

Ökonomische Bewertung teilverschatteter Photovoltaikanlagen

Martin FÜRNSCHUß^{1*}, Ernst SCHMAUTZER², Robert SCHÜRHubER³

Kurzfassung:

Die Photovoltaik (PV) wird in Österreich wie auch in anderen Ländern seitens der Politik gefördert, jedoch sind diese Zuschüsse rückläufig. Dadurch und den durch den immer häufiger auftretenden Wunsch von Investoren mit PV-Anlagen einen ökonomischen Profit zu erwirtschaften wird der Einbezug von ökonomischen Überlegungen in den Planungsprozess einer PV-Anlage erforderlich. Sind in jüngster Vergangenheit die PV-Module meist nach Süden ausgerichtet worden, um eine möglichst hohe Leistung und einen möglichst hohen elektrischen Jahresertrag zu erhalten, so muss diese Positionierung nicht die wirtschaftlichste sein. Mit dieser Arbeit sollen Methoden zur Konzeptionierung einer PV-Anlage gezeigt werden, mit dem Ziel vor Augen mit ihr einen möglichst hohen elektrischen bzw. ökonomischen Profit zu erwirtschaften. Dazu wird ein eigens entwickeltes Programm verwendet, mit dem die optimale Positionierung der PV-Module (azimutal, vertikal und Modulreihenabstand) unter in Betracht Ziehung der

- (prozess-)technischen und
- ökonomischen Parameter sowie einer etwaigen
- Verschattung der PV-Module

gefunden werden kann. Es zeigt sich, dass sich die Positionierung der PV-Module sowohl auf den elektrischen Jahresertrag als auch auf die wirtschaftliche Lukrativität auswirkt. Weiters führt diese Arbeit zur Erkenntnis, dass jede PV-Anlage separat untersucht werden muss, um exakte Ertragsprognosen liefern zu können. Dies resultiert aus den vielen standortabhängigen Einflussparametern, die einerseits technisch (z.B. Globalstrahlung oder schattenwerfende Objekte) und andererseits nutzerspezifisch (z.B. Lastgang oder Einsatzzeit) sowie ökonomisch (z.B. Anlagenkosten oder Strompreis) bedingt sind.

Keywords: Photovoltaik, Erneuerbare Energie, Kapitalwert, Verschattung, Sonnenstand, Globalstrahlung,

¹ Jungautor, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, 0043 316 873-8055, martin.fuernschuss@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

² Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, 0043 316 873-7555, schmautzer@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

³ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, 0043 316 873-7550, robert.schuerhuber@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

1 EINLEITUNG

Die elektrische Energieerzeugung durch Photovoltaik (PV) erfreut sich nach wie vor großer Beliebtheit; Dies ist vor allem der emissionsarmen, dezentralen Energieerzeugung geschuldet. Die emissionsarme elektrische Energieerzeugung rührt daher, dass die PV die Sonnenstrahlung zur Energieumwandlung nützt, welche global frei verfügbar ist. Dies, die einfache dezentrale Montagemöglichkeit, wie zum Beispiel auf einem Dach eines Einfamilienhauses, motiviert die Bevölkerung eigenen Strom zu erzeugen und diesen auch selbst zu nutzen, wodurch sie vom reinen Stromkonsumenten, welcher seine elektrische Energie nur vom Verteilernetzbetreiber bezieht, zum Prosumer wird. Prosumer decken mit Hilfe der PV ihren elektrischen Energiebedarf teilweise selbst und genießen dadurch Vorteile wie zum Beispiel geringere Energiekosten oder einen kleineren persönlichen CO₂-Fußabdruck. Aufgrund der emissionsarmen elektrischen Energieerzeugung wird die PV seitens der Politik gefördert, um einen zusätzlichen Anreiz zur Investition in eine PV-Anlage zu schaffen. Diese Förderungen werden einerseits einmalig bei der Errichtung einer PV-Anlage gewährt um die Anschaffungskosten für den Investor zu reduzieren und ebenso wird die vom Prosumer an den Verteilernetzbetreiber verkaufte elektrische Energie durch eine Zuzahlung zum Einspeisetarif (Tarifförderung) ausbezahlt.

In jüngster Vergangenheit ist als primäres Ziel bei der Errichtung von PV-Anlagen eine möglichst hohe Leistung und hoher elektrischer Jahresertrag verfolgt worden. Gegenwärtig tritt jedoch der Wunsch vieler Investoren auf, mit der PV-Anlage neben der ökologischen Energieerzeugung einen ökonomischen Profit zu kreieren, welcher nicht nur von Investoren von Großanlagen (> 100 kWp), sondern auch von Kleinanlagen (< 10 kWp) geäußert wird. Wird das Ziel eines maximalen ökonomischen Profits einer PV-Anlage bei deren Auslegung verfolgt, so muss die Positionierung (azimutale Ausrichtung und vertikale Neigung) der PV-Module nicht mit jener Positionierung einhergehen, wo der elektrische Energieertrag am höchsten ist. Es sollen im Folgenden Methoden gezeigt werden, welchen Einfluss die Positionierung der PV-Module auf den ökonomischen Ertrag sowie auf den elektrischen Ertrag haben.

2 METHODIK

Zur Veranschaulichung des Planungsprozesses einer PV-Anlage, deren Module gewinnoptimierend positioniert werden sollen, sei in nachfolgender Abbildung 1 eine fiktive Anordnung dargestellt:

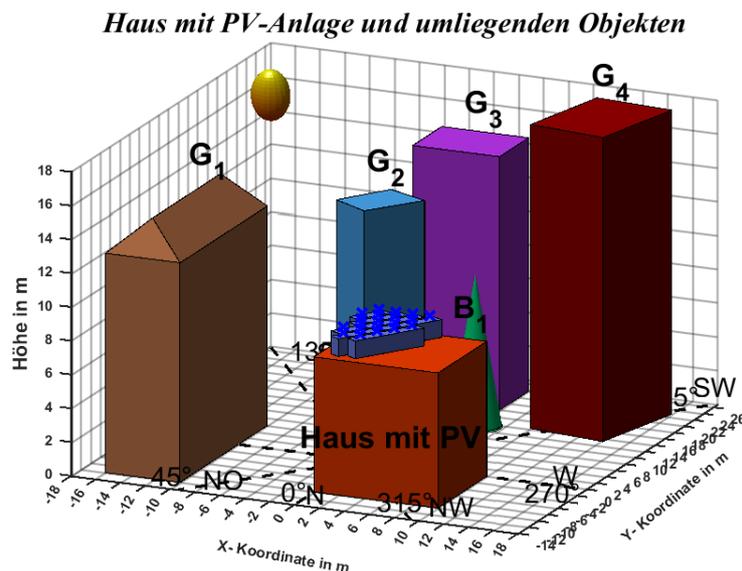


Abbildung 1: Beispiel einer PV-Anlage mit umliegenden Objekten die teilweise für eine Abschattung der PV-Anlage sorgen

Auf einem in Graz situierten Einfamilienhaus mit Flachdach (orange) soll eine 5-kWp-Anlage installiert werden. Östlich des Einfamilienhauses ist ein Gebäude mit Satteldach (G_1), zwischen Südosten und Südwesten sind drei Gebäude mit Flachdach (G_2 , G_3 , G_4) sowie ein Baum B_1 . Diese Objekte stellen insofern für den Planer der PV-Anlage eine Herausforderung dar, da sie höher als das Einfamilienhaus sind und somit zu unterschiedlichen Zeiten einen Schatten auf die PV-Anlage werfen können, welcher die Momentanleistung und deren elektrischen Jahresertrag reduziert. Auf deren Einfluss wird in Kapitel 2.2 eingegangen.

Um eine exakte Ertragsprognose (ökonomisch und ökologisch) treffen zu können sind für den Planer der PV-Anlage aus technischer Sicht die

- Installationsleistung P_{Inst} , die
- technischen Daten der PV-Module, die
- Koordinaten der umliegenden Objekte, der
- Standort der PV-Anlage (in diesem Fall Graz) inklusive dessen jährlicher
 - Globalstrahlungs- und
 - Temperaturverlauf sowie das
- Lastprofil des zukünftigen Betreibers der PV-Anlage

notwendig. Die Klimadaten, bestehend aus Globalstrahlung und Umgebungstemperatur sowie das Lastprofil des Betreibers sollten hierbei in möglichst kleinen Zeitintervallen (wie z.B. im vorliegenden Falle im 15-min-Intervall) aufgezeichnet werden um eine möglichst genaue Prognose des jeweiligen Ertrages zu gewährleisten.

Für die ökonomische Bewertung fließen in den Planungsprozess noch zusätzlich folgende Parameter mit ein:

- Anschaffungskosten A_0
- Stromhandelspreis S_p
- Einspeisetarif E_t
- Versicherungskosten A_{Vers}
- Wartungskosten A_{Wart}
- Kalkulationszinsfuß i
- Inflation e

Diese Parameter sollen mit geeigneten Methoden, welche nachfolgende beschrieben werden, in den Planungsprozess der PV-Anlage einfließen, um für den Investor schlussendlich die Positionierung der PV-Module und Größe der Anlage bei der höchsten ökonomischen Lukrativität der PV-Anlage zu finden.

2.1 ELEKTRISCHE ENERGIEERZEUGUNG DURCH PHOTOVOLTAIK

Mit den technischen Parametern ist es möglich für ein beliebig positioniertes PV-Modul die erzeugte elektrische Leistung (bzw. Erzeugergang) zu bestimmen. In diesem Kapitel wird der hier angewendete prinzipielle Vorgang anhand eines nicht verschatteten PV-Moduls erläutert.

Essentiell ist hierbei die von der Sonne, als Strahlung auf die Erdoberfläche transportierte Energie (Sonnenstrahlung). Eine Methode die eintreffende Sonnenstrahlung aufzuzeichnen ist sie durch eine horizontale, stets unverschattete auf der Erdoberfläche angebrachten Messplatte zu messen. Dies bringt den Vorteil mit sich, dass unterschiedliche globale Standorte hinsichtlich der Einstrahlungsenergie miteinander verglichen werden können. Die Globalstrahlung setzt sich aus zwei Komponenten zusammen:

- Direktstrahlung $E_{G,Dir}$: ungehindert auftreffende Strahlung
- Diffusstrahlung $E_{G,Diff}$: Gestreute Strahlung, abhängig von der sich in der Atmosphäre befindlichen Anzahl und Größe der Partikel/Moleküle.

Die Globalstrahlung ist nicht nur vom Standort abhängig, sondern auch vom Wetter und vor allem Zeit, wie in Abbildung 2 ersichtlich:

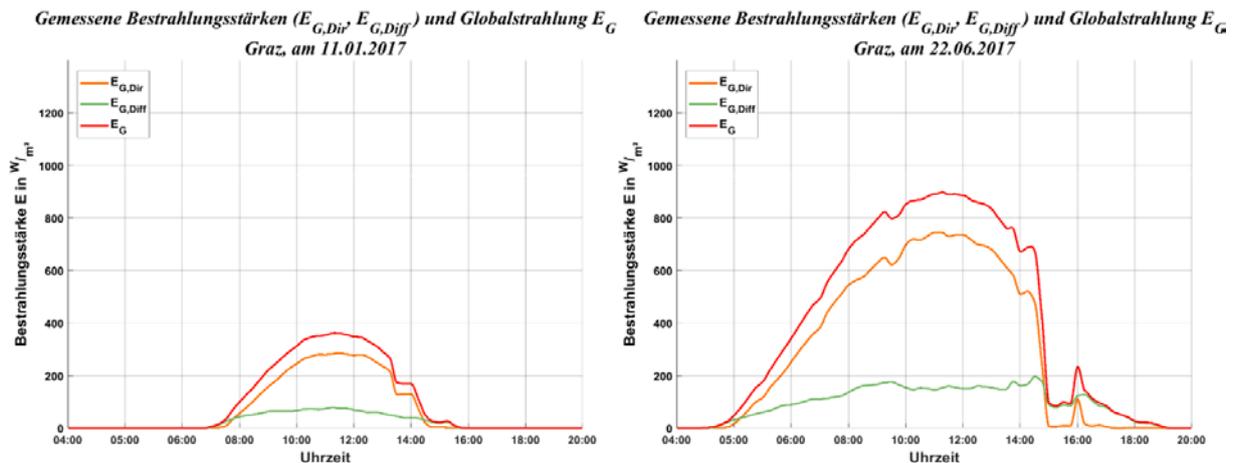


Abbildung 2: Gemessene Bestrahlungsstärken ($E_{G,Dir}$, $E_{G,Diff}$) und Globalstrahlung E_G (Links: 11.01.2017 – Wintertag; Rechts: 22.06.2017 – Sommertag)

So nimmt, wie in Abbildung 2 ersichtlich, die Globalstrahlung in Graz im Winter viel geringere Werte an als im Sommer; es kann daraus geschlossen werden, dass ein PV-Modul in Graz im Sommer mehr elektrische Energie liefern wird, als im Winter.

Da PV-Module meist mit einer Neigung (γ_{Mod}) und einem bestimmten Azimutwinkel (α_{Mod}) montiert werden, ist die auf das PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke E_{Mod} (siehe Abbildung 3 rechts) zu ermitteln.

Hierzu ist zu allererst der Sonnenstand für den jeweiligen Standort und Uhrzeit zu bestimmen. Eine geeignete Methodik hierzu stellt der „DIN-Algorithmus zur Berechnung des Sonnenstandes“ [1] dar, welcher als einzige Eingabeparameter den Standort (beschrieben durch den Längen- und Breitengrad) sowie die lokale Uhrzeit (inkl. Datum) benötigt. Er liefert als Ergebnis die Position der Sonne, welche für den betrachteten Zeitpunkt mit einem Höhenwinkel (γ_S) und einem Azimutwinkel (α_S) beschrieben wird.

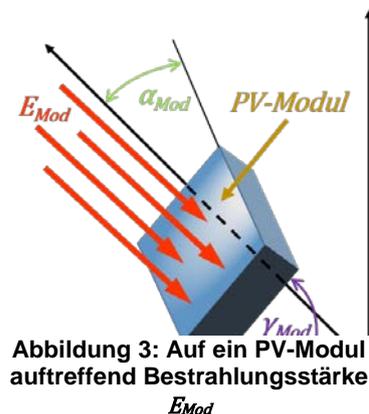


Abbildung 3: Auf ein PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke E_{Mod}

Führt man diesen Algorithmus für mehrere Zeitpunkte und einem fixen Standort (z.B. Graz) durch, so kann ein Sonnenbahndiagramm nach Abbildung 4 gezeichnet werden:

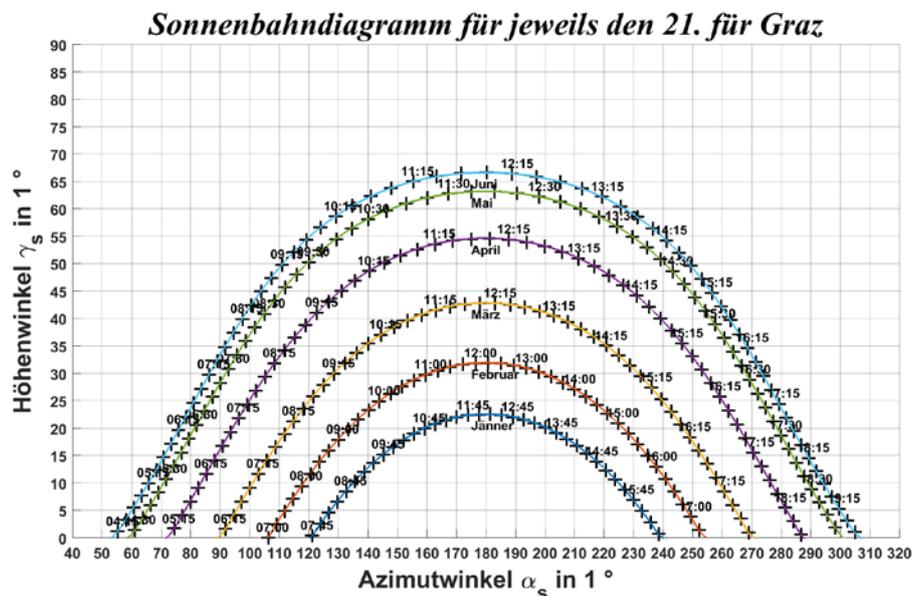


Abbildung 4: Sonnenbahndiagramm für Graz ($\varphi = 47,07^\circ$, $\lambda = 15,44^\circ$), bezogen auf UTC

Mit Hilfe von einigen mathematischen Operationen lässt sich mit den Informationen der Positionierung des PV-Moduls, des Sonnenstandes und der Globalstrahlung die Bestrahlungsstärke auf ein PV-Modul berechnen [5]. So ergeben sich für die an dem Sommertag (22.06.2017) gemessenen Globalstrahlung aus Abbildung 2 (rechts) auf ein mit $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ geneigtes PV-Modul bei unterschiedlicher azimuthaler Ausrichtung folgende Bestrahlungsstärken nach Abbildung 5:

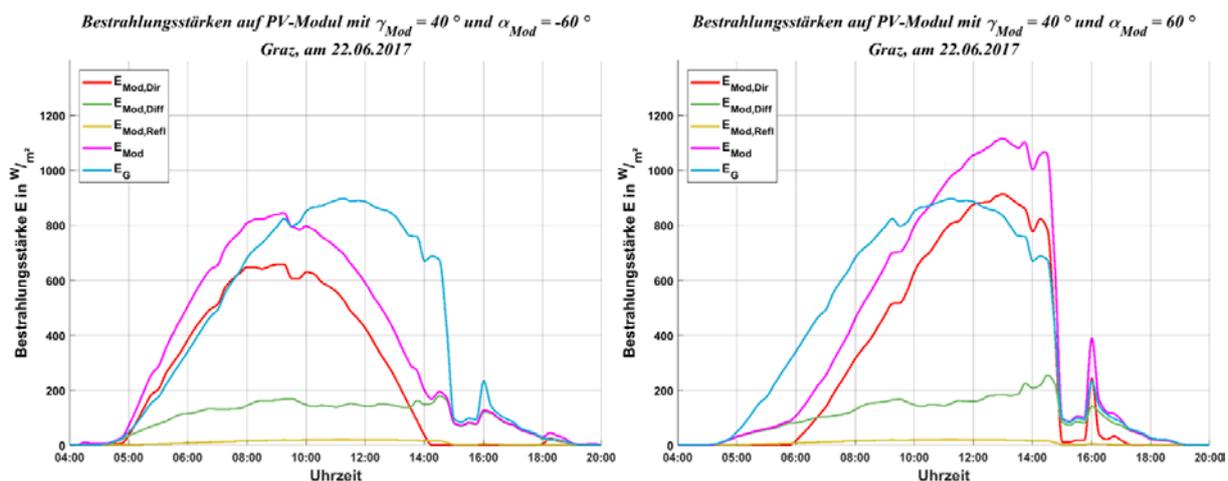


Abbildung 5: Bestrahlungsstärke E_{Mod} auf ein PV-Modul aufgeteilt in Direkt-, Diffus- und reflektierte Bestrahlungsstärke (Links: $\alpha_{Mod} = -60^\circ$ östlich; Rechts: $\alpha_{Mod} = 60^\circ$ westlich) und Globalstrahlung E_G

Die in Abbildung 5 angeführte Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Refl}$ ist jener Anteil der durch die Umgebung reflektierte Sonnenstrahlung auf das PV-Modul auftrifft und ist vorrangig von der Albedo der Umgebung abhängig [1].

Zur Berechnung der elektrischen Leistung des PV-Moduls bietet sich die NOCT- (*Nominal Operating Cell Temperature*) Methode an. Mit Hilfe der Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul, den Modulparametern und der Umgebungstemperatur lässt sich unter Rücksichtnahme der Modultemperatur (ϑ_{Mod}), welche maßgebend für den Wirkungsgrad des PV-Moduls ist, erhält man für den in Abbildung 5 rechten Verlauf der Bestrahlungsstärke das in Abbildung 6 dargestellte Erzeugerprofil (beschrieben durch $P_{E_{Mod}, \vartheta_{Mod}}$) des PV-Moduls.

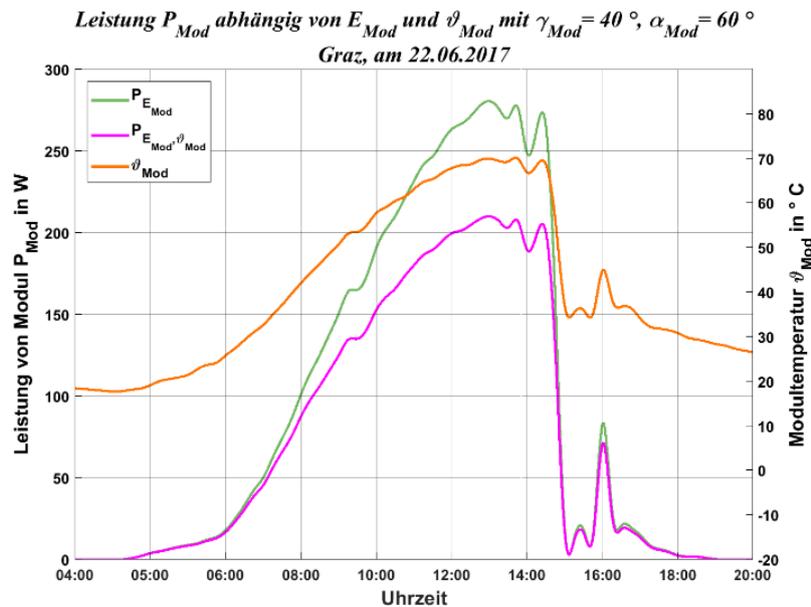


Abbildung 6: Elektrische Leistung eines PV-Moduls P_{Mod} , angepasst an E_{Mod} und ϑ_{Mod}

Deutlich ist in Abbildung 6 der negative Temperaturkoeffizient der Leistung des PV-Moduls zu erkennen: Würde dieser Umstand vernachlässigt werden, so würde sich das Erzeugerprofil nach der grünen Linie ($P_{E_{Mod}}$) ergeben. Da wie an diesem Tag die Temperatur des PV-Moduls nahezu 70°C erreicht, ist die Lieferleistung des PV-Moduls zu Mittag, geschuldet durch dessen Erwärmung, um fast 30 % geringer. Hiermit wird ersichtlich, dass der Temperatureinfluss auf die Erzeugung von PV bei einer Ertragsprognose keinesfalls ignoriert werden sollte, da dies sonst zu viel zu hohen prognostizierten Erträgen führen würde.

2.2 VERSCHATTUNGSANALYSE

PV-Module können durch umliegende Objekte, wie z.B. in Abbildung 1 dargestellt, sowohl durch Gebäude oder Bäume, als auch durch vor ihnen liegende PV-Module (gegenseitige Verschattung) verschattet werden. Durch Verschattung wird die Bestrahlungsstärke auf die PV-Module reduziert, was zu Ertragseinbußen führt und unerwünscht ist. Da der Planer der PV-Anlage meist kaum einen Einfluss auf die Umgebung hat, soll nun anhand des in Abbildung 1 beschriebenen Beispiels der Einfluss der etwaig auftretenden Verschattung der PV-Module, sowie die eventuell dadurch bedingten auftretenden elektrischen Ertragseinbußen eingegangen werden.

Zu allererst ist ein Beobachterpunkt zu definieren: Dieser ist in diesem Falle der Mittelpunkt der Halbleiterfläche eines PV-Moduls. Von diesem aus ist anschließend die für einen Schattenwurf in Betracht kommenden Objekte mit Polarkoordinaten aufzunehmen.

Folgend sind alle sichtbaren Punkte der umliegenden Objekte durch einen Azimutwinkel (α_{Obj}) und einen Höhenwinkel (γ_{Obj}) beschrieben. Diese Punkte können ähnlich wie ein Sonnenbahndiagramm (siehe Abbildung 4) grafisch dargestellt werden und man erhält nach Verbindung dieser Punkte die Schattensilhouette der Umgebung (Horizontalverschattung) wie durch Abbildung 7 dargestellt. Treten in einem azimutalen Bereich zwei Schattenpolygonzüge auf, spricht es kommt zur Überschneidung von einzelnen Polygonzügen, so ist in einem solchen Bereich jener zu wählen, welcher den höheren Höhenwinkel besitzt.

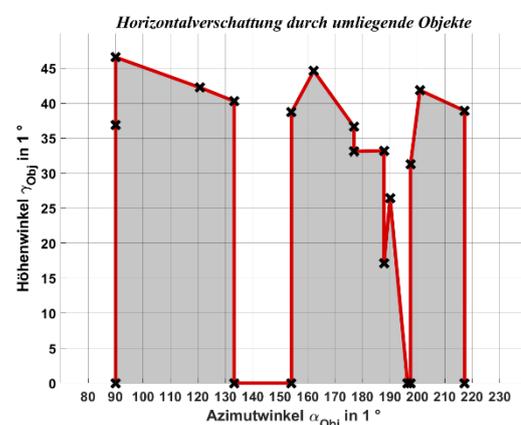


Abbildung 7: Horizontalverschattung durch die umliegenden Objekte aus Abbildung 1

Führt man nun den Schattenpolygonzug und das Sonnenbahndiagramm für einen beliebigen Tag zu einem Diagramm zusammen, so kann für den Beobachterpunkt bestimmt werden, ob dieser verschattet ist oder nicht. Zur Erläuterung dient Abbildung 8:

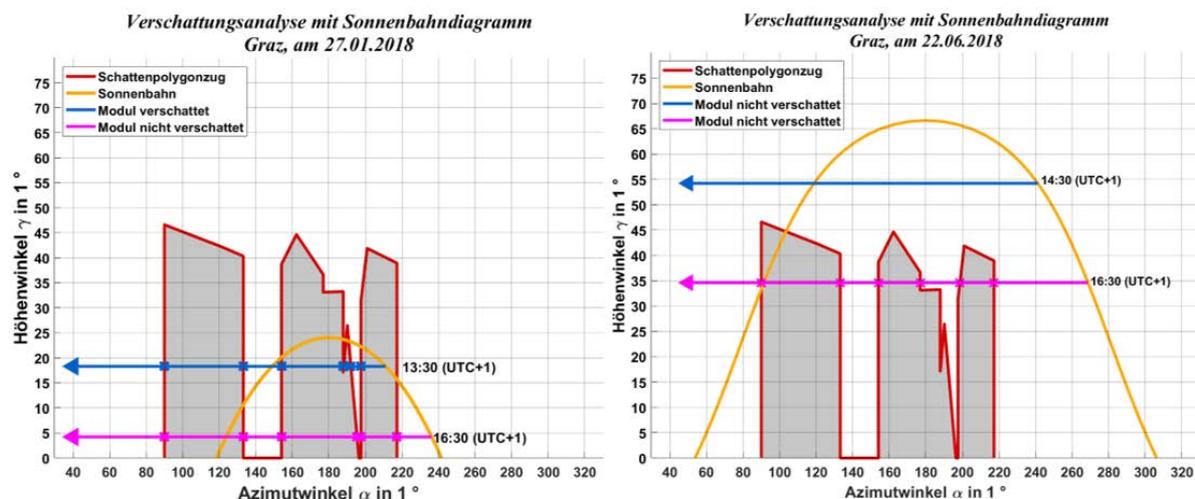


Abbildung 8: Verschattungsanalyse mit Sonnenbahndiagramm in Graz (links Winter, rechts Sommer)

Die Methodik der Verschattungsanalyse folgt wie in Abbildung 8 dargestellt nach folgendem Schema: Von einem Punkt der Sonnenbahn, welcher neben Höhen- und Azimutwinkel ebenso die Zeit beinhaltet, wird nach links (bzw. Osten) eine horizontale Gerade gezogen und die Anzahl der Schnittpunkte der Gerade mit dem Schattenpolygonzug ermittelt. Ist die Anzahl eine ungerade Zahl, so ist zu diesem Zeitpunkt der Beobachterpunkt verschattet, ist sie gerade oder Null, so ist sie ungerade. Dies führt zu folgender Erkenntnis: Liegt die Position der Sonne innerhalb der vom Schattenpolygonzug aufgespannten Fläche, so ist sie vom Beobachterpunkt aus für diesen Moment nicht sichtbar und der Beobachterpunkt ist verschattet, liegt sie außerhalb der Fläche ist die Sonne sichtbar und den Beobachterpunkt trifft die volle Sonnenstrahlung. Da der Zenit der Sonne im Winter auf der nördlichen Hemisphäre weit geringere Höhenwinkel annimmt als im Sommer, ist die Wahrscheinlichkeit einer Verschattung im Winter größer als im Sommer. Dieser Umstand wird durch Vergleich der beiden Grafiken in Abbildung 8 bekräftigt: An dem Wintertag (Links) verläuft das Sonnenbahndiagramm größtenteils in der Fläche des Schattenpolygonzugs, am Sommertag (Rechts) größtenteils außerhalb.

Die gegenständliche Methodik der Verschattungsanalyse findet für jeden einzelnen Modulmittelpunkt, sowohl bei der Verschattung durch umliegende Gebäude, als auch bei der gegenseitigen Verschattung Anwendung.

Eine Minimierung der Verschattung der PV-Module kann durch eine geeignete azimutale Ausrichtung erreicht werden, da sich einerseits die Beobachterpunkte, als auch die Schattenpolygonzüge verändern. Zur Verdeutlichung wird in Abbildung 9 das Erzeugerprofil der PV-Anlage an dem Wintertag (27.01.2017) für eine östliche Ausrichtung der PV-Module ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$) mit einer westlichen ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$) verglichen. Hierbei stellt die grüne Linie das Erzeugerprofil der PV-Anlage ohne – und die rote Linie das Erzeugerprofil unter Berücksichtigung der Verschattung dar.

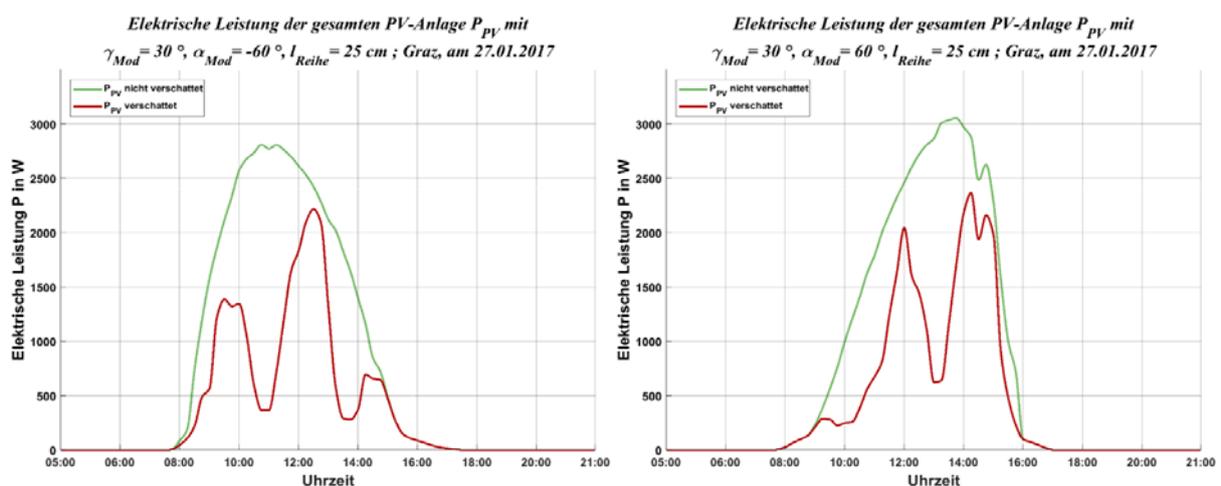


Abbildung 9: : Elektrische Leistung der PV-Anlage P_{pv} mit und ohne Verschattung
(Links: $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, $\alpha_{Mod} = -60^\circ$, $I_{Reihe} = 25$ cm; Rechts: $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, $\alpha_{Mod} = 60^\circ$, $I_{Reihe} = 25$ cm)

Es zeigt sich in Abbildung 9, dass bei einer westlichen Ausrichtung die elektrische Energieproduktion über den Tag höher ist als bei der östlichen.

Wäre das Ziel der maximal elektrische Jahresertrag ($W_{PV} = 5,64$ MWh) bei einer Positionierung der PV-Module von:

- $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ (azimutale Ausrichtung)
- $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ (vertikale Neigung)
- $I_{Reihe} = 100$ cm (Modulreihenabstand)

2.3 KAPITALWERTMETHODE

Zur Beurteilung der wirtschaftlichen Rentabilität einer PV-Anlage sind in den Planungsprozess die ökonomischen Parameter aus Kapitel 1 einzubinden. Eine Möglichkeit stellt hierbei die Kapitalwertmethode dar, welche zu den dynamischen Investitionsrechnungen gehört und als Ergebnis eine einfache Zahl liefert, mit der eine Aussage getroffen werden kann ob sich eine Investition in die PV-Anlage rentiert oder nicht.

Für die Bestimmung des Kapitalwerts müssen folgende Zahlungsströme bestehend aus den

- Investitionskosten A_0 , der
- Summe aller Einzahlungen E_{ges} , der
- Summe aller laufenden Kosten A_{lauf} sowie der
- Kalkulationszinsfuß i bekannt sein.

Mit diesen Parametern errechnet sich der Kapitalwert nach T -Jahren wie folgt:

$$C_{(T)} = A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{E_{ges(t)} + A_{lauf}}{(1+i)^t} \quad (2-1)$$

Bei einer PV-Anlage sind in den Investitionskosten A_0 die Errichtungskosten zusammengefasst, welche die Material-, Montage- und etwaige Behördenkosten beinhalten. Zur Vereinfachung werden diese meist in €/kW_p angegeben. Die Einnahmen E_{ges} setzen sich aus der Vergütung des Verteilernetzbetreibers für die eingespeiste elektrische Energie inklusive Einspeiseförderung und der selbst genutzten elektrischen Energie (Eigenverbrauch) multipliziert mit dem Stromhandelspreis S_p zusammen. Die laufenden Kosten beinhalten die Wartungskosten A_{Wart} sowie die Kosten für die Versicherung A_{Vers} . Weiters wird die Degradation $Degr.$ der PV-Module berücksichtigt.

2.3.1 BESTIMMUNG DES KAPITALWERTS DER PV-ANLAGE

In vorliegender Arbeit werden die Eingabeparameter zur Berechnung des Kapitalwerts wie folgt festgelegt:

Tabelle 1: Definierte ökonomische Parameter für die Kapitalwertberechnung der PV-Anlage aus Abbildung 1

Bezeichnung	Abkürzung	Wert
Investitionskosten	A_{PV}	1500 €/kW _p
Versicherungskosten	A_{Vers}	10 €/kW _p a.
Wartungskosten	A_{Wart}	5 €/kW _p a.
Einspeisetarif	Et	3 ct/kWh
Inflation	e	2,00 %
Zinsfuß	i	1,00 %
Strompreis	Sp	20 ct/kWh
Degradation	$Degr.$	1,00 %

Die betragsmäßig höchste Einnahmequelle einer PV-Anlage ist jener Anteil, welcher durch den Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie lukriert wird. Dieser scheint betragsmäßig in der Realität in keiner Bilanz auf, er ist jenes Kapital, welches dem Betreiber der PV-Anlage anderwärtig zur Verfügung steht, da sich sein elektrischer Energiebezug aus dem öffentlichen Stromnetz und folge dessen seine laufenden Energiekosten durch den Energieertrag der PV-Anlage reduzieren. Zur Bestimmung dieses Gewinns ist die Kenntnis über das Konsumverhalten des Betreibers der PV-Anlage notwendig. Beschrieben wird dieses durch sein elektrisches Lastprofil, wobei hier beispielhaft das Standardlastprofil H0 herangezogen wird. Überlagert man das Lastprofil mit dem Erzeugerprofil der PV-Anlage, so ist es durch Subtraktion beider möglich, den Eigenverbrauch zu ermitteln.

Führt man für das gegenwärtige Beispiel aus Abbildung 1 eine Kapitalwertberechnung für eine fixe Modulneigung ($\gamma_{Mod} = 45^\circ$) und unterschiedliche azimutale Ausrichtungen (α_{Mod}) sowie Modulreihenabständen (I_{Reihe}) durch, so ergeben sich die Kapitalwerte für die PV-Anlage nach 25 Jahren (C_{25}) wie in Abbildung 10 dargestellt. Weiters sind in Abbildung 10 die elektrischen Jahreserträge der PV-Anlage W_{PV} unter Berücksichtigung der Verschattung dargestellt. Zur Beurteilung unterschiedlicher Positionierungen der PV-Module hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Lukrativität ist der elektrische Energiebedarf des Prosumers in diesem Beispiel bei jeder Positionierung um 50 % höher als die von der PV-Anlage erzeugte elektrische Energie ($W_{Verbr} = 1,5 \cdot W_{PV}$).

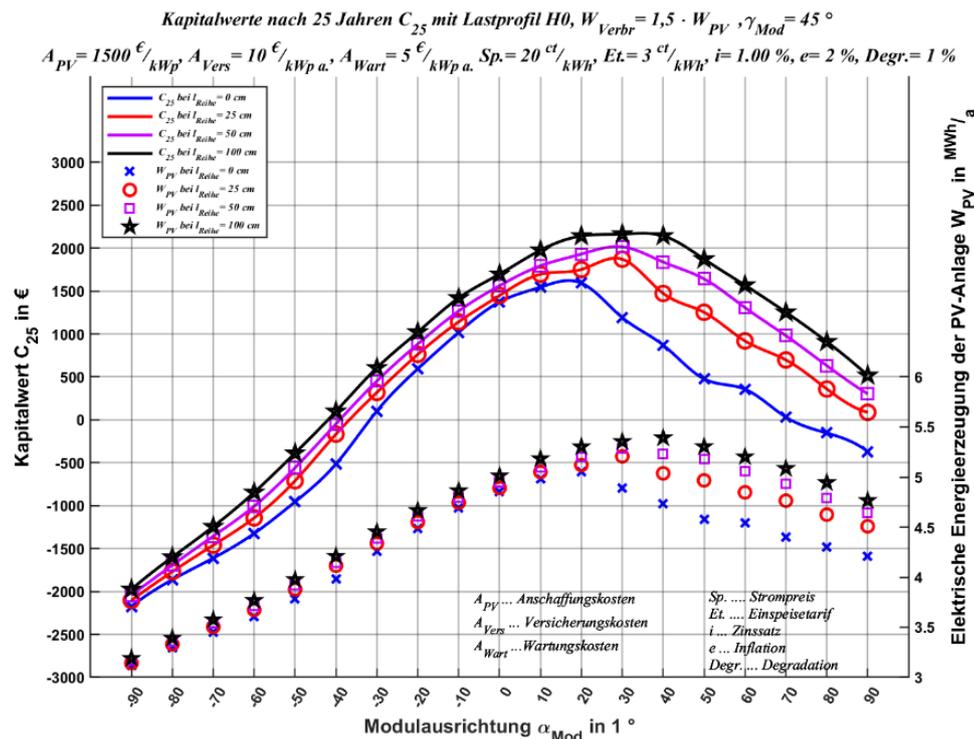


Abbildung 10: Kapitalwerte C_{25} , elektrische Jahreserträge W_{PV} der PV-Anlage bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Durch Abbildung 10 wird der Einfluss der gegenseitigen Verschattung der PV-Module auf den Kapitalwert und den elektrischen Jahresertrag ersichtlich. So generiert jene Anordnung mit dem geringsten in Betracht gezogenen Modulreihenabstand ($I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$) sowohl deutlich geringere Kapitalwerte nach 25 Jahren als auch einen geringeren elektrischen Jahresertrag als jene mit dem höchsten Modulreihenabstand ($I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$). Ebenso zeigt sich, dass der höchste Kapitalwert nicht bei jener Positionierung erwirtschaftet wird, bei der die elektrische Energieerzeugung am höchsten ist. So ist die Energieerzeugung bei einer azimutalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ zwar höher als bei $\alpha_{Mod} = 30^\circ$, jedoch der Kapitalwert geringer. Weiters zeigt sich, dass aufgrund der Verschattung durch die umliegenden Objekte weder der Kapitalwert, noch der elektrische Jahresertrag sein Maximum bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module Richtung Süden ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$) erzielt. Die Differenz zum Maximum beträgt beim Kapitalwert 465 € und beim elektrischen Jahresertrag 380 kWh/a .

2.3.2 SZENARIEN BASIERTE ENTWICKLUNG DES KAPITALWERTS DER PV-ANLAGE

Wie bereits erwähnt, hat der elektrische Energiebedarf (Eigenbedarf) des Betreibers der PV-Anlage einen hohen Einfluss auf den Kapitalwert. Zur Verdeutlichung sollen für folgende Szenarien

- $W_{Verbr} = W_{PV}$
- $W_{Verbr} = 2 \cdot W_{PV}$
- $W_{Verbr} = 1,5 \cdot W_{PV}$
- $W_{Verbr} = 0,5 \cdot W_{PV}$

die optimale Positionierung der PV-Module für den maximalen Kapitalwert gefunden und wie in Abbildung 11 dargestellt miteinander verglichen werden.

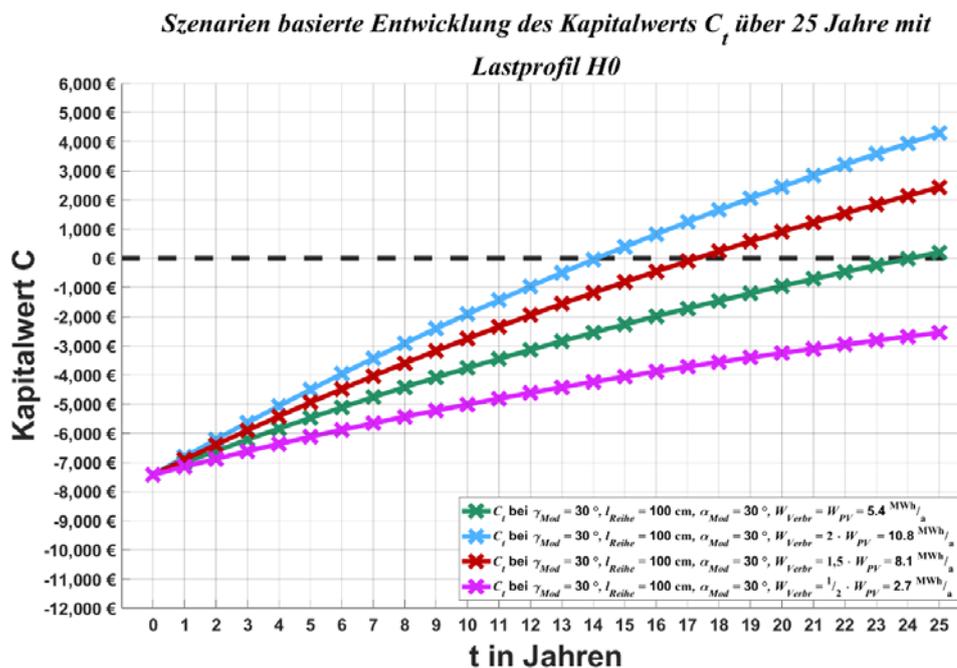


Abbildung 11: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t bei gewinnoptimierter Positionierung der PV-Module und unterschiedlichen Stromverbräuchen

Die Berechnung liefert für die Positionierung wiederum nicht jene, wo der elektrische Jahresertrag maximal wird, sondern die Position wo der elektrische Ertrag um 230 kWh geringer ist.

Da die beschriebene Anlagengröße mit 5 kWp betragen die Investitionskosten (C_0) bei allen Szenarien 7422 €, jedoch unterscheiden sich ihre Kapitalwerte nach 25 Jahren deutlich. Ist der elektrische Energiebedarf des Betreibers der PV-Anlage nur halb so groß wie die von der PV-Anlage erzeugte elektrische Energie, beträgt $C_{25} = -2555$ €, eine Investition in die PV-Anlage würde sich für den Anleger aus ökonomischer Sicht nicht rentieren. Ist der Verbrauch gleich hoch wie die Erzeugung ($W_{Verbr} = W_{PV}$), so durchbricht der Kapitalwert erst nach 25 Jahren die Nulllinie, der Ökonom spricht hierbei vom Break-Even-Point. Dies bedeutet für den Anleger, dass er zwar keine Verluste mit der PV-Anlage gemacht hat, aber auch kaum Gewinn ($C_{25} = 203$ €). Wird der Energieverbrauch weiter erhöht, so wird einerseits der Break-Even früher durchschritten und andererseits fährt der Anleger über 25 Jahre mehr Gewinn ein. So beträgt dieser bei doppeltem Energiebedarf im Verhältnis zum elektrischen Jahresertrag $C_{25} = 4292$ €.

2.3.3 SENSITIVITÄTSANALYSE DES KAPITALWERTS DER PV-ANLAGE

Auf den Kapitalwert der PV-Anlage können die ökonomischen Parameter einen nichtlinearen Einfluss haben; So führt eine Erhöhung des Einspeisetarifs um 50 % nicht zwingend zu einem 50 % höheren Kapitalwert C_{25} . Für die Untersuchung, welche ökonomischen Parameter sich wie stark auf den Kapitalwert C_{25} auswirken bietet sich die Durchführung einer singulären Sensitivitätsanalyse an, bei welcher stets nur ein Parameter variiert wird, während die anderen betragsmäßig konstant gehalten werden. Als Resultat erhält man für jeden Parameter eine Gerade, deren Steilheit eine Aussage über die Empfindlichkeit (Sensitivität) einer minimalen Änderung des Parameters auf den Kapitalwert hat. Im vorliegenden Fall werden die ökonomischen Parameter (siehe Tabelle 1) zwischen -80 % und +80 % variiert und jeweils der Kapitalwert C_{25} berechnet. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind in nachfolgender Abbildung 12 dargestellt:

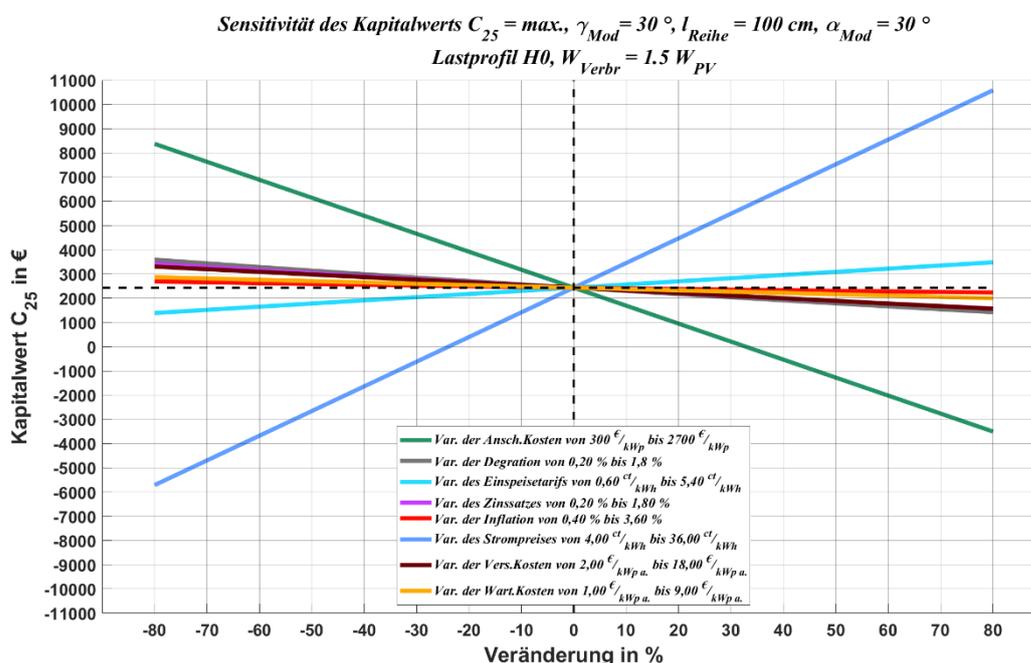


Abbildung 12: Sensitivität des maximal erzielbare Kapitalwerts nach 25 Jahren C_{25} der PV-Anlage mit $W_{Verbr} = 1,5 \text{ W}_{PV}$ und Lastprofil H0

Der Ausgangswert des Kapitalwerts beträgt $C_{25} = 2435 \text{ €}$. Deutlich ist in Abbildung 12 zu erkennen, dass die Degradation, der Zinssatz, die Inflation, die Wartungs- und die Versicherungskosten kaum einen Einfluss auf den Kapitalwert haben. Einen etwas höheren Einfluss hat der Einspeisetarif, wird dieser z.B. um 30 % erhöht, ist der Kapitalwert um 14 % höher, nämlich $C_{25} = 2828 \text{ €}$. Einen deutlich höheren Einfluss haben die Investitionskosten: So führt eine Erhöhung dieser um 40 % bereits zu einem negativen Kapitalwert ($C_{25} = -533 \text{ €}$), eine Veränderung der Investitionskosten um 1 % führt zu einer Änderung des Kapitalwerts von 74 €. Der kritischste Parameter ist aber der Stromhandelspreis, was daher rührt, dass mit ihm die betragsmäßig höchsten Einnahmen durch den Eigenverbrauch gekoppelt sind. Die Steigung der Gerade beträgt $102 \text{ €/}\%$, was nahezu achtmal so hoch ist wie jene des Einspeisetarifs ($13 \text{ €/}\%$). Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind mit Vorsicht zu genießen und nicht zu verallgemeinern. So könnte eine Sensitivitätsanalyse für eine z.B. an einem anderen Ort positionierte PV-Anlage, mit einem anderen Erzeuger- und Lastprofil ein

anderes Ergebnis, mit den gleichen ökonomischen Ausgangsparametern liefern. Es steht aber außer Frage, dass vor allem der Strompreis (Leistungspreis, Energiepreis, Steuern und sonstige Abgaben), wegen dem Gewinn durch Eigenverbrauch an elektrischer Energie von der PV-Anlage, sowie die Investitionskosten, welche vor allem über die Länge der Amortisationsdauer bestimmen, sich auf den Kapitalwert auswirken.

3 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Beim Betrieb einer PV-Anlage können ökologische wie auch ökonomische Aspekte koexistieren, jedoch sind bei der Planung der PV-Anlage auf die individuellen Einflussparameter, welche durch den

- Standort der PV-Anlage, beschrieben durch die
 - geografischen Koordinaten, den dort gegebenen
 - Wetterbedingungen, die
 - umliegenden Objekte, welche die PV-Anlage verschatten können, das
- Lastprofil des zukünftigen Betreibers der PV-Anlage, welches sein
 - Konsumverhalten an elektrischer Energie beschreibt, den
 - jährlichen elektrischen Energiebedarf wiedergibt sowie die
- ökonomischen Parameter, welche vom Kapitalmarkt vorgegeben werden

Rücksicht zu nehmen.

Werden all diese Parameter in den Planungsprozess einer PV-Anlage integriert, so ergibt sich je nach vorgegebenen Ziel, z.B. eines möglichst hohen Kapitalwerts nach 25 Jahren oder einem möglichst hohen elektrischen Jahresertrag, eine optimale Positionierung der PV-Module und/oder eine optimale Anlagengröße.

Weiters zeigt sich, dass die Photovoltaik Zukunftspotential hinsichtlich dezentraler, emissionsfreier elektrischer Energieversorgung besitzt, mit der über ihre Lebensdauer von meist 25 und mehr Jahren ebenso ein ökonomischer Profit erwirtschaftet werden kann. Da die Betriebsdauern von PV-Anlagen meist über zwei Jahrzehnten liegen, ist es durchaus sinnvoll, sich bei der Planung über die Anlagengröße und die richtige Positionierung der PV-Module Gedanken zu machen, um das Maximum an ökologischer – und/oder auch an ökonomischer Wertschöpfung zu erzielen.

Eine fortführende Entwicklung einer Methodik um Stromspeicher, unter Einbezug des Betriebsverhaltens, in die jeweilige Ertragsprognose zu implementieren ist für zukünftige Ansprüche der Prosumer notwendig. So könnte der ökonomische Profit mit einem Speicher gesteigert werden, wobei bei der Auslegung eines Systems bestehend aus PV-Anlage und Strom-/Wärme-/Kältespeicher sich eine andere optimale Positionierung der PV-Module als ohne Speicher ergeben könnte. Mit dem Lastprofil, dem Erzeugerprofil der PV-Anlage und dem Speicher ergibt sich somit ein Gesamtsystem, welches optimal aufeinander abgestimmt werden muss.

Literatur

- [1] Martin Fürnschuß: „Prognose des elektrischen Energieertrages von Photovoltaikanlagen sowie dessen Integration in Stromversorgungsnetze“, Masterarbeit, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Graz, Österreich, 2018
- [2] Energie der Zukunft, SdZ, SdZ 3. Ausschreibung 2015, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG): „Ökonomisch optimiertes Regelungs- und Betriebsverhalten komplexer Energieverbände zukünftiger Stadtquartiere (ÖKO-OPT-QUART)“, Projekt laufend, Österreich
- [3] Mike Alexander Lagler: „Doctoral Thesis (running): Influence of Optimizing Prosumers on Urban Distribution Networks“, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Graz, Österreich, 2018
- [4] M. Fürnschuß, M. A. Lagler, E. Schmutzner, Bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen, Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz: 15. Symposium Energieinnovation 2018
- [5] V. Quaschnig, „Sonnenstrahlung,“ in Regenerative Energiesysteme, München, Carl Hanser Verlag München, 2015, pp. 68-74