatorkonfigurationen, sortiert nach ihrem Ertrag lässt die Einordnung in die drei Ertragskategorien A, B und C zu

Erst die Entdeckung dieser drei Ertragskategorien reduziert die Vielzahl der Generatorkonfigurationen und Verschattungssituationen auf eine übersichtliche Anzahl und ist damit der entscheidende Schritt für die im Folgenden beschriebene Entwicklung universell anwendbarer Auslegungsregeln.

Die bisher nur für eine spezielle Situation durchgeführte Analyse verschatteter PV-Anlagen muss hierfür zunächst auf den Einstrahlungsverlauf eines ganzen Jahres übertragen werden. Die unterschiedlichen Beleuchtungssituationen im Laufe eines Jahres führen zu einer Variation des Verschattungsanteils und der Verschattungsintensität. Da allerdings nicht der exakte Jahresertrag ermittelt werden soll, sondern lediglich die Unterschiede der verschiedenen Konfigurationen entscheidend sind, genügt hierfür eine qualitative Betrachtung:

- In der besten Ertragskategorie A ist lediglich die Parallelschaltung aller Module (Konfiguration Nr.6) weitgehend unabhängig vom Verschattungsanteil und der Verschattungsintensität.

- Die zweite Generatorkonfiguration der Ertragskategorie A, die Multi-String-Variante Nr.3, wird im Laufe eines Jahres auch als Konfiguration Nr.4 und eventuell auch als Konfiguration Nr.2 arbeiten. Deshalb gehört sie bzgl. des zu erwartenden Jahresertrags in die Ertragskategorie B.
- Analog hierzu stellt die Konfiguration Nr.1 für die feste Parallelschaltung von Modul-Strings lediglich einen Sonderfall dar und wird in der Praxis meist nur als Mischform mit Konfiguration Nr.5 auftreten. Sie muss also in die Ertragskategorie C eingeordnet werden.

Zusammengefasst führt diese Betrachtung zu den folgenden drei Erkenntnissen:

1. Die Parallelschaltung aller Module (Konfiguration Nr.6) ermöglicht bei den unterschiedlichsten Verschattungsvarianten den höchsten Energieertrag des PV-Generators.
2. Die Parallelschaltung von Strings mit unverschatteten und verschatteten Modulen führt zu Verlusten, die stark von der Symmetrie der Verschattung abhängt (Konfiguration Nr.1 und 5).
3. Im Multi-String-Betrieb ist weitgehend unabhängig von der Verschattungssituation, so dass sein Ergebnis sehr dicht beim energetischen Ertrag der Parallelschaltung liegt.

Diese auf den PV-Generator fokussierten Erkenntnisse bilden zwar die Grundlage für die Handlungsanweisungen, müssen jedoch hierfür noch auf die Systemtechnik einer netzparallelen PV-Anlage übertragen werden.

Wie bereits im letzten Kapitel erwähnt, ist die Parallelschaltung von Modulen (Konfiguration Nr.6) mit systemtechnischen Nachteilen verknüpft. Wechselrichter mit einer Eingangsspannung im Bereich der Modulspannung durch das Hochsetzen der Spannung viel höhere Verluste haben und mit ihrem europäisch gewichteten Wirkungsgrad ca. 5% unter den Werten vergleichbarer Geräte liegen. Wenn ein Generator nicht ständig verschattet ist, dann erntet diese Anlagenkonfiguration zwar die maximale Energie vom PV-Generator, wandelt sie jedoch teilweise in Verlustwärme um und speist in der Folge weniger elektrische Nutzenergie ins Netz, als andere Konfigurationen!

Weiterhin ist der Eingangsspannungsbereich eines Wechselrichters nach oben und unten begrenzt und erlaubt deshalb in der Praxis nicht alle theoretisch möglichen Konfigurationen (s. z.B. Konfiguration Nr.3).

Die Betriebsführung des eingesetzten Wechselrichters muss außerdem gewährleisten, dass jederzeit der echte, globale MPP des PV-Generators eingestellt wird. Dies ist eine generelle Voraussetzung des gesamten hier entwickelten Schattenmanagements, da Abweichungen hiervon zu erheblichen Ertragsverlusten führen können [6].

Handlungsstrategie für den Umgang mit Verschattungen

Aus den hier beschriebenen Erkenntnissen lassen sich die folgenden Handlungsempfehlungen für den Umgang mit teilverschatteten PV-Anlagen ableiten:

1. Generatorteile mit ähnlicher Beleuchtung zusammenfassen
2. Keine Parallelschaltung von Strings, sondern für jeden String einen separaten MPP-Tracker vorsehen (viele kleine Wechselrichter oder Multi-String-Technik verwenden).
3. Nur in Fällen mit ständiger Verschattung die Parallelschaltung aller PV-Module erwägen.

Die dritte Handlungsempfehlung hat hierbei einen theoretischen Charakter, da eine ständige Verschattung planerisch vermieden werden sollte und in der Praxis auch vermieden wird. Hinzu kommt, dass keine Wechselrichter angeboten werden, die für den notwendigen Spannungsbereich geeignet sind und einen Wirkungsgrad haben, wie er heute in der Stringtechnik Stand der Technik ist (mindestens 95%). Auch der hohe Verkabelungsaufwand trägt seinen Anteil dazu bei, dass eine solche PV-Anlage insgesamt nicht wirtschaftlich sein kann. Aufgrund dieser gravierenden Nachteile gegenüber der Stringtechnik ist die Parallelschaltung von Modulen nicht sinnvoll.

Die Wechselrichterwahl und Generatöraufteilung der anfangs vorgestellten Referenzanlage (s. Abbildung 6) demonstriert, wie die Anwendung der Handlungsempfehlungen in der Praxis aussehen kann. Die Module wurden entsprechend ihrer individuellen und zeitabhängigen Verschattung sortiert und in Strings zusammengefasst. Mit einem Multi-String-Wechselrichter können diese Modulstrings dann unabhängig voneinander betrieben werden und profitieren außerdem noch von dem hohen Wirkungsgrad eines leistungsstarken Wechselrichters.

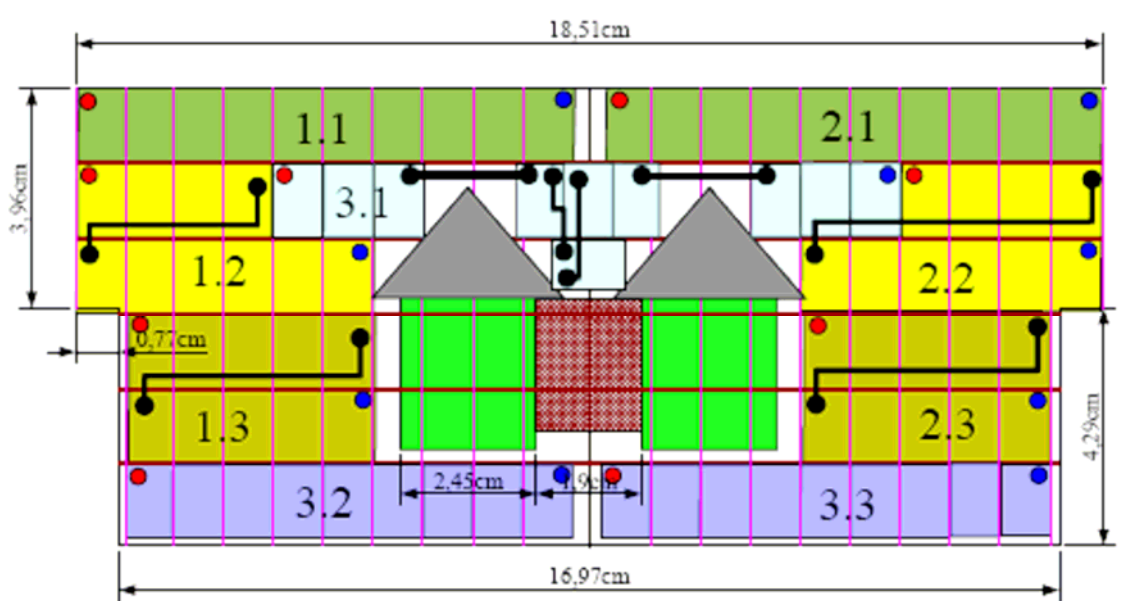


Abbildung 6: Generatorkaufteilung der Referenzanlage in neun Modul-Strings, die an drei Multi-String-Wechselrichtern (1, 2 u. 3) mit je drei Eingängen (x.1, x.2 u. x.3) betrieben werden. [7]

Die Regeln des Schattenmanagements sind einfach gehalten und universell anwendbar. Für den Anlagenplaner stellen sie damit eine wertvolle Hilfe beim Finden der ertragsoptimierten Anlagenkonfiguration mit einer unvermeidbaren Teilverschattung dar. Dabei erweist sich die Multi-String-Technik als effektivste Möglichkeit, solche PV-Generatoren mit Teilverschattung zu betreiben.

Referenzen

- [1] Kiefer, K. et al.: „PV-roofs in Germany – Operating Results from Intensified Monitoring and Analysis through Numeric Modeling“, 13th EUPVSEC; Nice, 1995
- [2] Woyte, A. et al.: „Partially Shading of PV Array with different System Configurations: Literature Review and Field Test Results“, Solar Energy 74; Ort, 1993
- [3] Quaschnig, V.: „Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen“, Dissertation; Verlag Dr. Köster, Berlin, 1996
- [4] Bettenwort, G.: „Anforderungen an den Aufbau modularer Photovoltaikanlagen im Netzparallelbetrieb“, Fortschritt-Bericht VDI Reihe 21, Nr. 322. VDI Verlag, 2002
- [5] B. Bletterie, R. Bründlinger, T. Żdanowicz, W. Kolodenny, G. Bettenwort.: „I-V Curve Modelling for Inverter Testing – A Critical Review of Current Approaches“, 22th EUPVSEC; Milano , 2007
- [6] Bründlinger, R. et al.: „Maximum Power Point Tracking Performance Under Partially Shaded PV Array Conditions“, 21th EUPVSEC; Dresden, 2006
- [7] Wieczorek, H.: Planungsunterlagen PV-Anlage