

Bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen

Martin FÜRNSCHUß*, Mike Alexander LAGLER, Ernst SCHMAUTZER

Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz
Tel.: +43 (0) 316 873-7551, fuernschuss@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Kurzfassung: Die optimierte Deckung des Eigenstrombedarfs durch eine Photovoltaikanlage (PV) spielt einerseits aus ökonomischer Sicht, aufgrund der geringen Vergütung bei Rückspeisung in das öffentliche Stromnetz, und andererseits aus Gründen der Zufriedenheit des Investors, d.h. einer möglichst hohen Übereinstimmung mit der Erwartungshaltung im Zusammenhang mit den erwarteten Erträgen aus der Photovoltaikanlage, eine immer größer werdende Rolle. Prosumer verlangen immer mehr nach einer möglichst hohen Deckung des Eigenbedarfs durch die erzeugte elektrische Energie zur Erzielung eines möglichst hohen Autonomiegrades sowie einer möglichst hohen Unabhängigkeit vom Verteilernetzbetreiber. Man strebt nun nach einer möglichst hohen Deckung des Eigenbedarfs (hoher Autonomiegrad) der erzeugten elektrischen Energie, einerseits um die wirtschaftliche Lukrativität der Photovoltaikanlage zu erhöhen, andererseits um autonomer von den Energieversorgungsunternehmen zu werden. Bedingt durch dieses Streben tritt das in der Vergangenheit vorrangige Ziel, einen möglichst hohen energetischen Ertrag zu erzielen immer weiter in den Hintergrund. Bei der Suche nach Möglichkeiten den Autonomiegrad zu erhöhen sind Maßnahmen hinsichtlich

- Energieeffizienz
- Einsparungen
- Laststeuerung
- Einsatz von Stromspeichern
- Kopplung mit Wärme- und Kältesystemen

aber insbesondere die wenig beachtete

- bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen

von entscheidender Bedeutung.

Der zeitliche Verlauf der Energieerzeugung einer PV-Anlage richtet sich vorrangig nach der Ausrichtung der Module, wobei die klassische Ausrichtung nach Süden, nur Vorteile hinsichtlich des maximal zu erreichenden Ertrags aufweist, aber große Nachteile hinsichtlich Lastspitzen im Netz, Speicherung, Nutzung vor Ort usw. hat. Um die optimale Ausrichtung der Module (azimutale Ausrichtung, Neigungswinkel) und somit die Ertragsprognose einer standortspezifischen PV-Anlage zu ermitteln wurde ein Berechnungsprogramm entwickelt mit dem unter Berücksichtigung des zu erwartenden Lastganges der (jahres-)zeitliche Verlauf des Stromertrages sowie des Autonomiegrads berechenbar ist.

Keywords: Photovoltaik, Globalstrahlung, Verschattungsanalyse, Lastprofil, Autonomiegrad

1 Aufgabenstellung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein mathematisches Modell entwickelt mit dem die azimutale Ausrichtung sowie die Neigung der PV-Module im Hinblick auf einen optimalen Ertrag und Autonomiegrad bestimmt werden kann. Der Einsatz dieses Modells wird im Folgenden anhand eines fiktiven Beispiels gezeigt. Dieses Modell setzt sich wie in Abbildung 1 dargestellt aus folgenden Elementen zusammen:

- Einfamilienhaus mit Flachdach; 5 kWp PV-Anlage; Gebäudehöhe $h = 7$ m
- Gebäude G_1 mit Flachdach; Gebäudehöhe $h = 15$ m
- Gebäude G_2 mit Flachdach; Gebäudehöhe $h = 20$ m
- Baum B_1 ; kegelförmig; Höhe $h = 11$ m

In Abbildung 1 (links) sind die verwendeten 20 Module (in orange dargestellt) der beispielhaften 5 kWp Anlage mit einer südöstlichen Ausrichtung (azimutale Ausrichtung von 30°) sowie in Abbildung 1 (rechts) sind dieselben Module mit einer südwestlichen Ausrichtung (azimutale Ausrichtung von $+30^\circ$) bei einem Modulreihenabstand von jeweils 25 cm dargestellt. Mit Hilfe der Abszissen und der Ordinaten wird in Abbildung 1 (links und rechts) ein in Metern skaliertes Koordinatensystem aufgespannt, dessen Ursprung der südöstlichste Punkt der zu verbauenden Fläche ist. G_1 und G_2 stellen Gebäude, B_1 einen Baum dar, die je nach Sonnenstand eine Verschattung der PV-Module am Haus verursachen.

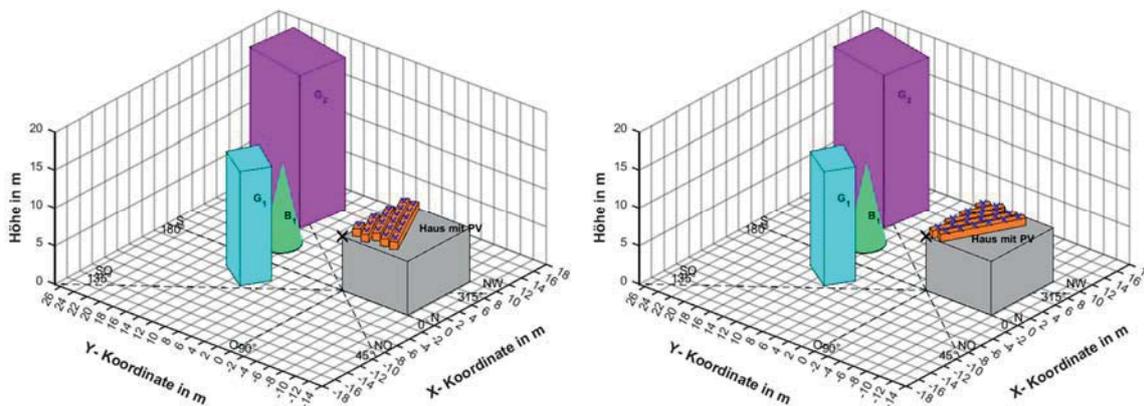


Abbildung 1: Fiktives Beispiel mit einem Modulreihenabstand von 25 cm und unterschiedlichen azimutalen Ausrichtungen (links -30° südöstlich, rechts $+30^\circ$ südwestlich)

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellte Methode zur Ermittlung der optimalen Energieerzeugung einer PV-Anlage für unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen folgt folgendem Schema:

1. Iterative Drehung der Module zwischen einer Ost- (90°) und Westausrichtung (270°)
2. Durchführung dieses Vorgangs für verschiedene Neigungswinkel der PV-Module nach Tabelle 1-1 sowie unterschiedlichen Reihenabständen nach Tabelle 1-2.
3. Je nach azimutaler Ausrichtung und Neigungswinkel γ_{Mod} der PV-Module wird sowohl die Verschattung durch umliegende Gebäude als auch die gegenseitige Verschattung der PV-Module untereinander berücksichtigt.

Tabelle 1-1: Gewählte Modulneigungen γ_{Mod} für die durchgeführten Berechnungen

Modulneigung γ_{Mod}
$[\gamma_{Mod}] = 1^\circ$
0
25
30
35
40
45

Tabelle 1-2: Gewählte Reihenabstände I_{Reihe} für die durchgeführten Berechnungen

Reihenabstand I_{Reihe}
$[I_{Reihe}] = \text{cm}$
0
25
50
100

Zur Veranschaulichung der Definition der Modulneigung γ_{Mod} und des Reihenabstandes I_{Reihe} dient Abbildung 2:

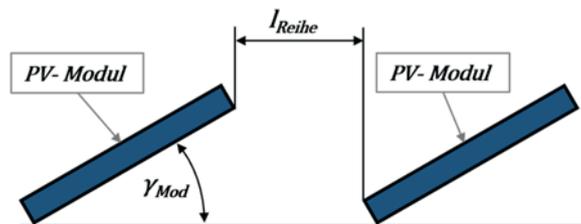


Abbildung 2: Definition der Modulneigung γ_{Mod} und des Reihenabstandes I_{Reihe} [1]

Die blauen Rechtecke stellen die um den Neigungswinkel γ_{Mod} aufgerichteten PV-Module dar, der Reihenabstand zwischen den Modulen I_{Reihe} wird zwischen den beiden nächstgelegenen Punkten gemessen. [1]

Für die Berechnung wurde die azimutale Ausrichtung der Module mit dem Winkel α_{Mod} definiert, welcher sich zwischen -90° (Ostausrichtung) und $+90^\circ$ (Westausrichtung) bewegt. Werden die Module geneigt, erfolgt ihre Aufständerung so, dass eine Längsseite bodennah situiert wird.

2 Einfluss der Sonnenstrahlung

2.1 Aufteilung der Sonnenstrahlung

Verfolgt man den von der Sonnenstrahlung zurückgelegten Weg, beginnend im Weltall, durch die Atmosphäre der Erde bis hin zur Erdoberfläche, so treten folgende physikalische Effekte in Erscheinung (dargestellt in Abbildung 3), welche die Bestrahlungsstärke bis hin zur Erdoberfläche reduzieren:

- Reflexion am Rand der Atmosphäre zurück in das Weltall
- Absorption an großen (Staub-) Partikeln
- Rayleigh-Streuung
- Mie-Streuung

Die maximalen jährlichen Summen der Globalstrahlung treten bedingt durch die Sonnendeklination nicht am Äquator auf, sondern etwas nördlich bzw. südlich von ihm. [1]

In Abbildung 4 ist diese standortspezifische Auswirkung der Globalstrahlung für Europa, Nordafrika und Teilen von Vorderasien farblich dargestellt.

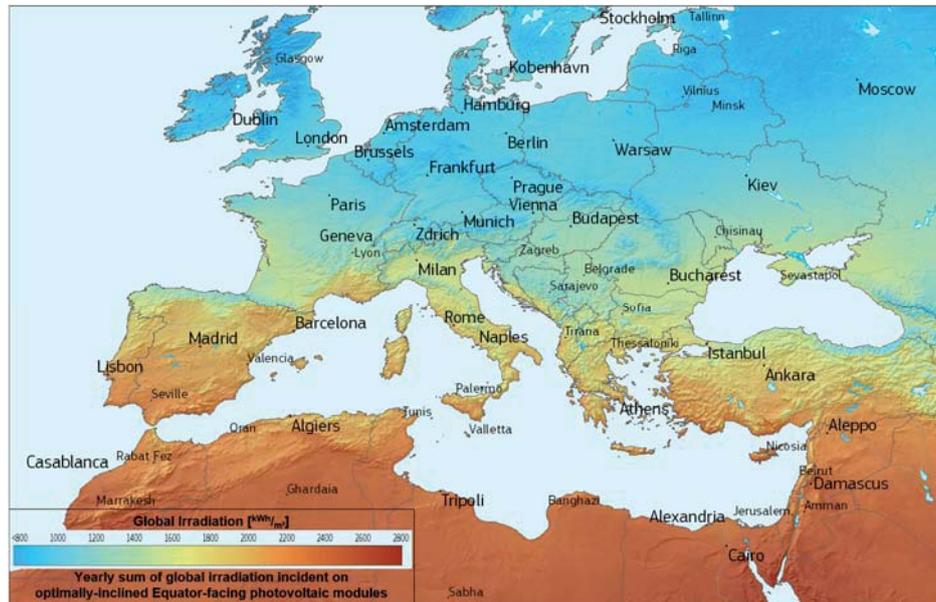


Abbildung 4: Jährliche Summen der auftreffenden der Globalstrahlung E_G von Europa, Nordafrika und Teilen von Vorderasiens [3]

Nimmt die geografische Breite Richtung Nordpol zu, sinkt die jährliche Summe der Globalstrahlung und im Umkehrschluss steigt diese bei einer Annäherung bis kurz vor den Äquator an.

2.2 Sonnenstand

Der in Kapitel 2.1 beschriebene Sachverhalt über die standortspezifische Abhängigkeit der Globalstrahlung lässt sich über den Sonnenstand verdeutlichen, da dieser ebenso vom Standort wie auch von der Uhrzeit abhängt. Der Sonnenstand lässt sich wie in Abbildung 5 dargestellt durch zwei Winkel beschreiben, durch den Azimutwinkel α_S , welcher die horizontale Position der Sonne beschreibt und den Höhenwinkel γ_S , der Auskunft über die vertikale Position der Sonne gibt. [2]

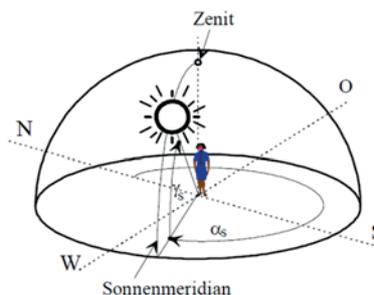


Abbildung 5: Winkelbeziehungen (Azimutwinkel α_S und Höhenwinkel γ_S) des Sonnenstandes nach DIN 5034-2 [2]

Mit Hilfe eines geeigneten Rechenvorganges, der das Datum, die Uhrzeit, den geografischen Standort und die Sonnendeklination berücksichtigt, wie z.B. dem DIN-Algorithmus zur

Berechnung des Sonnenstandes, lässt sich die Position der Sonne von jedem globalen Beobachterpunkt und zu jeder Uhrzeit bestimmen. [2]

Trägt man den Höhenwinkel in Abhängigkeit des Azimutwinkels chronologisch für einen Tag wie in Abbildung 6 dargestellt auf, so spricht man von einem Sonnenbahndiagramm, mit dem der Tagesverlauf des Sonnenstandes beschrieben wird.

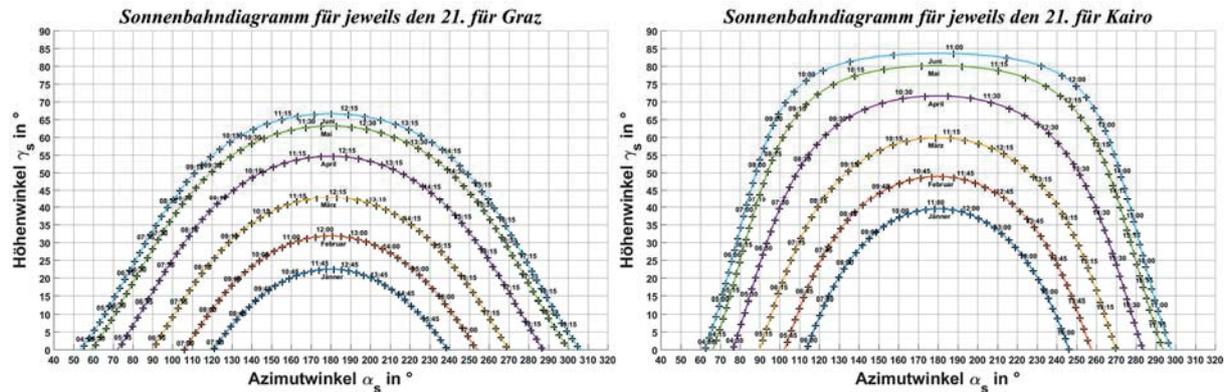


Abbildung 6: Sonnenbahndiagramm für Graz (links) und Kairo (rechts) bezogen auf UTC

In Abbildung 6 wird der Standort Graz (Abbildung 6 links) mit jenem von Kairo (Abbildung 6 rechts) für jeweils den 21. der Monate Jänner bis Juni, wobei am 21. Juni bei der Sommersonnenwende der größte jährliche Höhenwinkel auftritt, verglichen. Der Sonnenaufgang (erstmalig $\gamma_s > 0^\circ$ am Morgen) erfolgt in Kairo zu früheren Uhrzeiten als in Graz, ebenso steigt die Sonne in Kairo steiler in Richtung ihres Zenits, der ebenso um 20° höher liegt als jener in Graz. Die Flächeninhalte der durch die aufgetragenen Sonnenbahnen sowie der Abszissen der beiden Diagramme eingeschlossenen Flächen sind für Kairo größer. Mit dieser Kenntnis wird z.B. eine in Graz positionierte PV-Anlage unter der Voraussetzung der gleichen azimutalen Ausrichtung, Modulneigung sowie der installierten Leistung einen geringeren jährlichen elektrischen Ertrag liefern als an einem weiter südlich gelegenen Standort wie in diesem Falle Kairo.

3 Verschattungsanalyse

Um die Einbußen des jährlichen elektrischen Ertrages aufgrund der horizontalen Verschattung sowie der gegenseitigen Verschattung der Module zu bestimmen, wird für das gewählte Beispiel aus Abbildung 1 eine Verschattungsanalyse mit den unterschiedlichen Modulneigungen aus Tabelle 1-1 sowie jenen in Tabelle 1-2 definierten Reihenabständen durchgeführt. Es werden für sämtliche Berechnungen für die Direktstrahlung, die Diffusstrahlung und die durch die Umgebung reflektierte Strahlung Messdaten der Globalstrahlung herangezogen, deren Aufzeichnung in Graz von 01. August 2016 bis 31. Juli 2017 erfolgt ist.

3.1 Einfluss der azimutalen Ausrichtung der Module

Die optimale azimutale Ausrichtung der Module ist im Wesentlichen abhängig von

- den zur horizontalen Verschattung beitragenden umliegenden Objekten
- und dem geografischen Standort der Anlage.

Dies stellt insofern ein Problem dar, da keine allgemeine Aussage über die optimale Ausrichtung der Module getroffen werden kann. Um dieses Problem zu verdeutlichen wird für jedes Modul aus dem beispielhaften Modell (siehe Abbildung 1) der elektrische Jahresertrag W_{Mod} bei einer Modulausrichtung von $\alpha_{Mod} = -30^\circ$, einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und einem Abstand zwischen den Modulreihen $l_{Reihe} = 25\text{ cm}$ in Abbildung 7 links als Säulendiagramm dargestellt.

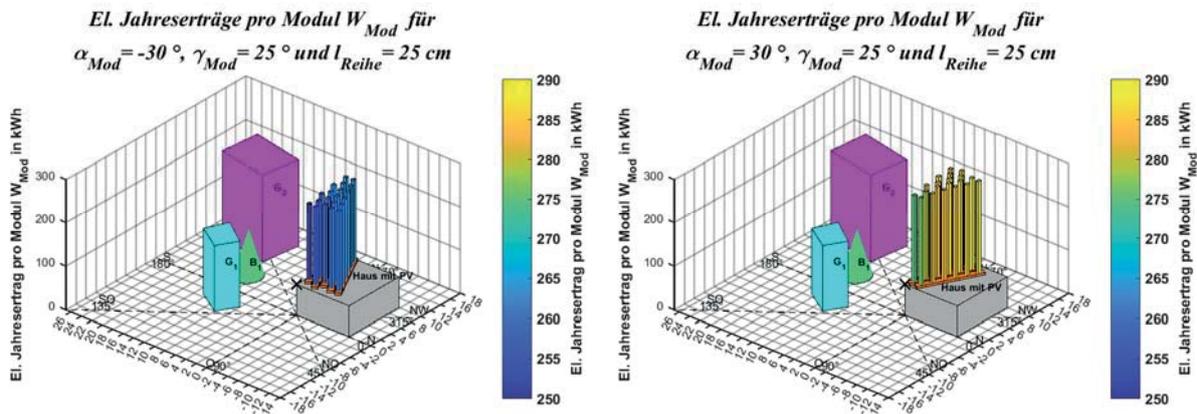


Abbildung 7: Elektrische Jahreserträge W_{Mod} für jedes Modul bei $\alpha_{Mod} = -30^\circ$ SO (links) und $\alpha_{Mod} = +30^\circ$ SW (rechts) sowie $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und $l_{Reihe} = 25\text{ cm}$ (links und rechts)

Das am südlichsten gelegene Modul, welches frei von Verschattung durch andere Module ist, trägt zum elektrischen Gesamtjahresertrag der Anlage am wenigsten bei. Eine Begründung hierfür ist, dass es sich näher an den umliegenden Objekten befindet und somit die horizontale Verschattung bedingt durch diese auf das Modul höher ist als bei den weiter nördlich gelegenen Modulen.

Durch eine azimutale Anordnung der Module von $\alpha_{Mod} = +30^\circ$ ergeben sich die einzelnen elektrischen Jahreserträge der Module in Abbildung 7 rechts. Liegt dieser bei $\alpha_{Mod} = -30^\circ$ je nach Modul zwischen 250 kWh/p.a. und 265 kWh/p.a. , so steigt er durch die andere Positionierung der Module ($\alpha_{Mod} = +30^\circ$) sichtbar an.

Die jährlichen elektrischen Erträge variieren pro PV-Modul zwischen $W_{Mod} = 270\text{ kWh/p.a.}$ und 290 kWh/p.a. , was zu einer Steigerung des elektrischen Jahresertrages W_{PV} der PV-Anlage im Vergleich zu einer Modulausrichtung von $\alpha_{Mod} = -30^\circ$ um ca. 400 kWh/p.a. führt.

3.2 Variation der azimutalen und vertikalen Ausrichtung der Module

Durch die stufenweise azimutale Weiterdrehung der Module um 10° von einer Ostausrichtung ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) zu einer Westausrichtung ($\alpha_{Mod} = +90^\circ$) ergeben sich für jeden Neigungswinkel und Reihenabstand 19 Berechnungsergebnisse (ausgenommen sei die horizontale Anordnung mit $\gamma_{Mod} = 0^\circ$ der Module). Als Auszug werden die Ergebnisse bei einem flachen Modulneigungswinkel ($\gamma_{Mod} = 25^\circ$) mit einem steilen ($\gamma_{Mod} = 45^\circ$) in Abbildung 8 mit dem theoretischen Idealfall, bei dem keine Verschattung auftritt verglichen.

Um den Vorteil einer Aufständering, der damit verbundenen höheren Direktstrahlung auf die Module und infolgedessen eines höheren elektrischen Jahresertrages zu verdeutlichen, wird der Fall einer horizontalen Montage ($\gamma_{Mod} = 0^\circ$) ebenso mit einbezogen.

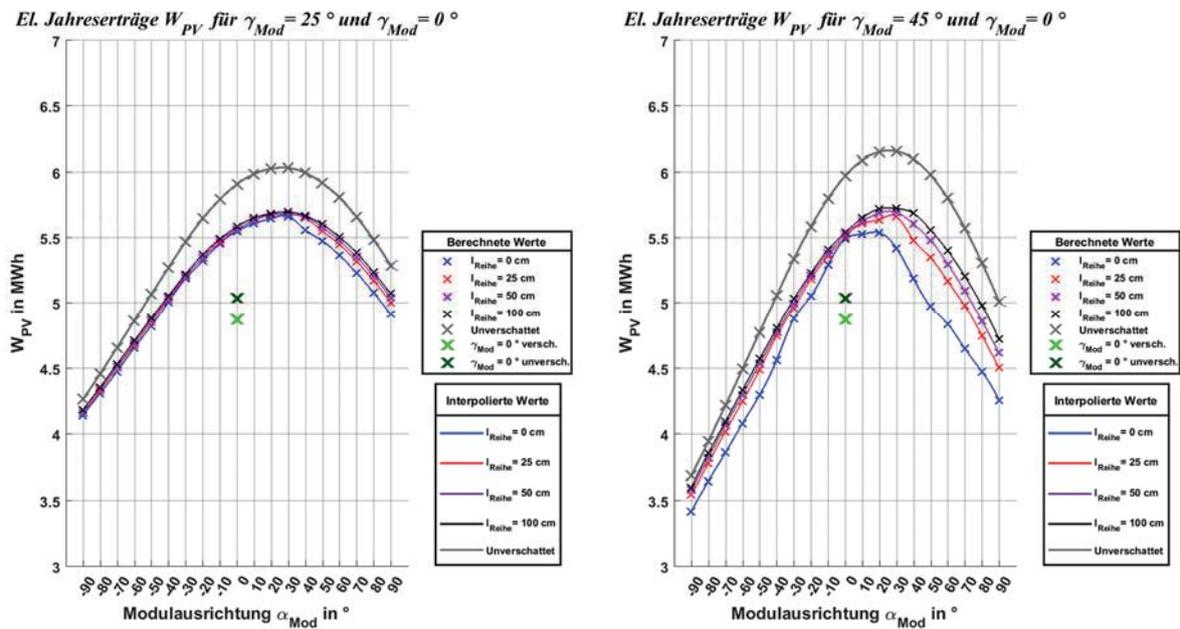


Abbildung 8: El. Jahreserträge W_{PV} mit und ohne Verschattung der beispielhaften PV-Anlage für unterschiedliche Modulneigungen (Links – $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und $\gamma_{Mod} = 0^\circ$, Rechts – $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und $\gamma_{Mod} = 0^\circ$)

Aufgrund einer Interpolation zwischen den berechneten Werten ergibt sich für die elektrischen Jahreserträge in beiden Fällen eine Kurvenschar, deren Maximum bis auf eine Ausnahme ($\gamma_{Mod} = 45^\circ$, $I_{Reihe} = 0$ cm) immer bei einer Modulausrichtung von $\alpha_{Mod} = +30^\circ$ liegt. Würde keine Verschattung auftreten, so würde die PV-Anlage mit den steiler angestellten Modulen den höheren elektrischen Jahresertrag (bei $\alpha_{Mod} = +30^\circ$) liefern, tatsächlich liefern beide über denselben Beobachtungszeitraum und ab einem Reihenabstand $I_{Reihe} = 25$ cm unter Einbezug der Verschattung annähernd die gleiche elektrische Energie.

Die Anlage mit dem flacheren Modulneigungswinkel reagiert unempfindlicher hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages auf eine Änderung der azimutalen Ausrichtung aus zwei Gründen:

- Geringere gegenseitige Verschattung (vor allem in den Morgen- und Abendstunden) und damit
- kleinere wetterbedingte Abhängigkeit auf die Mittagsspitzen der Globalstrahlung.

Bedingt durch diese Unempfindlichkeit folgt der elektrische Jahresertrag bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung flacheren Kurven als bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$.

Bei einer reinen Konzeptionierung der PV-Anlage auf den elektrischen Jahresertrag – keine Berücksichtigung des Lastprofils des Haushaltes und somit keine Wertlegung auf einen hohen Autonomiegrad – wäre aus allen Kurvenscharen, bei denen die Verschattung berücksichtigt wurde, das Maximum zu bestimmen und die Module nach der sich ergebenden Modulneigung – Ausrichtung und –Reihenabstand zu montieren. In diesem Fall wäre dies 5,781 MWh/p.a. bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 35^\circ$, einer azimutalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = +30^\circ$ und einem Reihenabstand von $I_{Reihe} = 100$ cm.

4 Bedarfsorientierte Positionierung der PV-Module

Legt der Betreiber einer PV-Anlage seinen Fokus nicht wie in Kapitel 3.2 beschrieben auf einen möglichst hohen elektrischen Jahresertrag, sondern setzt sich als Ziel den elektrischen Energiebedarf seiner Verbraucher zu einem größtmöglichen Anteil mit der installierten PV-Anlage zu decken, so ist eine Anpassung der Positionierung der PV-Anlage an sein elektrisches Lastprofil notwendig. Dadurch entstehen für ihn Vorteile wie eine höhere Unabhängigkeit vom Verteilernetzbetreiber und sowie ökonomische Vorteile durch Senkung der Energiekosten womit die Amortisationsdauer aufgrund des höheren jährlichen wirtschaftlichen Rückflusses verkürzt werden kann. Auch könnte die häufig kritisierte Mittagslastspitze von PV-Anlagen auf diese Art und Weise reduziert werden.

4.1 Bilanzierter Autonomiegrad A_{Bil}

Um eine repräsentative Aussage treffen zu können, inwieweit der Betreiber einer PV-Anlage seinen Eigenenergiebedarf ($W_{Verbrauch}$) durch die von der PV-Anlage gelieferte Energie (W_{PV}) deckt, kann ein bilanzierter Autonomiegrad A_{Bil} in Gl. (4-1) festgelegt werden:

$$A_{Bil} = \frac{W_{PV}}{W_{Verbrauch}} = \frac{\int P_{PV}(t) dt}{\int P_{Verbrauch}(t) dt} \quad \text{Gl. (4-1)}$$

Das Wetter und somit der elektrische Ertrag der PV-Anlage sowie das Lastprofil des Verbrauchers unterliegen nicht nur jahreszeitlichen Schwankungen, sondern auch täglichen, wodurch eine Angabe des bilanzierten Autonomiegrades, in p.u. oder in Prozent, nur über einen längeren Zeitraum, in diesem Fall ein volles Kalenderjahr, sinnvoll ist. Angestrebt wird als Ergebnis eine möglichst hohe Zahl, was im Umkehrschluss bedeutet, dass der Betreiber der PV-Anlage wenig elektrische Energie (als Jahressumme) im Verhältnis zu seiner durch die PV-Anlage erzeugten elektrischen Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezieht. Ohne zusätzliche Angaben kann mit dem bilanzierten Autonomiegrad keine Aussage über die Sinnhaftigkeit der installierten Leistung sowie den Energieverbrauch des Betreibers getroffen werden. Eine Erhöhung der installierten Leistung führt bei gleichen Strombedarf zu einem höheren bilanzierten Autonomiegrad, folge dessen dieser auch größer als 1 p.u. bzw. Werte höher als 100 % erreichen kann. [1]

4.2 Eigenverbrauchsgrad E_{Vg}

Durch den sich aus dem bilanzierten Autonomiegrad ergebenden Nachteil – keine Aussage über die Deckung der Erzeugung mit dem Verbrauch treffen zu können – wird der Eigenverbrauchsgrad E_{Vg} in Gl. (4-2) definiert:

$$E_{Vg} = \frac{\min\{W_{PV}, W_{Verbrauch}\}}{W_{PV}} = \frac{\int \min\{P_{PV}(t), P_{Verbrauch}(t)\} dt}{\int P_{PV}(t) dt} \quad \text{Gl. (4-2)}$$

Der Eigenverbrauchsgrad (in p.u. oder Prozent) wird im Gegensatz zum bilanzierten Autonomiegrad in kurzen zeitlichen Abschnitten (z.B. im 15-min-Intervall) gebildet und verdeutlicht

inwieweit zu diesem Zeitpunkt die durch die PV-Anlage gelieferte elektrische Energie vom Betreiber selbst genutzt wird. Durch eine Mittelwertbildung über den Betrachtungszeitraum (hier sei dieser wiederum mit einem vollen Kalenderjahr festgelegt), ergeben sich repräsentative bzw. vergleichbare Werte. Der durch den Betreiber der PV-Anlage angestrebter Maximalwert liegt bei 1 p.u. bzw. 100 %. Erhöht man wiederum die installierte Leistung der Anlage bei gleichbleibenden Lastprofil, so nimmt der Eigenverbrauchsgrad unter Voraussetzung derselben Positionierung der PV-Module ab. [1]

4.3 Vergleich unterschiedlicher Positionierungen der PV-Module bei verschiedenen Lastprofilen

Aufgrund des Tagesrhythmus der Verbraucher charakterisieren sich Lastprofile durch auftretende Morgen-, Mittag- und Abendspitzen, welche je nach Haushalt unterschiedlich stark ausgeprägt sein können. Für das gewählte Beispiel aus Abbildung 1 soll der Einfluss der Positionierung der PV-Module (vorrangig durch die azimutale Ausrichtung α_{Mod} sowie den Modulneigungswinkel γ_{Mod}) nach Durchführung der Verschattungsanalyse nach Kapitel 3, drei unterschiedliche Lastprofile (Morgen-, Mittag-, Abendspitze) nachfolgend gezeigt werden. Bei sämtlichen Berechnungen bleibt die installierte Leistung (5 kWp) der PV-Anlage gleich und die Lastprofile gelten in diesem Beispiel als unveränderbar (Normierung auf $W_{El} = 6200 \text{ kWh/p.a.}$), wodurch nachfolgend vorrangig auf den jährlichen, bilanzierten Autonomiegrad A_{Bil} eingegangen wird. Die zur Verfügung stehende Fläche für die PV-Anlage lässt große Reihenabstände zu, somit ergibt sich für alle Anordnungen als Optimum der laut Tabelle 1-2 der größtmögliche Reihenabstand von $l_{Reihe} = 100 \text{ cm}$, wodurch die gegenseitige Verschattung der Module minimal wird. Um die Auswirkungen bei unterschiedlichen Lastprofilen zu verdeutlichen, wird für die Darstellung ein Schönwettertag (17. Juli 2017) gewählt.

4.3.1 Lastprofil mit Morgenspitze

Das in Abbildung 9 dargestellte Lastprofil charakterisiert sich durch zwei Spitzen am Morgen, wobei jene beginnend um 06:00 Uhr und endend um 08:00 Uhr ausgeprägter ist. Dies stellt insofern ein Problem dar, da die Globalstrahlung zu diesen Uhrzeiten noch sehr schwach ist und die PV-Anlage je nach Positionierung noch relativ wenig oder gar keine elektrische Energie liefert.

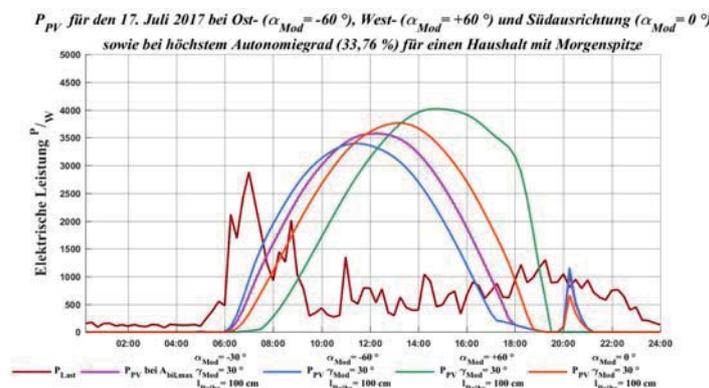


Abbildung 9: Vergleich der Erzeugerprofile bei verschiedenen Positionierungen der PV-Module mit einem Lastprofil mit Morgenspitze für den 17. Juli 2017 in Graz

Trotz der geringen Leistung der PV-Anlage kann diese Spitze mit richtiger Positionierung teilweise kompensiert werden. Wären die Module nach Westen ($\alpha_{Mod} = +60^\circ$) ausgerichtet, so

würde die PV-Anlage nahezu nichts zur Kompensation der ersten Morgenspitze beitragen und zur zweiten nur teilweise, während diese bei einer östlichen Ausrichtung ($\alpha_{\text{Mod}} = -60^\circ$) bereits vollständig durch die PV-Anlage gedeckt wird. Wählt man jene Anordnung, wo der jährlich bilanzierte Autonomiegrad maximal wird, so ergibt sich ebenfalls eine azimutale Ausrichtung nach Osten ($\alpha_{\text{Mod}} = -30^\circ$). Bei dieser Anordnung liefert die PV-Anlage in den Morgenstunden geringfügig weniger als bei einer stärkeren Drehung Richtung Osten, dafür ist der elektrische Ertrag ab Mittag höher. Der gemittelte jährliche Eigenverbrauchsgrad ergibt für diese Anordnung $E_{Vg} = 32,49\%$.

4.3.2 Lastprofil mit Mittagsspitze

Für einen Haushalt, in dem z.B. zu Mittag elektrisch gekocht wird, ist der Verlauf des Lastprofils in Abbildung 10 dargestellt, welche sich bedingt durch den relativ hohen Energieverbrauch des Elektroherdes in Form einer Spitze in den Mittagsstunden zeigt.

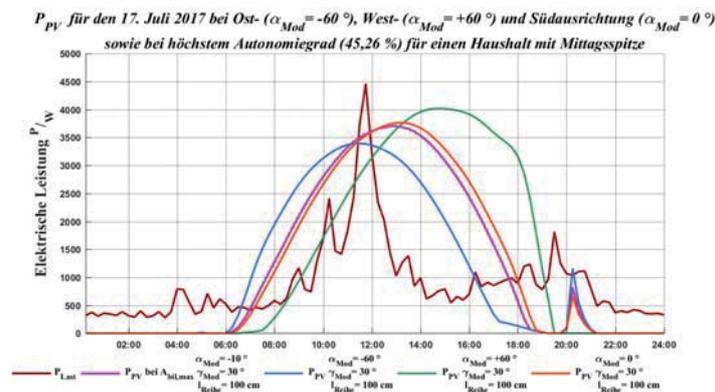


Abbildung 10: Vergleich der Erzeugerprofile bei verschiedenen Positionierungen der PV-Module mit einem Lastprofil mit Mittagsspitze für den 17. Juli 2017 in Graz

In diesem Falle ergibt sich für eine nahezu südlich ausgerichtete ($\alpha_{\text{Mod}} = -10^\circ$) PV-Anlage der höchste bilanzierte Autonomiegrad von $A_{\text{Bil}} = 45,26\%$ mit einem jährlich gemittelten Eigenverbrauchsgrad von $E_{Vg} = 36,80\%$.

Die Richtung Osten ausgerichtete Anordnung besitzt den Nachteil, dass sie zu Mittag eine geringere Spitzenleistung liefert und am Nachmittag weniger und vor allem über einen kürzeren Zeitraum elektrische Energie zur Verfügung stellt.

Bei der Ausrichtung nach Westen würden die Mittagsspitzen am schlechtesten abgedeckt werden. Des Weiteren liefern die PV-Module bei westlicher Ausrichtung ($\alpha_{\text{Mod}} = +60^\circ$) zwischen 14:00 Uhr und 16:00 Uhr ihren maximalen elektrischen Ertrag, wo aber der Haushalt relativ wenig elektrische Energie benötigt.

4.3.3 Lastprofil mit Abendspitze

Bei Konsumenten, die ihre elektrischen Verbraucher am späten Nachmittag und in den Abendstunden betreiben ergibt sich ein wie in Abbildung 11 dargestelltes Lastprofil. Bei einem solchen Verlauf ist eine Anordnung der PV-Module zu präferieren, welche so lange wie möglich elektrische Energie in den Abendstunden liefert.

Für einen maximalen bilanzierten Autonomiegrad $A_{Bil} = 36,52\%$ sind die Module azimuthal mit $\alpha_{Mod} = +40^\circ$ auszurichten, bei einem möglichst flachen Modulneigungswinkel, in diesem Falle von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$. Mit dieser Anordnung erzielt man einen jährlich gemittelten Eigenverbrauchsgrad von $E_{Vg} = 34,54\%$.

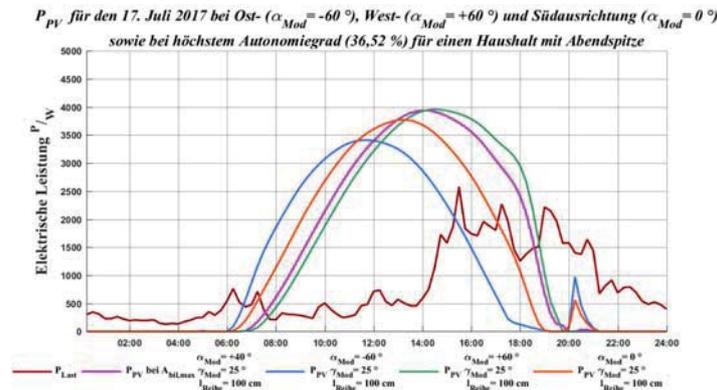


Abbildung 11: Vergleich der Erzeugerprofile bei verschiedenen Positionierungen der PV-Module mit einem Lastprofil mit Abendspitze für den 17. Juli 2017 in Graz

Deutlich zu erkennen ist in Abbildung 11, dass bei einer östlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$) die PV-Anlage ab 15:00 Uhr den Eigenbedarf an elektrischer Energie der Verbraucher im Gegensatz zu einer westlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = +60^\circ$) nicht mehr vollständig deckt und somit nicht sinnvoll wäre.

5 Erkenntnisse

Das Lastprofil des Betreibers der PV-Anlage ist entscheidend für die optimale Konzeptionierung einer PV-Anlage. Das Lastprofil gibt nicht nur vorrangig die zu installierende Spitzenleistung sondern auch die azimuthale Ausrichtung und die vertikale Neigung der Module vor wenn ein möglichst hoher zeitlich differenzierter Autonomiegrad erreicht werden soll. Mit Hilfe einer Verschattungsanalyse ergibt sich unter Einbezug des Autonomiegrades und des Eigenverbrauchsgrades eine für den Konsumenten optimale Positionierung der Module hinsichtlich ökonomischen Aspekten und Autonomie. Durch die Positionierung der Module kann der Autonomiegrad bzw. der Eigenverbrauchsgrad jedoch nur bis zu einem gewissen Maße gesteigert werden, da sich das Erzeugerprofil der PV-Anlage nach dem Verlauf der Sonne und auch dadurch bedingten Verschattungen der Module (durch umliegende Objekte und gegenseitige Verschattung) richtet.

Um den Autonomiegrad und/oder den Eigenverbrauchsgrad weiter zu erhöhen ist dann ein Eingriff in die Haustechnik sowie in das Konsumverhalten des Betreibers der PV-Anlage hinsichtlich elektrischer Energie notwendig:

- Verlegung regelmäßig auftretender, zeitlich variabler Lasten wie z.B. durch elektrisch beheizte Warmwasserspeicher, Waschmaschinen oder Geschirrspüler zu Zeiten geringer Stromlieferung der PV-Anlage
- Installation eines Stromspeichers zur Überbrückung Zeiten geringer oder keiner Erzeugung durch die PV-Anlage (Nacht, Schlechtwetter)
- Installation einer Wärmepumpe

Auch die Erhöhung des elektrischen Energieverbrauches z.B. durch den Einsatz einer Klimaanlage zur Steigerung des persönlichen Komforts kann zu einer Erhöhung des Autonomie-/Eigenverbrauchsgrades führen und aus ökonomischer Sicht eine sinnvolle Maßnahme sein.

6 Literaturverzeichnis

- [1] M. Fürnschuß, „Masterarbeit: Berechnung der elektrischen Ertragsprognose von Photovoltaikanlagen und Integration in das öffentliche Stromnetz,“ Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, Graz, Österreich, 2018.
- [2] V. Quaschnig, „Sonnenstand und Strahlungsverteilung,“ in *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*, Bd. 6, Berlin, Dr. Köster, 1996, pp. 95-110.
- [3] PVGIS, „JRC Photovoltaic Geographical Information System,“ European Commission, [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html. [Zugriff am 29 01 2018].