



Martin Fürnschuß, BSc.

**Prognose des elektrischen Energieertrages von
Photovoltaikanlagen sowie dessen Integration in
Stromversorgungsnetze**

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz
Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Betreuer

Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzer
Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

„In der Mitte aber von Allen steht die Sonne. Denn wer möchte in diesem schönsten Tempel diese Leuchte an einen anderen oder besseren Ort setzen, als von wo aus sie das Ganze zugleich erleuchten kann? Wenn anders nicht unpassend Einige sie die Leuchte der Welt, Andere die Seele, noch Andere den Regierer nennen. So lenkt in der That die Sonne, auf dem königlichen Throne sitzend die sie umkreisende Familie der Gestirne [1]. [...] Indessen empfängt die Erde von der Sonne und wird mit jährlicher Frucht gesegnet [2].“

Nicolaus Copernicus in „*de revolutionibus orbium coelestium*“ (1543)

KURZFASSUNG

Die Umwandlung der durch die Sonne auf die Erde einfallenden Energie in Elektrizität durch Photovoltaik (PV) erfreut sich großer Beliebtheit. Diese anhaltende Popularität der PV ist der emissionsfreien Energieumwandlung, der kostenlosen global zur Verfügung stehenden solaren Energie und mit der dadurch entstehenden Möglichkeit elektrische Energie mit PV-Anlagen dezentral zu erzeugen geschuldet. Die PV gilt daher als eine Option in Sachen nachhaltiger elektrischer Energieerzeugung und wird in Österreich wie auch in anderen Ländern, durch einen Investitionszuschuss und/oder durch eine Tarifförderung der in das öffentliche Stromnetz eingespeisten elektrischen Energie seitens der Politik unterstützt. Die Höhe dieser Zuschüsse ist jedoch rückläufig, wodurch ökonomische Überlegungen in die Planungsphase einer PV-Anlage immer häufiger mit einbezogen werden. Weiters tritt vermehrt der Wunsch der Betreiber von PV-Anlagen auf, ihren eigenen elektrischen Energiebedarf mit ihrer PV-Anlage zu decken, um möglichst unabhängig vom Verteilernetzbetreiber zu werden. Bedingt durch diese zwei Entwicklungen bietet es sich an, sich über die Positionierung der PV-Module Gedanken (vertikal und azimuthal) zu machen, da diese einen Einfluss auf das elektrische Erzeugerprofil einer PV-Anlage hat und so eine bedarfsgerechte Konzeptionierung einer PV-Anlage durchzuführen.

Im Rahmen dieser Masterarbeit werden technische Methoden vorgestellt, welche die Auswirkung der Positionierung, der Sonnenstrahlung, der Modultemperatur, sowie die Verschattung der PV-Module in Bezug auf das elektrische Erzeugerprofil einer PV-Anlage berücksichtigen. Ebenso wird, unter Einbezug des elektrischen Konsumverhaltens des Betreibers einer PV-Anlage, eine Vorgehensweise erläutert wie eine langfristige ökonomische Bewertung einer solchen PV-Anlage durchführbar ist. Sämtliche Methoden sind in einem, im Zuge dieser Masterarbeit entwickelten Programm vereint worden um die bestmögliche Positionierung der PV-Module für die Erfüllung der Wünsche des Betreibers einer PV-Anlage, seien diese ökologischer oder ökonomischer Natur, zu bestimmen. In weiterer Folge hat dieses entwickelte Programm für die Konzeptionierung einer PV-Anlage im Rahmen eines Projektes Anwendung gefunden, wobei die Ergebnisse in dieser Arbeit präsentiert werden.

Diese Masterarbeit soll offenlegen, dass die PV durchaus Zukunftspotenzial, sei es aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht, mit sich bringt. Um der immer größer werdenden Anforderungen an eine PV-Anlage Herr zu werden, liegt es nahe sämtliche Einflussparameter in den Planungsprozess einer solchen zu implementieren. Es zeigt sich, dass aufgrund der vielen Einflussparameter jede PV-Anlage gesondert zu bewerten ist, gezeigt werden konnte, dass jene Positionierung der PV-Module, bei der die elektrische Energieproduktion optimal wird, nicht zwingend mit jener einhergeht, bei welcher die maximale erzeugte Jahresenergie auftritt.

SCHLÜSSELWÖRTER

Photovoltaik, Erneuerbare Energie, Verschattung, Autonomie, Kapitalwert, Sonnenstand, Globalstrahlung, Netzintegration

ABSTRACT

The conversion from solar energy to electrical power by photovoltaics (PV) is very popular. This ongoing popularity of PV is due to emission free energy conversion, free worldwide available solar energy and out of that resulting the possibility of producing electrical power by decentralized PV plants. Reasoning out of these behaviours PV is one option in sustained electrical power production and is subvented by politics in many countries, for example in Austria, at the investment and/or the refund for the generated electrical power of the PV plant feed to the public grid is subsidized. However, the amount of the subventions is decreasing, so the implementation of economic thoughts into the planning process of a PV plant takes place more and more often. In addition, the operators of PV plants want to cover as much of their own electrical power demand with the generated electrical power of their own PV plant as possible, so in other words their quest is a high energetic autonomy from the operator of the public grid. Out of these trends, it is worth to think about the positioning of the PV modules (vertical and azimuthal), to influence the electrical power generation profile of a PV plant with the goal in mind conceptualizing a PV plant demand-driven.

In order of this Master Thesis, technical methods get published, which show the influence of the position of the PV modules, the solar irradiance, the temperature of the PV modules and also the possible shading of them on the electrical power production. Also using the consumer behaviour of electricity of the operator of the PV plant a method resulting a valuation of a possible long-dated investment is shown. All these methods are united in order to this Master Thesis developed programme that calculates the best position of the PV modules for the operator of the PV plant for satisfying his ecologic or economic requests. In further consequence, this programme is used for conceptualizing a PV plant in order of a project, where the showing of the results is also part of this Master Thesis.

This Master Thesis should show that photovoltaics has ecologic and economic future potential. For a satisfaction of the increasing requirements to future PV plants, it is necessary to include all factors that have an influence on the electrical power generation into the planning process of such PV plants. Causing to the high number of influence factors for every PV plant a separate investigation, respectively conceptualization has to be done. As a result, the position of the PV modules, where the achievement is the maximum generated electrical power, does not have to be same as where the requirements of the operator are satisfied as good as possible.

KEY WORDS

Photovoltaics, renewable energy, shading, autonomy, net present value, sun position, global irradiance, integration into the grid

VORWORT

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projektes „*Ökonomisch optimiertes Regelungs- und Betriebsverhalten komplexer Energieverbände zukünftiger Stadtquartiere*“, kurz „*ÖKO-OPT-QUART*“, welches von Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) gefördert und im Rahmen des Programms „*Energie der Zukunft, SdZ, SdZ 3. Ausschreibung 2015*“ durchgeführt wird. Der Projektkoordinator ist hierbei die BIOENERGY 2020+ GmbH mit dem Firmensitz in Graz, Österreich.

Für sämtliche durchgeführten Berechnungen sowie die zur Schilderung der Ergebnisse erstellten Diagramme im Laufe dieser Arbeit fand das numerische Rechenprogramm MATLAB 2017a Anwendung.

DANKSAGUNG

In erster Linie gilt Dank meinen Eltern, welche mich auf meinem Bildungsweg wie auch in meinen bisherigen, restlichen Leben unterstützten. Sie ließen mir in meiner Ausbildung stets freie Wahl und förderten mich bereits im Vorschulalter in jeder Hinsicht, wodurch es mir möglich war eine hochwertige Ausbildung zu genießen, die mir ebenso stets Freude bereitete.

Besonders möchte ich mich an dieser Stelle bei meinem Betreuer, Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner bedanken, welcher mir den Zugang zu dieser innovativen und zukunftsorientierten Masterarbeit ermöglichte. Durch seine Übermittlung des präzisen wissenschaftlichen Vorgehens mit praxisorientiertem Hintergrund zur Lösung etwaiger auftretender Komplikationen, konnte ich mir diesbezüglich ein Fundament erstellen, welches nicht nur eine hervorragende Basis für meine zukünftigen Tätigkeiten ist, sondern auf dem ich noch lange aufbauen kann und an die, durch ihn mir gegenüber vermittelten Grundpfeiler, ich auch noch in ferner Zukunft dankend zurückblicken werde.

Ebenso ein großer Dank gebührt Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler, welcher seine Dissertation unter der Betreuung von Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner schreibt und ebenso am Institut für Elektrische Anlagen und Netze an der TU Graz tätig ist. Seine Tür stand mir jederzeit für etwaige Fragen, waren sie noch so unwesentlich, offen. Für die Beantwortung jeder auftretenden Frage nahm er sich stets Zeit und führte mich in den Prozess von Beginn bis zum Abschluss eines Projektes ein.

Ein recht herzliches Dankeschön möchte ich an dieser Stelle an das Institut für Elektrische Anlagen und Netze unter der Leitung von Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber übermitteln. Durch die während meiner Masterarbeit erfolgte Anstellung am Institut konnte ich einen Eindruck über das universitäre Arbeiten gewinnen und kam in den Genuss des am Institut herrschenden positiven Arbeitsklimas.

Graz, Juni 2018 Martin Fürnschuß, BSc.

INHALTSVERZEICHNIS

EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG <i>AFFIDAVIT</i>	I
KURZFASSUNG	III
ABSTRACT	IV
VORWORT	V
VERZEICHNIS DER VERWENDETEN ABKÜRZUNGEN UND FORMELZEICHEN	3
Griechisches Alphabet	3
Lateinisches Alphabet	4
1 EINLEITUNG	9
2 ARTEN VON PHOTOVOLTAIKZELLEN	11
2.1 Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Silizium-Photovoltaikzelle	11
2.2 Monokristalline Silizium-Photovoltaikzellen	13
2.3 Polykristalline Silizium-Photovoltaikzellen	14
3 SONNENSTAND UND SONNENSTRAHLUNG	15
3.1 Astronomische Grundlagen	15
3.2 Sonnenstand	16
3.2.1 Bestimmung des Sonnenstandes	16
3.3 Sonnenstrahlung	19
4 METHODEN ZUR KONZEPTIONIERUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN	23
4.1 Berechnung der Bestrahlungsstärke auf ein Photovoltaikmodul auf Basis der Globalstrahlung	23
4.2 NOCT-Methode	27
4.3 Verschattungsanalyse	32
4.3.1 Bestimmung des Schattenpolygonzuges von umliegenden Objekten	34
4.3.2 Direkter Verschattungsgrad	36
4.3.3 Elektrische Leistung und elektrischer Jahresertrag	40
4.4 Eigenverbrauchsgrad und Bilanzierter Autonomiegrad	44
4.4.1 Eigenverbrauchsgrad	45
4.4.2 Bilanzierter Autonomiegrad	46
4.5 Kapitalwertmethode	51
5 KONZEPTIONIERUNG EINER PHOTOVOLTAIKANLAGE IM ZUGE DES PROJEKTES „ÖKO-OPT-QUART“	57
5.1 Projektziele	57
5.1.1 Planungstechnische Parameter	58
5.1.2 Positionierung der Photovoltaikmodule	59
5.2 Elektrische Jahreserträge und Photovoltaikmodulanzahl	60
5.2.1 Dachfläche Oben	61
5.2.2 Dachfläche Ost	63
5.2.3 Dachfläche West	66

5.2.4	Dachfläche Unten	68
5.2.5	Vorbau Links.....	70
5.2.6	Frontfläche Unten, – Oben und – West.....	72
5.2.7	Maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag der gesamten Photovoltaikanlage	73
5.3	Bestimmung der Kapitalwerte der auf den Dachflächen positionierten Photovoltaikanlagen	74
5.3.1	Dachfläche Oben.....	76
5.3.2	Dachfläche Ost.....	78
5.3.3	Dachfläche West.....	80
5.3.4	Dachfläche Unten	82
5.3.5	Vorbau Links.....	84
5.4	Bestimmung des Kapitalwerts der gesamten Photovoltaikanlage bei Szenario basierten Stromverbräuchen.....	86
5.4.1	Dachfläche Oben.....	87
5.4.2	Dachfläche Ost und Dachfläche West.....	88
5.4.3	Dachfläche Unten	90
5.4.4	Vorbau Links.....	91
5.4.5	Frontfläche Unten und Frontfläche Oben	92
5.4.6	Frontfläche West.....	94
5.4.7	Maximal erzielbarer Kapitalwert der gesamten Photovoltaikanlage.....	95
5.5	Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts	96
ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK		99
LITERATURVERZEICHNIS		101
ANHANG		I

VERZEICHNIS DER VERWENDETEN ABKÜRZUNGEN UND FORMELZEICHEN

GRIECHISCHES ALPHABET

α_{Mod}	Azimutale Ausrichtung eines Photovoltaikmoduls	$[\alpha_{Mod}] = 1^\circ$ (Grad)
α_{Obj}	Azimutwinkel des Schattenpolygonzuges	$[\alpha_{Obj}] = 1^\circ$ (Grad)
$\alpha_{Obj,ij}$	Azimutwinkel zum Punkt j eines Objektes i	$[\alpha_{Obj,ij}] = 1^\circ$ (Grad)
α_{PM}	Temperaturkoeffizient Photovoltaikmodul	$[\alpha_{PM}] = 1^\circ$ (Grad)
α_S	Sonnenazimut	$[\alpha_S] = 1^\circ$ (Grad)
$\Delta\vartheta$	Temperaturdifferenz	$[\Delta\vartheta] = ^\circ\text{C}$
γ_{Obj}	Höhenwinkel des Schattenpolygons	$[\gamma_{Obj}] = 1^\circ$ (Grad)
$\gamma_{Obj,ij}$	Höhenwinkel zum Punkt j eines Objektes i	$[\gamma_{Obj,ij}] = 1^\circ$ (Grad)
γ_{Mod}	Vertikale Ausrichtung eines Photovoltaikmoduls	$[\gamma_{Mod}] = 1^\circ$ (Grad)
γ_S	Sonnenhöhe	$[\gamma_S] = 1^\circ$ (Grad)
ε	Numerische Exzentrizität	–
η_{EMod}	Wirkungsgrad Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke	1
$\eta_{EMod,\vartheta_{Mod}}$	Wirkungsgrad Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke und Modultemperatur	1
$\eta_{EMod,\vartheta_{Mod},\eta_{EU}}$	Wirkungsgrad Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke und Modultemperatur inklusive EU-Wirkungsgrad des Wechselrichters	1
θ_{gen}	Sonneneinfallwinkel	$[\theta_{gen}] = 1^\circ$ (Grad)
δ	Sonnendeklination	$[\delta] = 1^\circ$ (Grad)
ϑ_{Mod}	Photovoltaikmodultemperatur	$[\vartheta_{Mod}] = ^\circ\text{C}$
ϑ_{NOCT}	Photovoltaikmodultemperatur bei Nominal Operating Cell Temperature Bedingungen	$[\vartheta_{NOCT}] = ^\circ\text{C}$
ϑ_{STC}	Photovoltaikmodultemperatur bei Standard Test Conditions	$[\vartheta_{STC}] = ^\circ\text{C}$
ϑ_{Umg}	Umgebungstemperatur	$[\vartheta_{UMG}] = ^\circ\text{C}$
$\vartheta_{Umg,NOCT}$	Umgebungstemperatur bei Nominal Operating Cell Temperature	$[\vartheta_{UMG,NOCT}] = ^\circ\text{C}$

λ	Längengrad	$[\lambda] = 1^\circ \text{ (Grad)}$
φ	Breitengrad	$[\varphi] = 1^\circ \text{ (Grad)}$
ω	Stundenwinkel	$[\omega] = 1^\circ / \text{h}$

LATEINISCHES ALPHABET

A	Albedo	1
A_0	Investitionskosten gesamt	$[A_0] = \text{€}$
A_{Fl}	Flächeninhalt einer bestimmten Fläche	$[A_{Fl}] = \text{m}^2$
A_{Bil}	Bilanzierter Autonomiegrad	$[A_{Bil}] = \%$
A_{lauf}	Laufende Kosten	$[A_{lauf}] = \text{€}/\text{a}$
A_{PV}	Investitionskosten pro Leistungseinheit	$[A_{PV}] = \text{€}/\text{Wp}$
A_{Vers}	Jährliche Versicherungskosten pro Leistungseinheit	$[A_{Vers}] = \text{€}/\text{Wp a}$
A_{Wart}	Jährliche Wartungskosten pro Leistungseinheit	$[A_{Wart}] = \text{€}/\text{Wp a}$
B_i	Baum i	
$C_{(T)}$	Kapitalwert nach T-Jahren	$[C_{(T)}] = \text{€}$
CO_2	Kohlenstoffdioxid	
C_{Mittag}	Kapitalwert mit Lastprofil mit Mittagsspitze	$[C_{Mittag}] = \text{€}$
c_0	Korrekturfaktor	–
D_D	Diffusionsdiode	
$Degr$	Degradation	$[Degr] = \%$
D_R	Rekombinationsdiode	
E	Bestrahlungsstärke	$[E] = \text{W}/\text{m}^2$
E	Einzahlung	$[E] = \text{€}$
E_{EVB}	Einnahmen durch Eigenverbrauch	$[E_{EVB}] = \text{€}$
E_G	Globalstrahlung	$[E_G] = \text{W}/\text{m}^2$
$E_{G,Diff}$	Diffuser Anteil der Globalstrahlung	$[E_{G,Diff}] = \text{W}/\text{m}^2$
$E_{G,Dir}$	Direkter Anteil der Globalstrahlung	$[E_{G,Dir}] = \text{W}/\text{m}^2$

$E_{G,Ref}$	Reflektierte Anteil der Globalstrahlung	$[E_{G,Ref}] = \text{W/m}^2$
E_{ges}	Einnahmen gesamt	$[E_{ges}] = \text{€}$
E_{Mod}	Gesamte Bestrahlungsstärke auf Photovoltaikmodul	$[E_{Mod}] = \text{W/m}^2$
$E_{Mod,Diff}$	Diffuse Bestrahlungsstärke auf Photovoltaikmodul	$[E_{Mod,Diff}] = \text{W/m}^2$
$E_{Mod,Dir}$	Direkte Bestrahlungsstärke auf Photovoltaikmodul	$[E_{Mod,Dir}] = \text{W/m}^2$
$E_{Mod,Ref}$	Reflektierte Bestrahlungsstärke auf Photovoltaikmodul	$[E_{Mod,Ref}] = \text{W/m}^2$
E_{NOCT}	Bestrahlungsstärke bei Nominal Operating Cell Temperature	$[E_{NOCT}] = \text{W/m}^2$
E_t	Einspeisetarif	$[E_t] = \text{€}$
E_{STC}	Bestrahlungsstärke bei Standard Test Conditions	$[E_{STC}] = \text{W/m}^2$
E_{vg}	Eigenverbrauchsgrad	$[E_{vg}] = \%$
e	Inflation	$[e] = \%$
F	Korrekturfaktor	–
Fa	Firma	
FF	Füllfaktor	$[FF] = \%$
Ges.m.b.H	Gesellschaft mit bestimmter Haftung	
G_i	Gebäude i	
H0	Standardlastprofil für Haushalte (Österreich)	
h_A	Höhe von Erdboden zur Fläche	$[h_A] = \text{m}$
h_{First}	Höhe von Erdboden bis zum Dachfirst	$[h_{First}] = \text{m}$
h_{Flach}	Höhe von Erdboden bis zur Flachdachkante	$[h_{Flach}] = \text{m}$
h_{Obj}	Höhe eines Objektes vom Erdboden gemessen	$[h_{Obj}] = \text{m}$
I_D	Strom durch Diffusionsdiode	$[I_D] = \text{A}$
I_{KS}	Kurzschlussstrom Photovoltaikmodul	$[I_{KS}] = \text{A}$
$I_{KS,E_{Mod}}$	Kurzschlussstrom Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke	$[I_{KS,E_{Mod}}] = \text{A}$
I_P	Strom durch Parallelwiderstand	$[I_P] = \text{A}$
I_{Ph}	Photonenstrom	$[I_{Ph}] = \text{A}$
I_R	Rekombinationsstrom	$[I_R] = \text{A}$
I_S	Solarstrom	$[I_S] = \text{A}$

i	Zinssatz	$[i] = \%$
J'	Tagwinkel	$[J'] = 1^\circ(\text{Grad})$
l_{Reihe}	Photovoltaikmodulreihenabstand	$[l_{\text{Reihe}}] = \text{m}$
LZ	Lokale Ortszeit	$[LZ] = \text{s}$
M_{Mod}	Photovoltaikmodulmittelpunkt	–
$ModAnz$	Anzahl der installierten Photovoltaikmodule	–
$ModAnz_{\text{ges}}$	Anzahl der installierten Photovoltaikmodule bei maximalen elektrischen Jahresertrag	–
MOZ	Mittlere Ortszeit	$[MOZ] = \text{s}$
MPP	Maximum Power Point	
max	maximal	
N	Norden	
n	Normalvektor	–
n	Negativ (Dotierung)	
NO	Nordosten	
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature	
O	Osten	–
P	Elektrische Leistung	$[P] = W$
$P_{\text{Aut,Inst}}$	Installierte elektrische Leistung in Österreich gesamt	$[P_{\text{Aut,Inst}}] = W$
$P_{E\text{Mod}}$	Elektrische Leistung Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke	$[P_{E\text{Mod}}] = W$
$P_{E\text{Mod},\vartheta\text{Mod}}$	Elektrische Leistung Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke und Photovoltaikmodultemperatur	$[P_{E\text{Mod},\vartheta\text{Mod}}] = W$
$P_{E\text{Mod},\vartheta\text{Mod},\eta\text{EU}}$	Elektrische Leistung Photovoltaikmodul angepasst an die Bestrahlungsstärke und Photovoltaikmodultemperatur inklusive EU-Wirkungsgrad des Wechselrichters	$[P_{E\text{Mod},\vartheta\text{Mod},\eta\text{EU}}] = W$
P_{Inst}	Installierte elektrische Leistung	$[P_{\text{Inst}}] = W$
P_{ij}	Eckpunkt j von Objekt i	
P_{Last}	Elektrische Leistung einer elektrischen Last	$[P_{\text{Last}}] = W$
P_{PV}	Elektrische Leistung der gesamten Photovoltaikanlage	$[P_{\text{PV}}] = W$
P_{Mod}	Elektrische Leistung eines Photovoltaikmoduls	$[P_{\text{Mod}}] = W$

P_N	Nominale elektrische Leistung eines Photovoltaikmoduls	$[P_N] = W$
PV	Photovoltaik	
P_{Verbr}	Verbrauchte elektrische Leistung	$[P_{Verbr}] = W$
p	positiv (Dotierung)	
<i>p.u.</i>	per unit	–
S	Süden	
s	Vektor Richtung Sonnenmittelpunkt	–
S_{Dir}	Direkter Verschattungsgrad	1
$S_{Dir,geg}$	Direkter Verschattungsgrad durch gegenseitige Verschattung der Photovoltaikmodule	1
$S_{Dir,Obj}$	Direkter Verschattungsgrad durch umliegende Objekte	1
SO	Südosten	
Sp	Elektrizitätspreis bei Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz	$[SP] = €$
STC	Standard Test Conditions	
SW	Südwesten	
TU	Technische Universität Graz	
t	Zeit	$[t] = s$
U_{LL}	Leerlaufspannung Photovoltaikmodul	$[U_{LL}] = V$
$U_{LL,EMod}$	Leerlaufspannung Photovoltaikmodul angepasst an Bestrahlungsstärke	$[U_{LL,EMod}] = V$
U_S	Ausgangsspannung Photovoltaikzelle	$[U_S] = V$
UTC	Koordinierte Weltzeit	$[UTC] = s$
W	Westen	
W_E	Einstrahlungsenergie	$[W_E] = Ws$
W_{Esp}	Eingespeiste elektrische Energie in das öffentliche Stromnetz	$[W_{Esp}] = Ws$
$W_{E,G}$	Einstrahlungsenergie durch Globalstrahlung	$[W_{E,G}] = Ws$
W_{EMod}	Einstrahlungsenergie auf Photovoltaikmodul	$[W_{EMod}] = Ws$
W_{Mod}	Elektrischer Jahresertrag eines Photovoltaikmoduls	$[W_{Mod}] = Ws/a$
W_{PV}	Elektrischer Jahresertrag einer Photovoltaikanlage	$[W_{PV}] = Ws/a$

$W_{PV,real}$	Realer maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag einer Photovoltaikanlage mit Berücksichtigung der Verschattung	$[W_{PV,real}] = W_s/a$
$W_{PV,max}$	Maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag der Photovoltaikanlage	$[W_{PV,max}] = W_s/a$
$W_{PV,th}$	Theoretischer maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag einer Photovoltaikanlage ohne Berücksichtigung der Verschattung	$[W_{PV,th}] = W_s/a$
W_{Verbr}	Elektrischer Energieverbrauch	$[W_{Verbr}] = W_s/a$
Zgl	Zeitgleichung	$[Zgl] = s$
Zz	Zeitzone	$[Zz] = s$

1 EINLEITUNG

Die elektrische Energieerzeugung durch Photovoltaik (PV) erfreut sich in Österreich nach wie vor großer Beliebtheit, so sind von 2014 bis 2016 jährlich, wie in Abbildung 1-1 dargestellt, zirka $P_{AUT,Inst} \cong 150000$ kWp an Installationsleistung hinzugekommen.

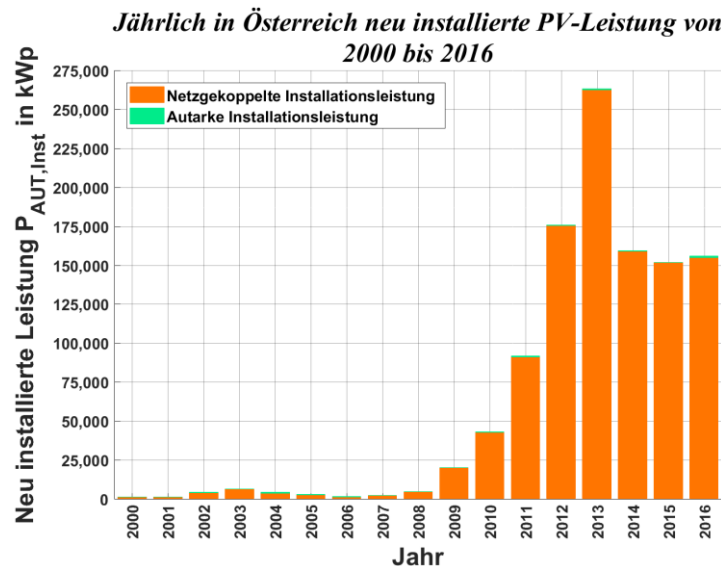


Abbildung 1-1: Jährlich neu installierte PV-Leistung in Österreich von 2000 bis 2016 (nach Tabelle 7.1 in [3])

Noch deutlich sichtbarer wird dieser Trend, als der in Abbildung 1-1 dargestellte jährliche Zuwachs an Installationsleistung, bei einer Betrachtung von Abbildung 1-2, wo die Entwicklung der gesamten Installationsleistung an PV $P_{AUT,ges}$ in Österreich dargestellt ist.

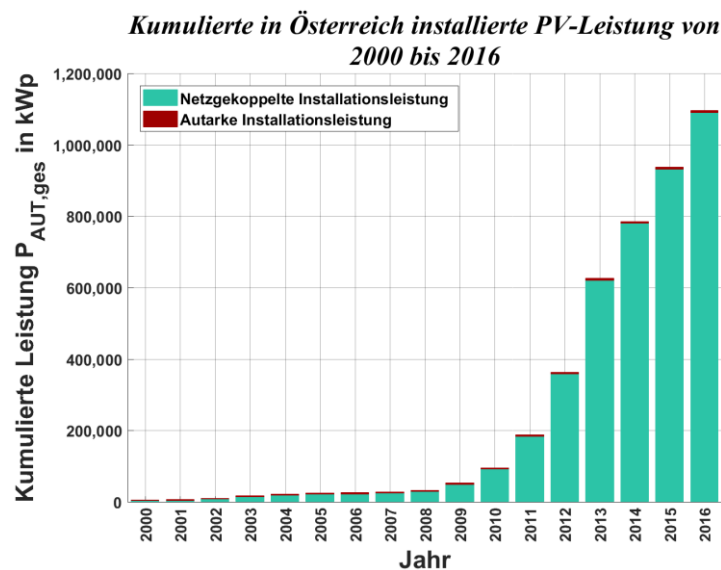


Abbildung 1-2: Kumulierte installierte Leistung durch Photovoltaik in Österreich von 2000 bis 2016 (nach Tabelle 7.2 in [3])

Wie durch Abbildung 1-2 ersichtlich, ist die Ein-Gigawatt-Grenze der installierten elektrischen Leistung durch PV erstmalig 2016 durchbrochen worden, wobei sich von 2012 die Installationsleistung

von $P_{AUT,ges} = 362 \text{ MWp}$ ([3]) bis 2016, wo sie bereits bei $P_{AUT,ges} = 1,1 \text{ GWp}$ ([3]) gelegen ist, mehr als verdreifacht hat. Dies liegt einerseits daran, dass die PV aufgrund ihrer emissionsfreien elektrischen Energieerzeugung seitens der Politik gefördert wird um die von ihr beschlossenen Klimaziele zu erreichen und andererseits stößt die PV in der Bevölkerung im Allgemeinen auf eine hohe Akzeptanz. Der auf die Bevölkerung wirkende Reiz der PV liegt darin nicht nur ihren eigenen elektrischen Energiebedarf umweltfreundlich zumindest teilweise zu decken, sondern auch sich durch die PV ökonomische Vorteile zu verschaffen, wie zum Beispiel durch geringere Zahlungen an den Verteilernetzbetreiber aufgrund des reduzierten elektrischen Energiebezuges aus dem Verteilernetz. Ein weiterer Vorteil der PV ist, dass sie schnell, einfach und vor allem dezentral installiert werden kann, da sie die Sonnenstrahlen zur Energieumwandlung nutzt, welche überall frei zur Verfügung stehen.

In der Vergangenheit wurde bei der Auslegung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) oftmals nur auf ökologische Aspekte, wie die maximale jährliche elektrische Energieerzeugung, geachtet. Heutzutage ist das Verlangen der Prosumer von PV einerseits die Unabhängigkeit vom Verteilernetzbetreiber und andererseits einen ökonomischen Profit mit ihr zu kreieren. Sind PV-Anlagen in jüngster Vergangenheit meist von einem Betreiber finanziert worden und wiesen sie nur eine kleine Installationsleistung auf, wie zum Beispiel im klassischen Fall einer PV-Anlage auf dem Dach eines Einfamilienhauses, so sprießen neben diesem anhaltenden Trend immer mehr Großanlagen, welche eine Installationsleistung bis in den Megawattbereich hinein besitzen, hervor. Hinter der Finanzierung solch großer PV-Anlagen stecken meist mehrere Investoren, deren primäres Ziel ein ökonomischer Profit ist.

Für eine Erfüllung dieser Anforderungen an die PV, sind diese bereits in die Planungsphase einer PV-Anlage einzugliedern um dem/den Betreiber/n bestmöglich zu befriedigen. So könnte die klassische südliche Ausrichtung der PV-Module, welche für einen maximalen elektrischen Energieertrag in Österreich durchaus von Vorteil ist, aus ökonomischer Sicht nicht zweckvoll sein, da z.B. die Vergütung der an elektrisch eingespeister Energie von PV in das Verteilernetz in Österreich rückläufig ist.

In dieser Arbeit sollen Methoden gezeigt werden, welche für die individuelle Planung von PV-Anlagen zweckdienlich sind und unter anderem werden die technischen, wie auch die ökonomischen Einflussfaktoren, welche während eines Planungsprozesses zum Vorschein kommen können, näher behandelt und in diesen implementiert. Im Rahmen eines Projektes wird mit den gezeigten Methoden eine standortspezifische PV-Anlage mit der Größenordnung einer Installationsleistung von zirka einem Megawatt einerseits auf ökologische und andererseits ökonomische Ziele konzeptioniert um die Unterschiede zwischen diesen zwei Auslegungsarten der PV-Anlage zu demonstrieren.

2 ARTEN VON PHOTOVOLTAIKZELLEN

PV-Zellen gehören zu den Halbleitern, welche die von der Sonne emittierten Photonen absorbieren und nach einer Reihe physikalischer Prozesse in elektrische Energie umwandeln. PV-Zellen werden meist mit einem p-n-Übergang ausgeführt, wobei das am häufigsten verwendete Halbleitermaterial Silizium (Si) ist. 85 % der weltweit hergestellten PV-Module verwenden Silizium als Halbleitermaterial [4], wobei diese 85 % sich aus 30 % monokristallinen (mono-Si) [5] und aus 60 % polykristallinen Silizium (poly-Si) [5] zusammensetzen. Diese haben sich wegen ihres guten Wirkungsgrades und der im Vergleich zu anderen Technologien kostengünstige Herstellung bewährt [5]. Aufgrund der hohen weltweiten Dichte an PV-Modulen mit kristallinen Silizium als Halbleiter wird in diesem Kapitel die Funktion einer solchen PV-Zelle vereinfacht erklärt und auf die Eigenschaften der monokristallinen- (siehe Kapitel 2.2) und der polykristallinen PV-Zelle (siehe Kapitel 2.3) näher eingegangen.

2.1 PRINZIPIELLER AUFBAU EINER KRISTALLINEN SILIZIUM-PHOTOVOLTAIKZELLE

Werden bei einem reinen Silizium-Halbleiter Fremdatome wie z.B. Bor oder Phosphor als Störstellen in das Siliziumkristallgitter eingebaut, spricht man von Dotierung. Bei einer Dotierung mit Phosphor erhält man einen n-Halbleiter, da der Leitungsvorgang überwiegend durch negative Ladungsträger hervorgerufen wird, bei einer Dotierung mit Bor spricht man von einem p-Halbleiter, da bei diesem der Leitungsvorgang durch positive Ladungsträger von statten geht. Die Dotierung hat den Vorteil, dass die durch die Fremdatome eingebrachten freien Ladungsträger eine geringere Ionisierungsenergie benötigen um in das Leitungsband zu gelangen um dort elektrische Energie transportieren zu können. Bei einer Anordnung der zwei Schichten übereinander spricht man von einem wie in Abbildung 2-1 dargestellten p-n-Übergang, welcher in diesem Falle eine PV-Zelle repräsentiert.

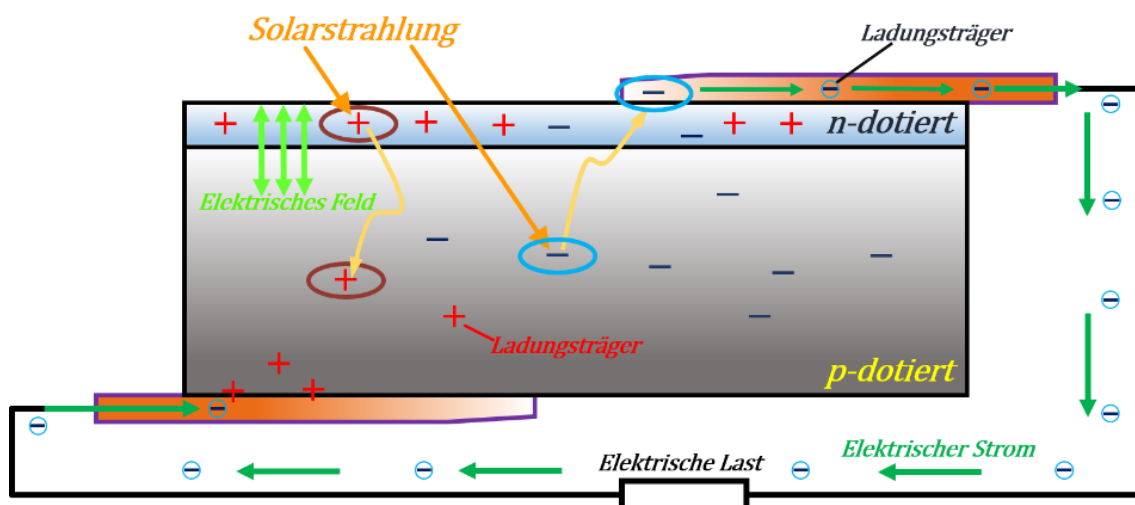


Abbildung 2-1: Schematischer Aufbau einer PV-Zelle mit p-n-Übergang (nach Abb. 3.3 in [5])

Fällt auf die PV-Zelle wie in Abbildung 2-1 schematisch dargestellt erstmals keine solare Strahlung, so kommt es aufgrund von Ausgleichsvorgängen in der Umgebung der Dotierungsgrenze zwischen n- und p-Gebiet zu einer Verarmung der Ladungsträger. Der dadurch entstehende Potenzialunterschied führt zu Diffusionsströmen von Elektronen aus dem n- in das p-Gebiet sowie von den durch die Dotierung entstehenden Löchern aus dem p- in das n-Gebiet. Somit entsteht eine Raumladungszone, welche im n-Gebiet positiv und im p-Gebiet eine negative Ladung besitzt. Durch diese Abwanderung an Elektronen in das Gebiet der entgegengesetzten Polarität entsteht ein elektrisches Feld. Dieses elektrische Feld wirkt der Abwanderung an Ladungsträgern entgegen bis sich ein Gleichgewichtszustand einstellt. Die dabei entstehende Feldstärke ist temperaturabhängig; mit fallender Temperatur wird sie schwächer bis hin zum absoluten Nullpunkt, wo sich die Teilchen nicht mehr bewegen können und somit das elektrische Feld zu Null wird. [5]

Fallen nun durch Sonnenstrahlung Photonen mit ausreichend hoher Energie auf die PV-Zelle, werden weitere Elektron-Loch-Paare freigesetzt. Diese Elektron-Loch-Paare werden von dem bereits vorhandenen elektrischen Feld in Elektronen und in positive Ladungsträger aufgebrochen. Die Elektronen streben in Richtung des positiv geladenen n-Gebietes und die positiven Ladungsträger in Richtung des negativ geladenen p-Gebietes, wobei ihre Anzahl auf dem Weg dorthin durch Diffusions- und Rekombinationsprozesse reduziert wird. Jene Ladungsträger, welche es bis an die Oberfläche des n- bzw. p-Gebietes schaffen, erzeugen dort ein elektrisches Potenzial zwischen welchen eine Spannung gemessen werden kann. Verbindet man diese zwei Potenziale wie in Abbildung 2-1 dargestellt mit einer elektrischen Last, so beginnt ein elektrischer Gleichstrom zu fließen. Mit der gemessenen Spannung multipliziert ergibt dieser Gleichstrom die elektrische Ausgangsleistung der PV-Zelle. [5]

Eine elektrotechnische Beschreibung der mit Abbildung 2-1 gezeigten physikalischen Prozesse bzw. Eigenschaften der PV-Zelle kann mit dem vereinfachten Ersatzschaltbild einer PV-Zelle nach Abbildung 2-2 erfolgen.

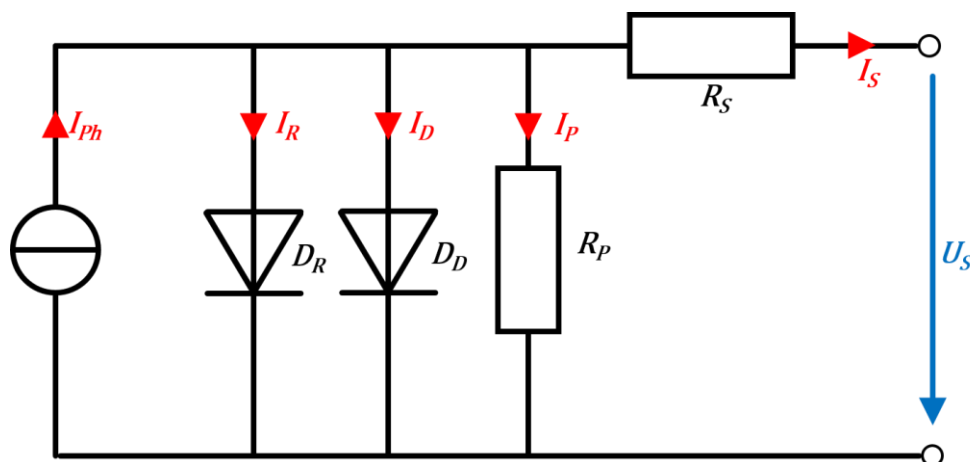


Abbildung 2-2: Vereinfachtes elektrisches Ersatzschaltbild einer PV-Zelle (nach Abb. 3.4 in [5])

Durch das Ersatzschaltbild, dargestellt in Abbildung 2-2, zeigt sich, dass eine PV-Zelle physikalisch gesehen eine Stromquelle ist, welche den sogenannten Photonenstrom I_{ph} treibt. Der Photonenstrom beschreibt, bei auf die PV-Zelle auftreffende Sonnenstrahlung, die durch Photonen freigesetzten Ladungsträger in der PV-Zelle, welche hin zur jeweiligen Oberfläche wandern. Die Dioden in Abbildung 2-2 repräsentieren die stattfindenden Rekombinationsprozesse (D_R) und Diffusionsprozesse (D_D) bei dieser Wanderung der durch Photonen freigesetzten Ladungsträger in das n- bzw. p-Gebiet. Am p-n-Übergang und an den Kanten der PV-Zelle kann es zu Leckströmen kommen, deren Weg zurück zur Stromquelle über den Parallelwiderstand R_p beschrieben wird. Der Serienwiderstand R_s beinhaltet die auftretenden Verluste des Halbleitermaterials selbst, jene der Kontaktierung zwischen dem Halbleitermaterial und den Metallkontakten sowie der Metallkontaktierung auf der Vorder- und Rückseite der PV-Zelle. Über die zwei Dioden und durch die zwei Widerstände in Abbildung 2-2 steht am Ausgang der PV-Zelle nicht der gesamte Photonenstrom zur Verfügung, dessen verminderter Wert mit dem Solarstrom I_s deklariert wird. Die an den Anschlussklemmen der PV-Zelle, durch die entstehende Potenzialdifferenz entstehende Spannung, wird als Solarspannung U_s bezeichnet. [5]

Wird die PV-Zelle mit unterschiedlich hohen Bestrahlungsstärken beaufschlagt und dabei lastabhängig jeweils der Solarstrom I_S und die Solarspannung U_S gemessen, so erhält man die in Abbildung 2-3 Strom-Spannungskennlinien.

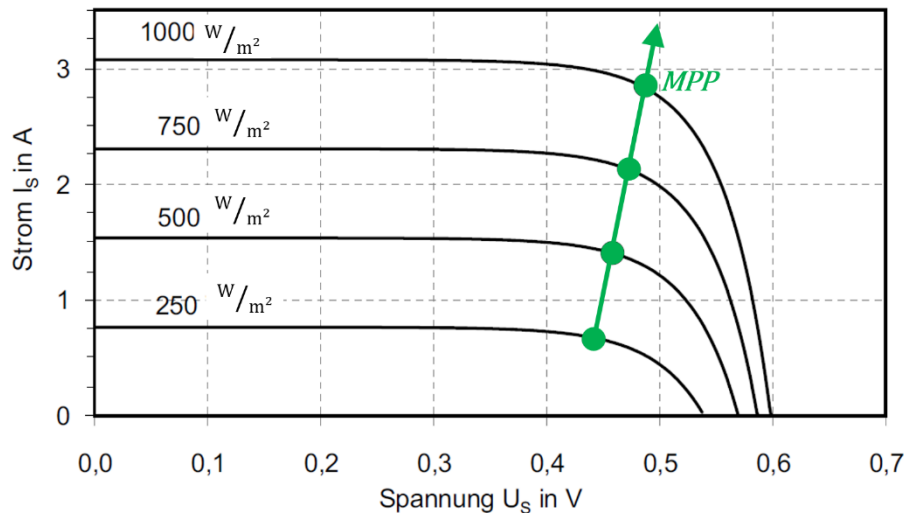


Abbildung 2-3: Strom-Spannungskennlinie einer PV-Zelle mit MPP bei unterschiedlich hoher solarer Bestrahlungsstärke (nach Abb. 3.5 in [5])

Bei einer näheren Betrachtung von Abbildung 2-3 fällt auf, dass der Solarstrom näherungsweise proportional mit der Bestrahlungsstärke ansteigt, die Leerlaufspannung bei $I_S = 0$ A wird jedoch nur geringfügig von der Bestrahlungsstärke beeinflusst. Die Multiplikation der Solarspannung und des Solarstromes liefert die elektrische Ausgangsleistung der PV-Zelle, welche ebenso eine Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke aufweist. Für jede sich ergebene Kurve in Abbildung 2-3 findet sich ein Punkt, wo die Ausgangsleistung maximal ist, der so genannte Maximum Power Point (MPP). Dies ist der angestrebte Betriebspunkt, da hier die PV-Zelle am effizientesten genutzt wird hinsichtlich elektrischer Energieerzeugung. [5]

2.2 MONOKRISTALLINE SILIZIUM-PHOTOVOLTAIKZELLEN

Monokristalline Halbleiter bestehen aus einem einzigen Kristall, dessen Atome ein durchgehendes einheitliches homogenes Kristallgitter bilden. Diese homogene Gitterstruktur einer monokristallinen PV-Zelle ist mit freiem Auge, wie in Abbildung 2-4 ersichtlich, wo eine solche dargestellt ist. Die blaue Färbung der in Abbildung 2-4 dargestellten monokristallinen PV-Zelle stammt von der Antireflexionsbeschichtung.



Abbildung 2-4: Monokristalline PV-Zelle mit Antireflexionsbeschichtung [6]

Um ein solches Kristallgitter wie in Abbildung 2-4 dargestellt zu erhalten, findet oftmals das sogenannte Tiegelziehen oder auch Czochralski-Verfahren Anwendung. Hierbei wird solarreines Silizium

mit einem Reinheitsgrad von 99,999 % bei 1450 °C eingeschmolzen, um mit Hilfe eines Kristallisationskeims, aus der Schmelze Einkristalle bis zu 300 mm Durchmesser und zwei Meter Länge zu ziehen. Bei diesem Kristallationsvorgang wird das Silizium für den Erhalt einer p- bzw. n-Schicht dotiert wodurch der sogenannte Ingot entsteht. Im Anschluss wird der Ingot in hauchdünne (180 µm bis 350 µm) Scheiben, genannt Wafer zersägt, welche bereits die Form der PV-Zelle besitzen. Mittels Siebdruckverfahren wird der Wafer kontaktiert und auf der Vorderseite eine Antireflexionsbeschichtung aufgebracht. [5]

Während auf der Rückseite die PV-Zelle flächig kontaktiert wird, erfolgt die Kontaktierung vorderseitig mit vielen hauchdünnen Kontaktfingern, damit einerseits der elektrische Widerstand minimal und andererseits so wenig Zellfläche wie möglich durch die Kontaktierung verdeckt wird. [5]

Bei monokristallinen PV-Zellen ist der in Abbildung 2-2 eingezeichnete Parallelwiderstand R_p vernachlässigbar und es werden bei standardisierten Laborbedingungen Wirkungsgrade bis zu 25 % erreicht. [5]

Auf eine detaillierte Berechnung des Wirkungsgrades von PV-Modulen sei an dieser Stelle auf Kapitel 4.2 verwiesen.

2.3 POLYKRISTALLINE SILIZIUM-PHOTOVOLTAIKZELLEN

Polykristalline PV-Zellen sind im Gegensatz zu monokristallinen PV-Zellen, welche aus einem Siliziumkristall bestehen (siehe Kapitel 2.2), aus vielen kleinen Einzelkristallen, auch Kristalliten genannt, aufgebaut, die durch die so genannten Korngrenzen voneinander getrennt sind [5]. Betrachtet man eine solche polykristalline PV-Zelle wie durch Abbildung 2-5 dargestellt, so haben die einzelnen Kristalle eine willkürliche Ausrichtung und Größe.

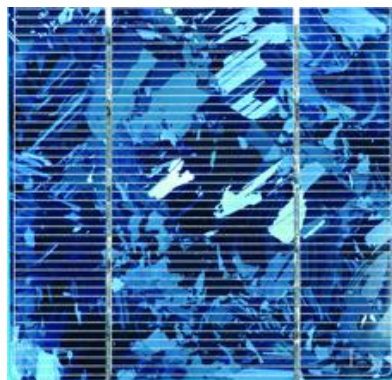


Abbildung 2-5: Polykristalline PV-Zelle mit Antireflexionsbeschichtung [7]

Der Herstellungsprozess von polykristallinen PV-Zellen ist derselbe wie bei monokristallinen PV-Zellen (siehe Kapitel 2.2) und unterscheidet sich nur in der Kristallisation: Das solarreine Silizium mit einem Reinheitsgrad von 99,999 % wird aufgeschmolzen und in Blockform gegossen. Die Abkühlung des Schmelzgutes wird so geregelt, dass eine grobkörnige Struktur mit senkrecht zu Oberfläche angeordneten Korngrenzen entsteht. Die Dotierung erfolgt während dieses Prozesses, wobei für den Erhalt einer p-Schicht meistens Bor und für den Erhalt einer n-Schicht Phosphor zugesetzt. Zwischen 800 °C und 1200 °C wird eine Seite des Siliziums einer Phosphor Atmosphäre ausgesetzt wodurch man eine n-leitende Schicht mit einer Materialstärke von 0,2 µm bis 1,5 µm erhält.

Polykristalline PV-Zellen sind in der Herstellung kostengünstiger, jedoch ist ihr erzielbarer Wirkungsgrad unter standardisierten Laborbedingungen geringer als bei monokristallinen PV-Zellen. Unter standardisierten Laborbedingungen ist mit ihnen ein Wirkungsgrad von 20,4 % erreichbar. [5]

Auf die Definition der standardisierten Laborbedingungen sowie die Bestimmung des Wirkungsgrades von PV-Modulen sei auf Kapitel 4.2 verwiesen, wo auf diese Thematiken näher eingegangen wird.

3 SONNENSTAND UND SONNENSTRAHLUNG

3.1 ASTRONOMISCHE GRUNDLAGEN

Der schwarze Strahler Sonne ist der Mittelpunkt unseres Sonnensystems, um den sich unser Planet Erde bewegt, wo sie aufgrund ihrer emittierenden Strahlen Quelle alles Lebens ist. Die Menschheit ist seit jeher bemüht diese solare Einstrahlung für sich zu nutzen, sei es für die Landwirtschaft, Beleuchtung ihres Lebensraumes, thermische Verfahren oder wie in jüngster Zeit seit der Kenntnis über den photoelektrischen Effekt in elektrische Energie umzuwandeln. Erfolgt diese Umwandlung der solaren Strahlung z.B. mit Hilfe von PV-Modulen, so ist eine Kenntnis über den Betrag der solaren Einstrahlung, beschrieben durch die Bestrahlungsstärke E notwendig, welche maßgeblich von der Position der Erde auf der Erdumlaufbahn abhängt. [8]

Die Erdumlaufbahn ist eine Ellipse, mit einer geringen numerischen Exzentrizität von $\varepsilon = 0,017$ auf welcher die Erde eine volle Umdrehung in einem siderischen Jahr zurücklegt [8]. In diesem Zeitraum rotiert sie nicht nur 365,26-mal um ihre geografische Nord-Süd-Achse sondern sie neigt sich zusätzlich um ihre Äquatorebene, welche wie in Abbildung 3-1 dargestellt durch die Sonnendeklination δ beschrieben wird. Der absolute Maximalwert der Sonnendeklination liegt bei ca. $23,45^\circ$ und tritt zur Wintersonnenwende (z.B. am 21.12.2018), wo der lichte Tag am kürzesten ist und der astronomische Winter beginnt, sowie zur Sommersonnenwende (z.B. am 21.06.2018), wo der lichte Tag am längsten ist und der astronomische Sommer beginnt, auf. Der astronomische Frühling und der astronomische Herbst sind durch jene Zeitpunkte definiert, in denen die Sonnendeklination null wird. Betrachtet man Abbildung 3-1, so wären diese am 20.03. (Frühlingsbeginn) und am 23.09. (Herbstbeginn) im Jahr 2018 für die mitteleuropäische Zeitzone (UTC+1). Im Gegensatz zu den meteorologischen Jahreszeiten, deren Beginn jeweils an einen fixen Monatstag gebunden ist, müssen die astronomischen Jahreszeiten für jedes Kalenderjahr separat berechnet werden.

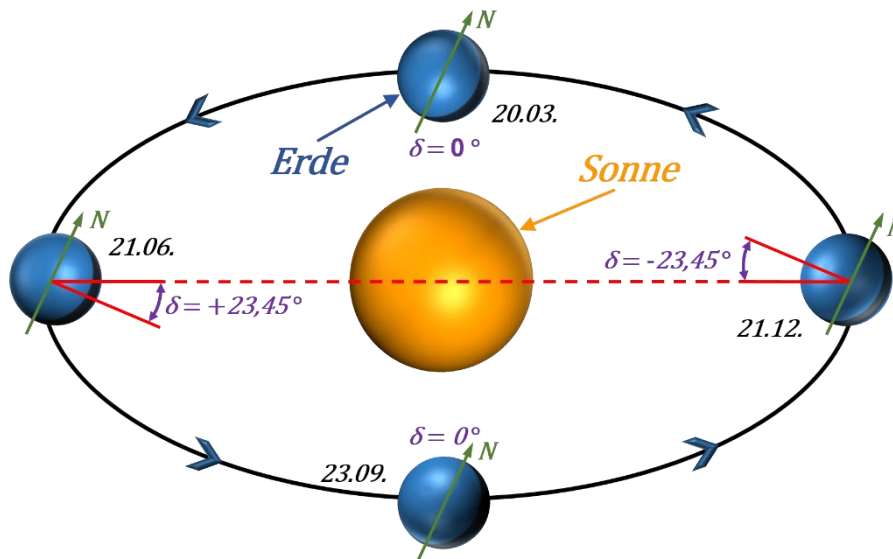


Abbildung 3-1: Beschreibung der Sonnendeklination δ für das Jahr 2018, Zeitzone UTC+1 (nach [9])

Ab dem astronomischen Herbstbeginn neigt sich die nördliche Hemisphäre von der Sonne ab, folge dessen wird sich der lichte Tag auf dieser verkürzen und auf der südlichen verlängern, im Umkehrschluss wird sich der lichte Tag auf der nördlichen Hemisphäre ab dem astronomischen Frühlingsbeginn wieder verlängern und auf der südlichen verkürzen. Aufgrund der kürzeren Bestrahlungsdauer zwischen Herbstbeginn und Frühlingsende, des flacheren Einfallswinkels der Sonnenstrahlung in diesem Zeitraum bedingt durch die negative Sonnendeklination und die damit verbundene längere Strecke von der Sonne bis hin zur Erdoberfläche ist die solare Einstrahlung in diesem Zeitraum auf der nördlichen Hemisphäre geringer als auf der südlichen.

3.2 SONNENSTAND

Betrachtet man die Sonne von einem Beobachterpunkt auf der Erde, so ist diese wegen der in Kapitel 3.1 beschriebenen astronomischen Effekte wie der Erdrotation, der Sonnendeklination und der Rotation nach der Erdumlaufbahn kein Fixpunkt am Himmel, sondern ändert ihre Position ständig und kehrt zur selben Position erst wieder nach einem vollen Jahr zurück. Die Position der Sonne wird in der Literatur als Sonnenstand bezeichnet, mit welchem in weiterer Folge eine Aussage über die auf der Erdoberfläche auftreffende solare Einstrahlung getroffen werden kann. Eine Möglichkeit den Sonnenstand rechnerisch zu ermitteln ist der sogenannte „*DIN Algorithmus zur Bestimmung des Sonnenstandes*“, auf den im nachfolgenden Kapitel 3.2.1 näher eingegangen wird. [10]

3.2.1 Bestimmung des Sonnenstandes

Die Sonne lässt sich wie in Abbildung 3-2 dargestellt nach DIN 5034-2 mit zwei Winkel, dem Sonnenazimut α_S und der Sonnenhöhe (Elevation) γ_S von einem Beobachterpunkt eindeutig beschreiben. Für das Sonnenazimut treten in der Literatur verschiedene Definitionen auf, laut DIN 5034-2 wird er vom geografischen Norden bis zum Sonnenmeridian gemessen und die Winkel sind laut Tabelle 3-1 definiert. [10]

Tabelle 3-1: Winkeldefinitionen für das Sonnenazimut α_S in 1° nach DIN 5034-2

	N	NO	O	SO	S	SW	W	NW
α_S	0	45	90	135	180	225	270	315

Die Sonnenhöhe beschreibt jenen Winkel zwischen dem Horizont des Beobachterpunktes und dem Mittelpunkt der Sonne und ist nach dem Sonnenaufgang größer als null und nach Sonnenuntergang kleiner als null. [10]

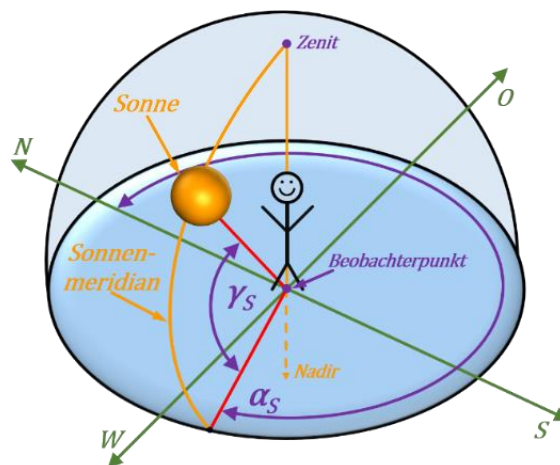


Abbildung 3-2: Winkelbeziehungen (Azimutwinkel α_S und Höhenwinkel γ_S) des Sonnenstandes nach DIN 5034-2 (nach Abbildung 3.1 in [11])

Der „*DIN Algorithmus zur Bestimmung des Sonnenstandes*“ ist mit dem Ziel die Bestrahlungsstärke auf ein beliebig azimuthal ausgerichtetes und vertikal geneigtes PV-Modul zu berechnen ausreichend genau, jedoch seien nachfolgend die getroffenen Vereinfachungen angeführt:

- Vernachlässigung der Differenz zwischen Sonnenhöhe und scheinbarer Sonnenhöhe [12]
- Festlegung der Sommersonnenwende auf den 21.06.
- Festlegung der Wintersonnenwende auf den 21.12.
- Nulldurchgang der Sonnendeklination am 21.03. und 21.09.

Für eine Bestimmung des Sonnenstandes nach DIN 5034-2 sind folgende Parameter notwendig:

- Geografischer Standpunkt (definiert durch den Längengrad λ und den Breitengrad φ)
- Datum und Uhrzeit

Als erstes muss der Tagwinkel J' mit Gleichung (3-1) berechnet werden, welcher angibt inwieweit die Erde mit ihrer jährlichen Umdrehung um die Sonne fortgeschritten ist. [10]

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad (3-1)$$

Der Tag des Jahres in Gleichung (3-1) ergibt sich durch das Datum für welches der Sonnenstand ermittelt werden soll und für die Zahl der Tage im Jahr ist für ein Gemeinjahr 365 und für ein Schaltjahr 366 einzusetzen.

Mit Hilfe des Tagwinkels lässt sich nun die Sonnendeklination δ unter Zuhilfenahme von Gleichung (3-2) bestimmen, welche wie in Kapitel 3.1 beschrieben zwischen $-23,45^\circ$ und $+23,45^\circ$ variiert. [10]

$$\delta = [0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ)]^\circ \quad (3-2)$$

Des Weiteren lässt sich mit dem Tagwinkel J' durch Einsetzen in Gleichung (3-3) die Zeitverschiebung Zgl bedingt durch die Sonnendeklination berechnen. [10]

$$Zgl = [0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ)] \text{ min} \quad (3-3)$$

Nach dem Ablesen der lokalen Ortszeit LZ von einer Uhr, der momentanen Verschiebung in der sich befindenden Zeitzone zur koordinierten Weltzeit (UTC) Zz , sowie dem Längengrad λ ist eine Ermittlung der mittleren Ortszeit MOZ mit Gleichung (3-4) durchführbar. [10]

$$MOZ = LZ - Zz + 4 \cdot \lambda \cdot \text{min}/^\circ \quad (3-4)$$

Mit dem Ergebnis der Zeitverschiebung Zgl bedingt durch die Sonnendeklination aus Gleichung (3-3) und der mittleren Ortszeit MOZ aus Gleichung (3-4) ergibt sich die wahre Ortszeit WOZ durch Anwendung von Gleichung (3-5). [10]

$$WOZ = MOZ + Zgl \quad (3-5)$$

Die wahre Ortszeit ist im Gegensatz zur lokalen Ortszeit die astronomisch korrekte Zeit, welche ebenso an einer Sonnenuhr abgelesen werden kann.

Für die Berechnung der Sonnenhöhe muss noch die wahre Ortszeit WOZ in Gleichung (3-6) eingesetzt werden um den Stundenwinkel ω zu erhalten. [10]

$$\omega = (12,00h - WOZ) \cdot 15^\circ/\text{h} \quad (3-6)$$

Schlussendlich führt der Stundenwinkel ω , der geografische Breitengrad φ und die Sonnendeklination δ mit Gleichung (3-7) zur Sonnenhöhe γ_S . [10]

$$\gamma_S = \sin^{-1}[\cos(\omega) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)] \quad (3-7)$$

Für die Berechnung des Sonnenazimuts α_S mit Gleichung (3-8) wird neben der Sonnenhöhe γ_S ebenso der geografische Breitengrad φ und die Sonnendeklination δ benötigt. [10]

$$\alpha_S = \begin{cases} 180^\circ - \cos^{-1} \left[\frac{\sin(\gamma_S) \cdot \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_S) \cdot \cos(\varphi)} \right] & \text{für } WOZ \leq 12:00 \text{ h} \\ 180^\circ + \cos^{-1} \left[\frac{\sin(\gamma_S) \cdot \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_S) \cdot \cos(\varphi)} \right] & \text{für } WOZ > 12:00 \text{ h} \end{cases} \quad (3-8)$$

Aufgrund des Definitionsbereiches des Sonnenazimuts ($0^\circ \leq \alpha_S \leq 360^\circ$, siehe Tabelle 3-1) und den in Gleichung (3-8) vorkommenden Winkelfunktionen ist eine Fallunterscheidung bei der Berechnung von α_S notwendig. Liegt die wahre Ortszeit WOZ vor, oder ist exakt 12:00 Uhr Mittag, so ist der Arkuskosinus des Klammerausdruckes von 180° zu subtrahieren und bei einer WOZ nach 12:00 Uhr Mittag ist er zu addieren. [10]

Durchläuft man diesen Algorithmus für mehrere Uhrzeiten eines Tages (z.B. im 15-min-Intervall) für einen fixen Beobachterpunkt, z.B. Graz in Österreich und trägt die sich ergebenden Sonnenhöhen in Abhängigkeit ihres Sonnenazimuts auf, verbindet diese Punkte miteinander, so entsteht wie in Abbildung 3-3 dargestellt ein Sonnenbahndiagramm.

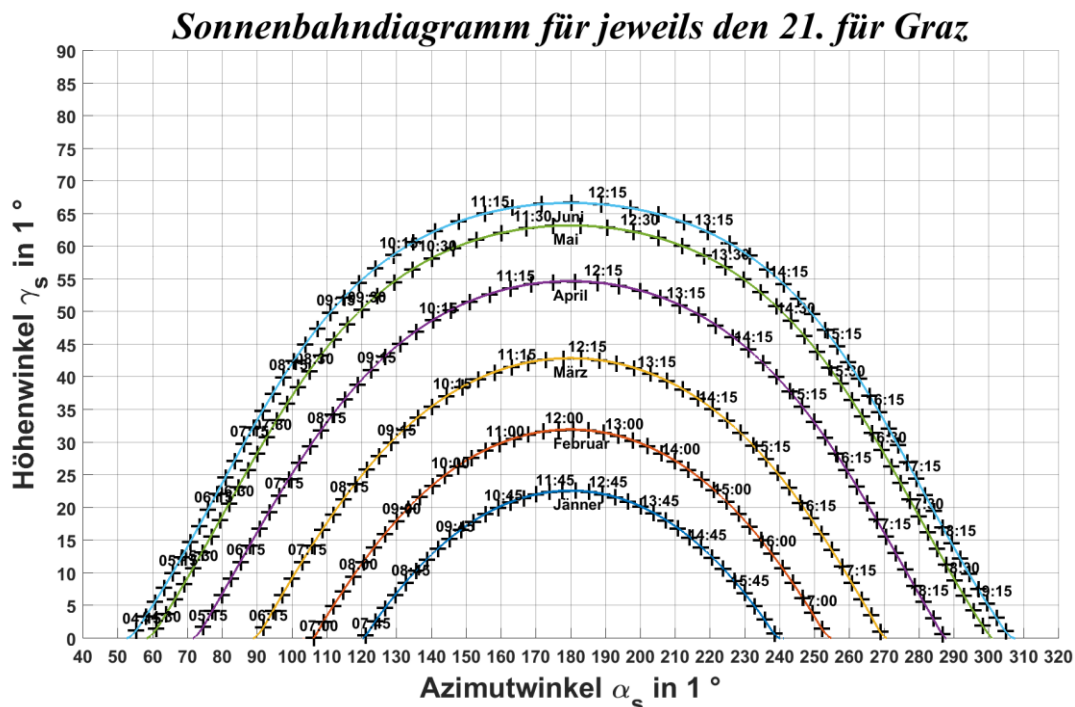


Abbildung 3-3: Sonnenbahndiagramm für Graz ($\varphi = 47,07^\circ$, $\lambda = 15,44^\circ$), bezogen auf UTC

Zur Veranschaulichung der größeren Sonnenhöhen und des längeren lichten Tages in den Sommermonaten im Vergleich zu den Wintermonaten sind in Abbildung 3-3 mehrere Sonnenbahndia-

gramme aufgetragen. Der Sonnenaufgang erfolgt am 21.01. zu späteren Uhrzeiten und der Sonnenuntergang zu früheren Uhrzeiten als zur Sommersonnenwende am 21.06. Die durch die Sonnenbahn eingeschlossene Fläche bis hin zur Abszisse ist im Juni weit größer als im Jänner, somit ist die auf der Erdoberfläche einwirkende Einstrahlungsenergie im Sommer höher als im Winter.

Verlegt man den Beobachterpunkt weiter nach Süden, wie z.B. nach Kairo in Ägypten und berechnet den Sonnenstand erneut für verschiedene Tage und Uhrzeiten, ergeben sich die Sonnenbahndiagramme in Abbildung 3-4.

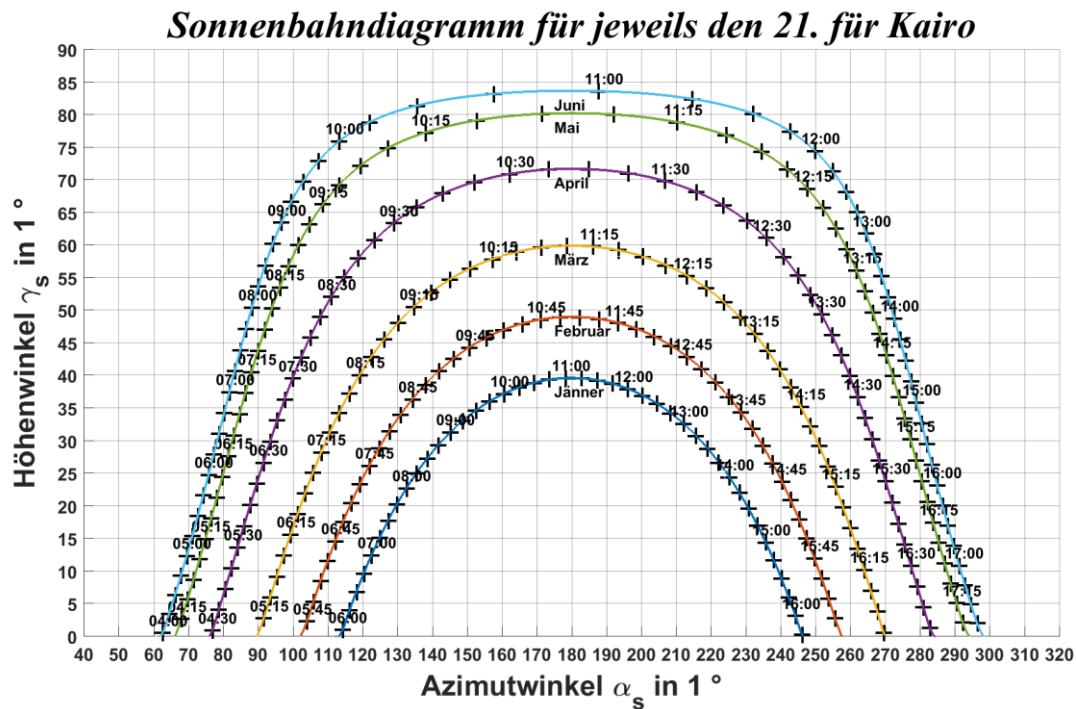


Abbildung 3-4: Sonnenbahndiagramm für Kairo ($\varphi = 30,04^\circ$, $\lambda = 31,24^\circ$), bezogen auf UTC

Die Sonne geht in Kairo nicht nur zu früheren Uhrzeiten als in Graz auf (vergleiche Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4), sondern sie steigt am selben Tag auch höher und erreicht somit größere Sonnenhöhen. Ein Vergleich der von den Sonnenbahnen eingeschlossenen Flächen zeigt, dass jene in Kairo größer sind, folge dessen ist die Bestrahlungsenergie in Kairo an demselben Tag höher als in Graz. Somit ist der zu erwartende elektrische Jahresertrag eines in Kairo positionierten PV-Moduls bei identer azimuthaler Ausrichtung und vertikaler Neigung höher als in Graz.

3.3 SONNENSTRAHLUNG

Verfolgt man die von der Sonne emittierten Strahlen, auf ihrem Weg beginnend im Weltall, durch die Atmosphäre der Erde bis hin zur Erdoberfläche, so treten folgende physikalische Effekte (siehe Abbildung 3-5) in Erscheinung, welche die Bestrahlungsstärke bis hin zur Erdoberfläche reduzieren [13]:

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

Für den Betreiber einer PV-Anlage sind die in die Atmosphäre eindringenden Sonnenstrahlen zweitrangig, vorrangig interessiert er sich für die auf der Erdoberfläche auftreffenden bzw. ihre Bestrahlungsstärke welche als Globalstrahlung E_G definiert ist und auf einer horizontal auf der Erdoberfläche

angeordnete Platte gemessen wird (siehe Abbildung 3-5). Mit Hilfe der Globalstrahlung ist es möglich die Bestrahlungsstärke auf ein beliebig azimuthal ausgerichtetes und vertikal geneigtes PV-Modul zu berechnen, was in Kapitel 4.1 näher erläutert wird. [10]

Die auf die Messfläche ungehindert auftreffende Globalstrahlung setzt sich zusammen aus:

- 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
- Reflektierte Strahlung $E_{G,Ref}$: An der Umgebung reflektierten und auf der Messplatte auftreffende Strahlung, abhängig von der Albedo der Umgebung [13]

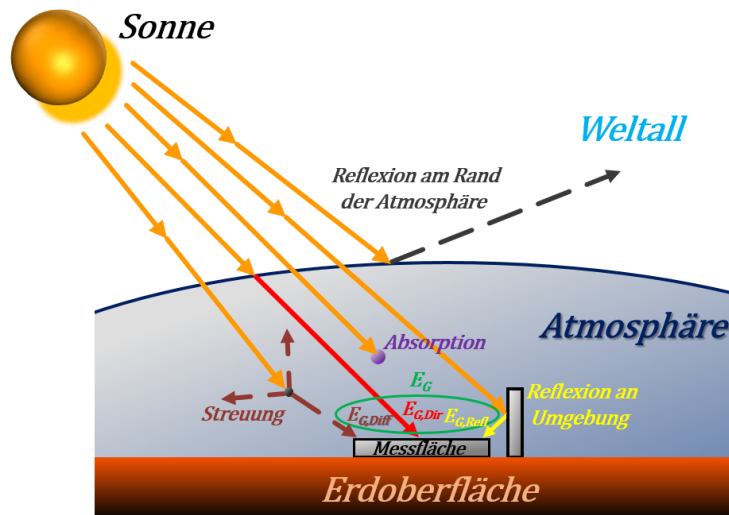


Abbildung 3-5: Zusammensetzung der Globalstrahlung E_G , bestehend aus Direktstrahlung $E_{G,Dir}$, Diffusstrahlung $E_{G,Diff}$ und reflektierter Strahlung $E_{G,Ref}$

Bildet man die Summe der drei Anteile wie in Gleichung (3-9), so erhält man die Globalstrahlung E_G .

$$E_G = E_{G,Dir} + E_{G,Diff} + E_{G,Ref} \quad (3-9)$$

Ist die Troposphäre zum Zeitpunkt der Messung wolkenlos, so kann der Großteil der solaren Strahlung ungehindert auf der Messplatte auftreffen, die Direktstrahlung $E_{G,Dir}$ überwiegt.

Befinden sich jedoch Wolken in der Troposphäre, wird ein Großteil der solaren Einstrahlung an den Wassermolekülen gestreut, in weiterer Folge wird die auf der Messfläche auftreffende Direktstrahlung $E_{G,Dir}$ gering, die Diffusstrahlung $E_{G,Diff}$ steigt an und die gemessene Globalstrahlung E_G sinkt im Vergleich zu einem wolkenfreien Himmel. Dies begründet auch die Tatsache, dass die Außentemperatur an einem Schlechtwettertag geringer ist als an einem Schönwettertag. Die reflektierte Strahlung $E_{G,Ref}$ wird in weiterer Folge mit einem anisotropen Ansatz mit der Globalstrahlung E_G berechnet (siehe Kapitel 4.1), weswegen die Messfläche so positioniert werden muss, dass keine reflektierte Strahlung auf sie auftreffen kann, wodurch sich die Globalstrahlung nur mehr aus dem direkt auftreffenden Anteil $E_{G,Dir}$ und dem diffusen Anteil $E_{G,Diff}$ zusammensetzt. Bei den nachfolgenden Betrachtungen werden Wetterdaten verwendet, welche in Graz von 01.08.2016 bis 31.07.2017 im 15-min-Intervall aufgezeichnet worden sind, bei deren Messung auf diesen Umstand Rücksicht genommen worden ist und Gleichung (3-9) ändert sich zu Gleichung (3-10):

$$E_G = E_{G,Dir} + E_{G,Diff} \quad (3-10)$$

Wird die Globalstrahlung E_G mit einem Messgerät gemessen und die Diffusstrahlung $E_{G,Diff}$ mit einem separaten Messgerät, ist von der Globalstrahlung E_G die Diffusstrahlung $E_{G,Diff}$ abzuziehen um die Direktstrahlung $E_{G,Dir}$ zu erhalten.

Die Stadt Graz befindet sich auf der nördlichen Hemisphäre, weswegen die zu erwarteten Werte der Globalstrahlung in den Wintermonaten geringer sind als in den Sommermonaten. Die Messung bestätigt diese Überlegung; zur Veranschaulichung dient Abbildung 3-6.

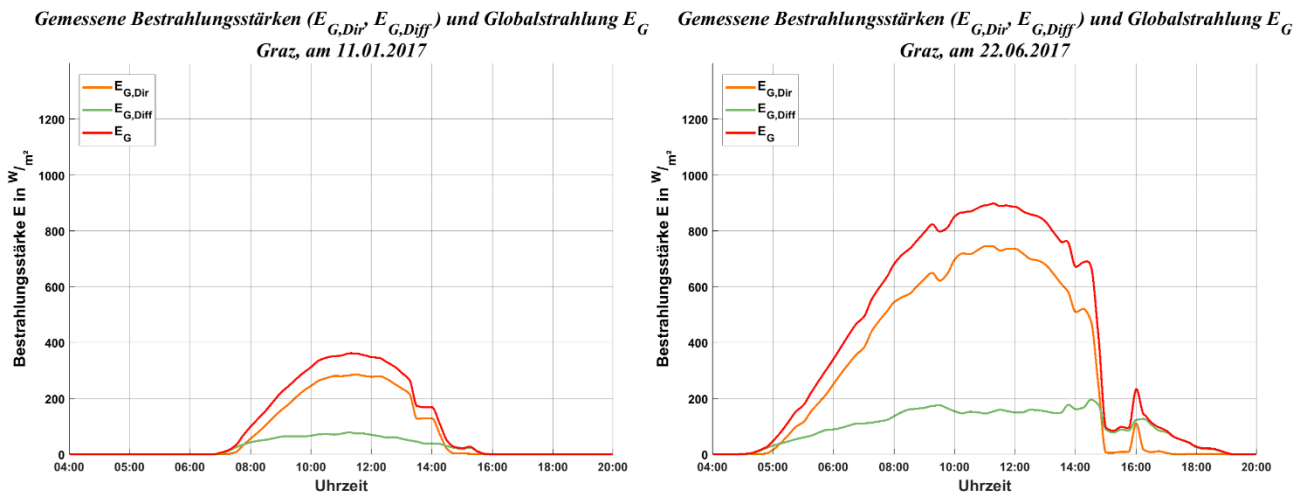


Abbildung 3-6: Gemessene Bestrahlungsstärken ($E_{G,Dir}$, $E_{G,Diff}$) und Globalstrahlung E_G in Graz (Links: 11.01.2017 – Wintertag; Rechts: 22.06.2017 – Sommertag)

Die Diagramme links und rechts in Abbildung 3-6 zeigen die Messergebnisse für jeweils einen Schönwettertag im Winter (links) und Sommer (rechts) der Diffusstrahlung $E_{G,Diff}$ und der Direktstrahlung $E_{G,Dir}$ deren Summation nach Gleichung (3-10) zur Globalstrahlung E_G führt. Am 11.01.2017, dem Wintertag erreicht die Globalstrahlung einen Spitzenwert von ca. $E_G = 362 W/m^2$ um 13:15 Uhr (UTC+1), hingegen steigt sie an dem Sommertag, den 22.06.2017, auf ca. $E_G = 898 W/m^2$ um 13:00 Uhr (UTC+1) an. Für einen repräsentativeren Vergleich der zwei Tage und um in weiterer Folge verschiedene Standorte miteinander vergleichen zu können, bietet sich die Betrachtung der Einstrahlungsenergie $W_{E,G}$ der auf der Messfläche auftreffenden Globalstrahlung E_G , ermittelt nach Gleichung (3-11), an.

$$W_{E,G} = \int E_G dt \quad (3-11)$$

Die Einstrahlungsenergie für den Wintertag (11.01.2017) beträgt $W_{E,G} = 1,79 kWh/m^2$ und für den Sommertag (22.06.2017) ist sie mehr als viermal so hoch, nämlich $W_{E,G} = 7,22 kWh/m^2$, wodurch der zu erwartende elektrische Ertrag einer PV-Anlage an einem Sommertag höher sein wird als an einem Wintertag (bei Schönwetter).

Um den Standort hinsichtlich der Einstrahlungsenergie zu charakterisieren, ist es sinnvoll die gemessene Globalstrahlung E_G in Gleichung (3-11) über ein volles Kalenderjahr zu integrieren. Erfolgt dies mit der durch die Messdaten ermittelten Globalstrahlung für Graz, so ergibt sich für diesen Standort eine jährliche Einstrahlungsenergie von $1266 kWh/m^2 a$.

Wird dieselbe Messung an einem anderen Ort durchgeführt und die Einstrahlungsenergie ermittelt, so ändert sich auch diese für unterschiedliche Standorte, was in Abbildung 3-7 farblich für Teile von Nordafrika und Euroasien dargestellt ist.

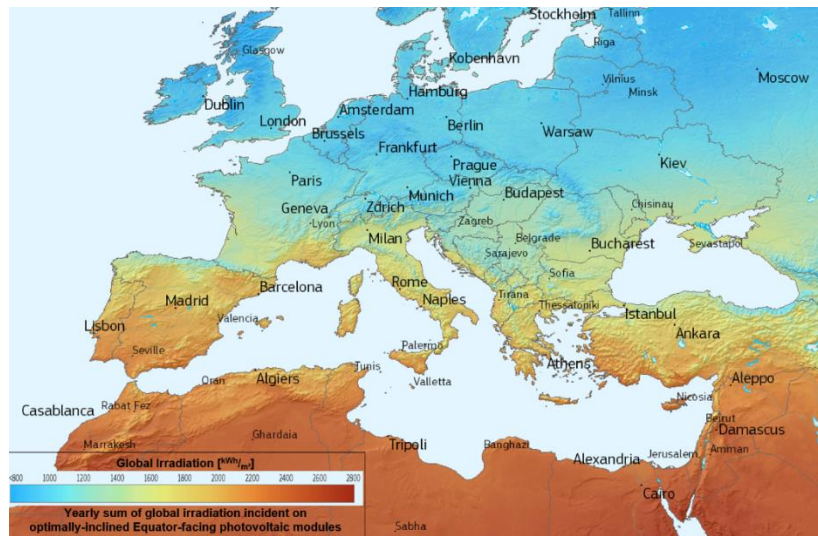


Abbildung 3-7: Jährliche Einstrahlungsenergie W_{EG} von Teilen Euroasiens und Nordafrika [14]

Nimmt die geografische Breite Richtung Nordpol zu, sinkt die jährliche Einstrahlungsenergie und im Umkehrschluss steigt sie bei einer Annäherung kurz vor den Äquator an. Die maximalen jährlichen Einstrahlungsenergien treten auf der Erde bedingt durch die Sonnendeklination nicht am Äquator, sondern etwas nördlich bzw. südlich von ihm auf. [13]

4 METHODEN ZUR KONZEPTIONIERUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Der elektrische Ertrag einer PV-Anlage richtet sich nicht nur nach der Globalstrahlung, sondern wird von folgenden Faktoren beeinflusst:

- Positionierung der PV-Module
 - Vertikale Neigung
 - Azimutale Ausrichtung
- Temperatur der PV-Module
- Modulparameter
- Verschattung der PV-Module

Für ein korrektes Ergebnis des elektrischen Ertrages einer PV-Anlage und um fortblickend die optimale Positionierung der PV-Module für den Betreiber einer PV-Anlage zu finden, muss auf diese Einflussfaktoren Rücksicht genommen werden. Im nachfolgenden Kapitel wird für ein PV-Modul der Weg von einer beliebigen Positionierung des PV-Moduls bis hin die von ihm gelieferte elektrische Leistung beschrieben. Daraufhin wird anhand einer fiktiven PV-Anlage der Einfluss der Verschattung erläutert und drei Möglichkeiten gezeigt, nach welchen die optimale Positionierung der PV-Module gefunden werden kann.

4.1 BERECHNUNG DER BESTRAHLUNGSSTÄRKE AUF EIN PHOTOVOLTAIKMODUL AUF BASIS DER GLOBALSTRAHLUNG

Die Globalstrahlung wird wie in Kapitel 3.3 beschrieben auf eine horizontale angebrachte Fläche gemessen, da aber PV-Module meist nicht horizontal angebracht werden, sondern vertikal geneigt und azimutal ausgerichtet werden, hat eine Berechnung der Bestrahlungsstärke E_{Mod} auf ein solches PV-Modul, wie in Abbildung 4-1 dargestellt, zu erfolgen. Durch eine vertikale Neigung der PV-Module ergibt sich je nach Ausrichtung zur Sonne ein höherer elektrischer Ertrag aufgrund der daraus höheren auftreffenden Bestrahlungsstärke (Ausrichtung normal zur Sonne) im Vergleich zu einer horizontalen Anordnung und es ist möglich auf eine Fläche theoretisch mehr Module bedingt durch den geringeren Platzbedarf zu installieren.

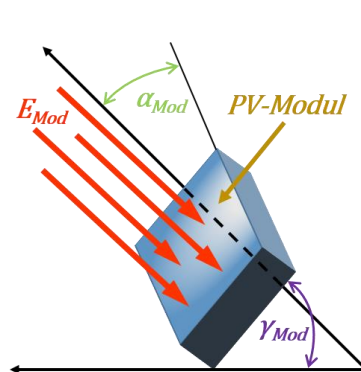


Abbildung 4-1: Auf PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke E_{Mod}

Das in Abbildung 4-1 dargestellte PV-Modul ist mit dem Winkel γ_{Mod} geneigt und azimutal mit α_{Mod} ausgerichtet. Der Winkel γ_{Mod} wird von der Horizontalen aus gemessen und besitzt folgenden Wertebereich:

$$\gamma_{Mod} = \begin{cases} 0^\circ & \text{Parallel zur Horizontalen} \\ 90^\circ & \text{Orthogonal zur Horizontalen} \end{cases}, \gamma_{Mod} \in \mathbb{R}$$

Die azimutale Ausrichtung des PV-Moduls wird zwischen der geografischen Nordachse und der Halbleiterfläche gemessen und sei definiert nach:

$$\alpha_{Mod} = \begin{cases} -90^\circ & \text{Osten} \\ 0^\circ & \text{Süden} \\ +90^\circ & \text{Westen} \end{cases}, \alpha_{Mod} \in \mathbb{R}$$

Ist $\alpha_{Mod} = 0^\circ$, so blickt die Halbleiterfläche des PV-Moduls Richtung Süden, bei $\alpha_{Mod} = 45^\circ$ Richtung Südwesten und bei $\alpha_{Mod} = -45^\circ$ Richtung Südosten.

Mit Hilfe des sogenannten Sonneneinfallswinkel θ_{gen} und der Globalstrahlung E_G lässt sich die Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul E_{Mod} , aufgeteilt in ihre Anteile

- Direkte Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Dir}$
- Diffuse Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Diff}$
- Reflektierte Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Refl}$

berechnen.

Wie in Abbildung 4-2 dargestellt kann die Halbleiterfläche des PV-Moduls als ebene Fläche betrachtet werden, folge dessen besitzt es einen Normalvektor n , welcher orthogonal zur Fläche steht von dem aus der Sonneneinfallswinkel θ_{gen} bis zu einem Sonnenvektor s , dieser zeigt von der Halbleiterfläche zum Mittelpunkt der Sonne, gemessen wird.

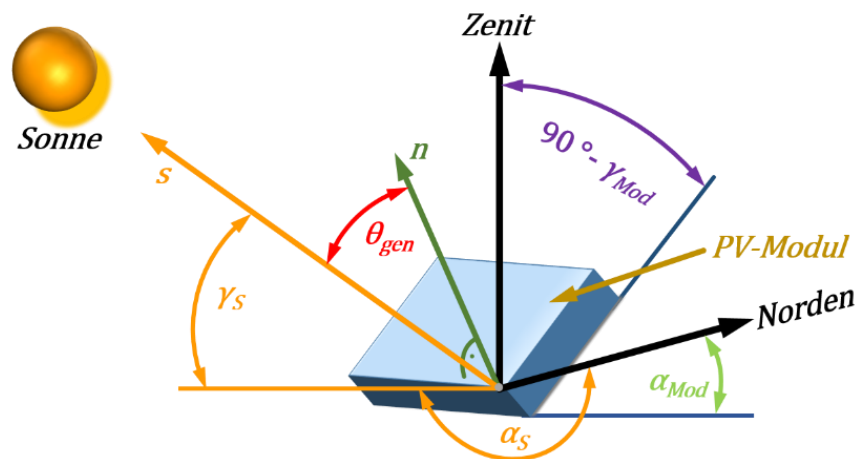


Abbildung 4-2: Definition des Sonneneinfallswinkels θ_{gen} (nach Abbildung 3.3 in [11])

Wird der Sonneneinfallswinkel s und der Normalvektor n normiert und in kartesischen Koordinaten angegeben, so lässt sich nach Gleichung (4-1) der Sonneneinfallswinkel θ_{gen} aus dem Arkuskosinus des Skalarproduktes der beiden Vektoren berechnen.

$$\theta_{gen} = \cos^{-1}(s \cdot n) \quad (4-1)$$

Erfolgt die Berechnung des Sonnenstandes nach Kapitel 3.2.1, so sind die Sonnenhöhe γ_S und das Sonnenazimut α_S Kugelkoordinaten und müssen auf kartesische Koordinaten umgerechnet werden. Nach Umformung dieser und Einsetzen des Ergebnisses in Gleichung (4-1) und vorheriger Bestimmung des Normalvektors n (in kartesischen Koordinaten) ergibt sich für den Sonneneinfallswinkel θ_{gen} Gleichung (4-2).

$$\theta_{gen} = \cos^{-1}[-\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_{Mod}) \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_{Mod}) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_{Mod})] \quad (4-2)$$

Gleichung (4-2) erscheint zwar auf den ersten Blick komplizierter als die kurze Gleichung (4-1), bei der nur der Arkuskosinus aus einem Skalarprodukt gebildet wird, bietet aber den Vorteil, dass die Ergebnisse des Sonnenstandes aus Kapitel 3.2.1 ohne Umrechnung in kartesische Koordinaten eingesetzt werden können.

Ist nun der Sonneneinfallswinkel θ_{gen} bekannt, so ist es möglich die direkt auf das PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Dir}$ mit Hilfe dem nach Kapitel 3.3 ermittelten direkten Anteils der Globalstrahlung $E_{G,Dir}$ und der Sonnenhöhe γ_S mit Gleichung (4-3) zu berechnen. [10]

$$E_{Mod,Dir} = E_{G,Dir} \cdot \frac{\cos(\theta_{gen})}{\sin(\gamma_S)} \quad (4-3)$$

Aufgrund der Neigung des PV-Moduls (siehe Abbildung 4-2) ist die direkte Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Dir}$ höher als der direkte Anteil der Globalstrahlung $E_{G,Dir}$.

Im Gegensatz dazu wird die diffuse Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Diff}$ auf das geneigte PV-Modul im Vergleich zur Horizontalen $E_{G,Diff}$ reduziert. Zur Berechnung dieses Anteils $E_{Mod,Diff}$ muss ein anisotroper Ansatz gewählt werden, da die Dichte der Sonnenstrahlen je nach Himmelsrichtung unterschiedlich ist. Unter der Anwendung des Modells von *Klucher* kann die diffuse Bestrahlungsstärke auf ein vertikal geneigtes PV-Modul bestimmt werden. Genauere Ergebnisse würde das Modell von *Perez* liefern, dieses wird in dieser Arbeit nicht angewendet, da es nur marginal genauer ist als das Modell von *Klucher*, aber auch weit komplexer. [10]

Nach dem Modell von *Klucher* zur Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke auf ein geneigtes PV-Modul führt allererst Gleichung (4-4) mit der Globalstrahlung E_G und dem diffusen Anteil der Globalstrahlung $E_{G,Diff}$ zu dem sogenannten Korrekturfaktor F . [10]

$$F = 1 - \left(\frac{E_{G,Diff}}{E_G} \right)^2 \quad (4-4)$$

Setzt man das Ergebnis aus Gleichung (4-4), den Korrekturfaktor F , den Wert des diffusen Anteils der Globalstrahlung $E_{G,Diff}$, den vertikalen Neigungswinkel des PV-Moduls γ_{Mod} , den Sonneneinfallswinkel θ_{gen} und die Sonnenhöhe γ_S in die nachfolgende Gleichung (4-5) ein, so erhält man die diffuse Bestrahlungsstärke auf ein geneigtes PV-Modul $E_{Mod,Diff}$. [10]

$$E_{Mod,Diff} = E_{G,Diff} \cdot \frac{1}{2} \cdot [1 + \cos(\gamma_{Mod})] \cdot \left[1 + F \cdot \sin^3 \left(\frac{\gamma_{Mod}}{2} \right) \right] \cdot [1 + F \cdot \cos^2(\theta_{gen}) \cdot \cos^3(\gamma_S)] \quad (4-5)$$

Für den reflektierten Anteil der auf das PV-Modul auftreffenden Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Refl}$ genügt ein isotroper Ansatz. Das Reflexionsvermögen der Umgebung wird durch die Albedo A beschrieben und ist für bestimmte Oberflächen laut Tabelle 4-1 normativ festgelegt. Weiters ist die durch Reflexion an der Umgebung auf das geneigte PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke im Vergleich zum direkt- und diffus auftreffenden Anteil klein. Für die Berechnung von $E_{Mod,Refl}$ ist für jenen Untergrund, auf dem das PV-Modul platziert ist, die entsprechende Albedo A laut Tabelle 4-1, die Globalstrahlung E_G und die vertikale Neigung des PV-Moduls γ_{Mod} in Gleichung (4-6) einzusetzen. [10]

$$E_{Mod,Refl} = E_G \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot [1 - \cos(\gamma_{Mod})] \quad (4-6)$$

Ist die Umgebung unbekannt, so ist laut DIN 5034-2 die Albedo mit $A = 0,20$ festzulegen. [10]

Tabelle 4-1: Albedo-Werte A für verschiedene Umgebungen nach DIN 5034-2 [11]

Untergrund	Albedo A	Untergrund	Albedo A
Gras	0,25	Asphalt	0,15
Rasen	0,18 ... 0,23	Wälder	0,05 ... 0,18
Trockenes Gras	0,28 ... 0,32	Heide- und Sandflächen	0,10 ... 0,25
Nicht bestellte Felder	0,26	Wasserfläche ($\gamma_S > 45^\circ$)	0,05
Nackter Boden	0,17	Wasserfläche ($\gamma_S > 30^\circ$)	0,08
Schotter	0,18	Wasserfläche ($\gamma_S > 20^\circ$)	0,12
Beton, verwittert	0,20	Wasserfläche ($\gamma_S > 10^\circ$)	0,22
Beton, sauber	0,30	Frische Schneedecke	0,80 ... 0,90
Zement, sauber	0,55	Alte Schneedecke	0,45 ... 0,70

Summiert man die drei Anteile der Bestrahlungsstärken auf das geneigte PV-Modul nach Gleichung (4-7), so erhält man die wie in Abbildung 4-1 dargestellt die gesamte auf das PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke E_{Mod} .

$$E_{Mod} = E_{Mod,Dir} + E_{Mod,Diff} + E_{Mod,Refl} \quad (4-7)$$

In Abbildung 4-3 sind die drei Anteile, die gesamte auf ein in Graz installiertes PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke E_{Mod} und die gemessene Globalstrahlung E_G für zwei unterschiedliche azimutale Ausrichtungen (Links: $\alpha_{Mod} = -60^\circ$ östlich; Rechts: $\alpha_{Mod} = 60^\circ$ westlich), aber gleicher Modulneigung ($\gamma_{Mod} = 40^\circ$) dargestellt.

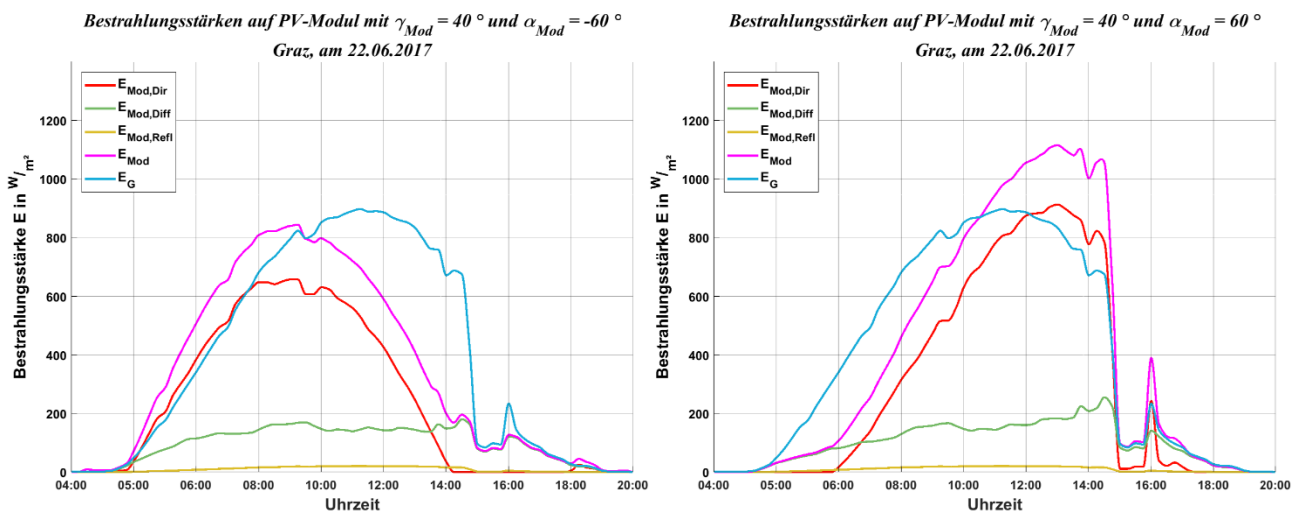


Abbildung 4-3: Bestrahlungsstärke E_{Mod} auf ein PV-Modul aufgeteilt in Direkt-, Diffus- und reflektierte Bestrahlungsstärke (Links: $\alpha_{Mod} = -60^\circ$ östlich; Rechts: $\alpha_{Mod} = 60^\circ$ westlich) und Globalstrahlung E_G

Bei der in Abbildung 4-3 links dargestellten Verlauf von der Bestrahlungsstärke E_{Mod} erreicht diese einen Spitzenwert von $E_{Mod} = 845 \text{ W/m}^2$ um 09:45 Uhr (UTC+1) und die Einstrahlungsenergie auf das PV-Modul beträgt für diesen Tag $W_{E,Mod} = 6,27 \text{ kWh/m}^2$. Am Vormittag ist aufgrund der östlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$) die Bestrahlungsstärke E_{Mod} höher als die Globalstrahlung E_G und höher als am Nachmittag. Wird das PV-Modul nach Westen ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$) ausgerichtet, wie in Abbildung 4-3 rechts dargestellt, so ist die Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul E_{Mod} am Vormittag geringer als die Globalstrahlung E_G , aber dafür am Nachmittag höher. Weiters ist der Spitzenwert für den betrachteten Tag (22.06.2017) für den gewählten Standort Graz höher, nämlich $E_{Mod} = 1116 \text{ W/m}^2$ um

13:00 Uhr (UTC+1). Gleiches gilt für die Einstrahlungsenergie: Im Vergleich zu der östlichen Ausrichtung steigt sie für den betrachteten Tag um $0,92 \text{ kWh/m}^2$ auf $W_{E,Mod} = 7,19 \text{ kWh/m}^2$ an und aufgrund dessen wird das PV-Modul bei dieser Positionierung an diesem Tag einen höheren elektrischen Ertrag liefern als bei der östlichen Ausrichtung.

4.2 NOCT-METHODE

Die Bestrahlungsstärke auf ein PV-Modul kann wie in Kapitel 4.2 gezeigt, Werte über $E_{Mod} = 1000 \text{ W/m}^2$ annehmen; Berechnet man die auf die gesamte Fläche eines wie in dieser Arbeit verwendeten PV-Moduls (siehe Datenblatt Abbildung A 39) auftreffende Bestrahlungsstärke, so entspricht diese ca. 1660 W.

Das PV-Modul wird sich folge dessen erwärmen und aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten der verwendeten Halbleiter seine erzeugte elektrische Leistung reduzieren. Eine Berücksichtigung der Temperatur bei der Berechnung der erzeugten elektrischen Leistung eines PV-Moduls kann mit der sogenannten „Nominal Operating Cell Temperature“ (NOCT)-Methode erfolgen. Diese liefert mit der in Kapitel 4.2 berechneten Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul, der Umgebungstemperatur sowie den Modulparametern aus dem Datenblatt laut [15] geeignete Ergebnisse. Ein weiterer Vorteil dieser Methode ist, dass bei einer Verwendung von verschiedenen Modultypen nur die Modulparameter aus dem Datenblatt verändert werden müssen. Nachteilig ist aber, dass weder die Windgeschwindigkeit noch ein etwaiger Niederschlag in die Berechnung mit einfließen, welche zu einer Abkühlung des PV-Moduls führen würden. [15]

Für sämtliche Berechnungen im Zuge dieser Arbeit ist die Umgebungstemperatur am selben Ort (Graz, Österreich) gemessen worden, wo auch die Aufzeichnung der Globalstrahlung erfolgt ist. Nachfolgend wird diese Methodik näher erklärt und die Auswirkungen der Temperatur auf die elektrisch erzeugte Leistung für ein in Graz installiertes PV-Modul mit derselben Positionierung wie in Kapitel 4.2 ($\gamma_{Mod} = 40^\circ$, $\alpha_{Mod} = 60^\circ$) gezeigt.

Beginnend muss in Gleichung (4-8) die nominale Leistung P_N , der Kurzschlussstrom I_{KS} und die Leerlaufspannung U_{LL} des PV-Moduls eingesetzt werden um den Füllfaktor FF zu erhalten. [15]

$$FF = \frac{P_N}{I_{KS} \cdot U_{LL}} \quad (4-8)$$

Der Füllfaktor beschreibt, wie weit sich die Strom-Spannungskennlinie des PV-Moduls an das durch den Kurzschlussstrom und der Leerlaufspannung aufgespannte Rechteck annähert.

Die Angaben im Datenblatt werden einerseits bei sogenannten „Standard Test Conditions“ (STC) ermittelt, welche normativ festgelegt werden sowie bei realitätsnäheren, den sogenannten NOCT-Bedingungen. Bei STC wird das PV-Modul einer Bestrahlungsstärke von $E_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ sowie einer Umgebungstemperatur von $\vartheta_{STC} = 25^\circ\text{C}$ ausgesetzt.

Die Leerlaufspannung des PV-Moduls, bei der tatsächlichen Bestrahlungsstärke E_{Mod} (Berechnung siehe Kapitel 4.1), $U_{LL,E_{Mod}}$ wird mit Gleichung (4-9) mit der Bestrahlungsstärke bei STC E_{STC} , der Leerlaufspannung des PV-Moduls bei STC U_{LL} und der Bestrahlungsstärke E_{Mod} berechnet. [15]

$$U_{LL,E_{Mod}} = \frac{\ln(E_{Mod})}{\ln(E_{STC})} \cdot U_{LL} \quad (4-9)$$

Um den Kurzschlussstrom ebenso an die tatsächlich auf das PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke anzupassen, ist mit Gleichung (4-10) der sogenannte Korrekturfaktor c_θ zu ermitteln. Dieser

wird mit dem Kurzschlussstrom I_{KS} , der Bestrahlungsstärke E_{STC} und der Leerlaufspannung U_{LL} jeweils bei STC berechnet. [15]

$$c_0 = \frac{I_{KS}}{E_{STC}} \cdot U_{LL} \quad (4-10)$$

Gleichung (4-11), wo die Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul E_{Mod} mit dem Korrekturfaktor c_0 multipliziert wird, liefert als Ergebnis den an die Bestrahlungsstärke E_{Mod} angepassten Kurzschlussstrom $I_{KS,E_{Mod}}$ des PV-Moduls. [15]

$$I_{KS,E_{Mod}} = c_0 \cdot E_{Mod} \quad (4-11)$$

Fortführend kann die erzeugte elektrische Leistung $P_{E_{Mod}}$ des PV-Moduls bei einer Bestrahlungsstärke E_{Mod} mit Gleichung (4-12) berechnet werden. Hierbei wird der an E_{Mod} angepasste Kurzschlussstrom $I_{KS,E_{Mod}}$ mit der ebenso angepassten Leerlaufspannung $U_{LL,E_{Mod}}$ multipliziert. [15]

$$P_{E_{Mod}} = I_{KS,E_{Mod}} \cdot U_{LL,E_{Mod}} \quad (4-12)$$

Die vorherigen Betrachtungen berücksichtigen nicht den Einfluss der Modultemperatur, sondern liefern die erzeugte elektrische Leistung bei der STC Temperatur von $\vartheta_{STC} = 25 \text{ °C}$. Um die tatsächliche Modultemperatur zu berechnen gibt der Hersteller die Modultemperatur ϑ_{NOCT} , die Umgebungstemperatur $\vartheta_{Umg,NOCT}$ und die Bestrahlungsstärke E_{NOCT} bei der die NOCT-Parameter ermittelt wurden an. Für das verwendete PV-Modul sind diese laut Datenblatt (siehe Abbildung A 39) $\vartheta_{NOCT} = 47 \text{ °C}$, $\vartheta_{Umg,NOCT} = 20 \text{ °C}$ und $E_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$. Werden diese Parameter, sowie die gemessene Umgebungstemperatur ϑ_{Umg} in Gleichung (4-13) eingesetzt, so erhält man die tatsächliche Modultemperatur ϑ_{Mod} [15].

$$\vartheta_{Mod} = \vartheta_{Umg} + \frac{\vartheta_{NOCT} - \vartheta_{Umg,NOCT}}{E_{NOCT}} \quad (4-13)$$

In Abbildung 4-4 ist der Verlauf der Modultemperatur ϑ_{Mod} für das westlich ausgerichtete PV-Modul ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$, $\gamma_{Mod} = 40^\circ$) für einen Wintertag (links) und einen Sommertag (rechts) bei Schönwetter dargestellt.

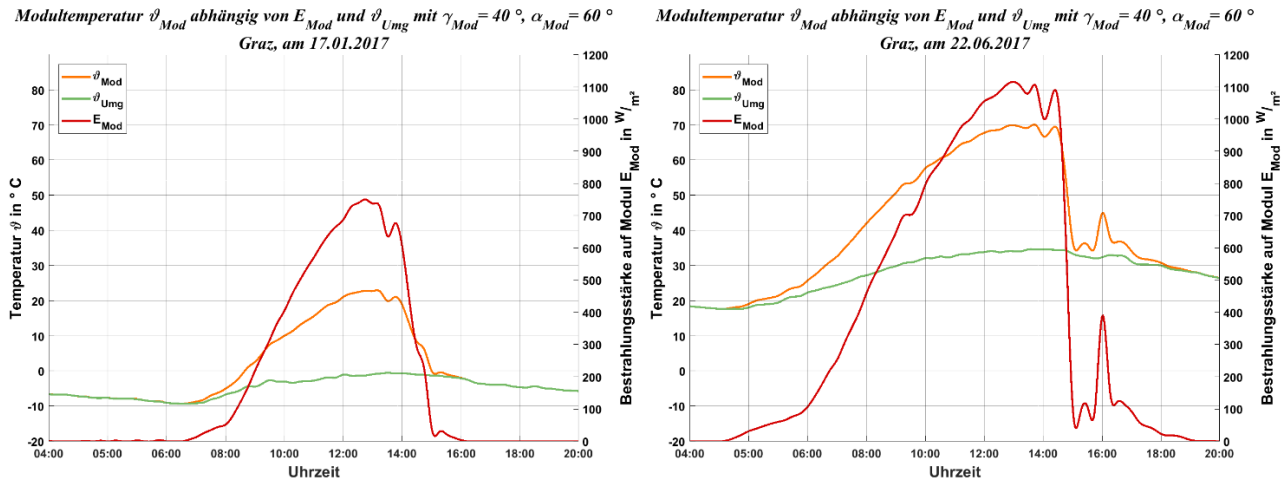


Abbildung 4-4: Modultemperatur ϑ_{Mod} in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke E_{Mod} und der Umgebungstemperatur ϑ_{Umg} (Links: 17.01.2017 – Wintertag; Rechts: 22.06.2017 – Sommertag)

Obwohl am Wintertag die Umgebungstemperatur ϑ_{Umg} ab Sonnenaufgang und bis Sonnenuntergang sich nahe am Gefrierpunkt befindet, erreicht die Modultemperatur ϑ_{Mod} Werte von nahezu 50°C (siehe Abbildung 4-4 links). Erfolgt die Betrachtung der Modultemperatur an einem Sommertag (siehe Abbildung 4-4 rechts), so steigt diese aufgrund der höheren Bestrahlungsstärke E_{Mod} und der ebenso höheren Umgebungstemperatur ϑ_{Umg} im Vergleich zu dem Wintertag auf über $\vartheta_{Mod} = 80^\circ\text{C}$ an. Aufgrund der hohen erreichbaren Modultemperaturen im realen Betrieb im Vergleich zur Temperatur bei STC-Bedingungen ($\vartheta_{STC} = 25^\circ\text{C}$) und des negativen Temperaturkoeffizienten der Halbleiterschicht darf der Einfluss der Modultemperatur auf die erzeugte elektrische Leistung nicht vernachlässigt werden.

Für die Anpassung der elektrischen Leistung $P_{E_{Mod}}$, welche bei der STC-Temperatur und einer bestimmten Bestrahlungsstärke berechnet worden ist, an die Modultemperatur, ist nach Gleichung (4-14) die Differenz $\Delta\vartheta$ der Modultemperatur ϑ_{Mod} und der STC-Temperatur ϑ_{STC} zu bilden. [15]

$$\Delta\vartheta = \vartheta_{Mod} - \vartheta_{STC} \quad (4-14)$$

Wird die Temperaturdifferenz $\Delta\vartheta$ aus Gleichung (4-14), der Temperaturkoeffizient des gewählten PV-Moduls $\alpha_{Pm} = -0,44 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ sowie die an die Bestrahlungsstärke E_{Mod} angepasste elektrische Leistung $P_{E_{Mod}}$ in Gleichung (4-15) eingesetzt, erhält man die tatsächliche, an die Modultemperatur angepasste erzeugte elektrische Leistung $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ des PV-Moduls. [15]

$$P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}} = P_{E_{Mod}} \cdot (1 + \alpha_{Pm} \cdot \Delta\vartheta) \quad (4-15)$$

Der Verlauf der an die Bestrahlungsstärke und an die Modultemperatur angepasste elektrische Leistung $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ wird für einen Wintertag (17.01.2017) in Abbildung 4-5 links und für einen Sommertag (22.06.2017) in Abbildung 4-5 rechts, jeweils bei Schönwetter, mit der theoretischen Erzeugerleistung des PV-Moduls ohne Anpassung an die Modultemperatur $P_{E_{Mod}}$ verglichen. Zusätzlich ist noch für das gewählte PV-Modul die Modultemperatur ϑ_{Mod} auf der rechten Ordinate aufgetragen.

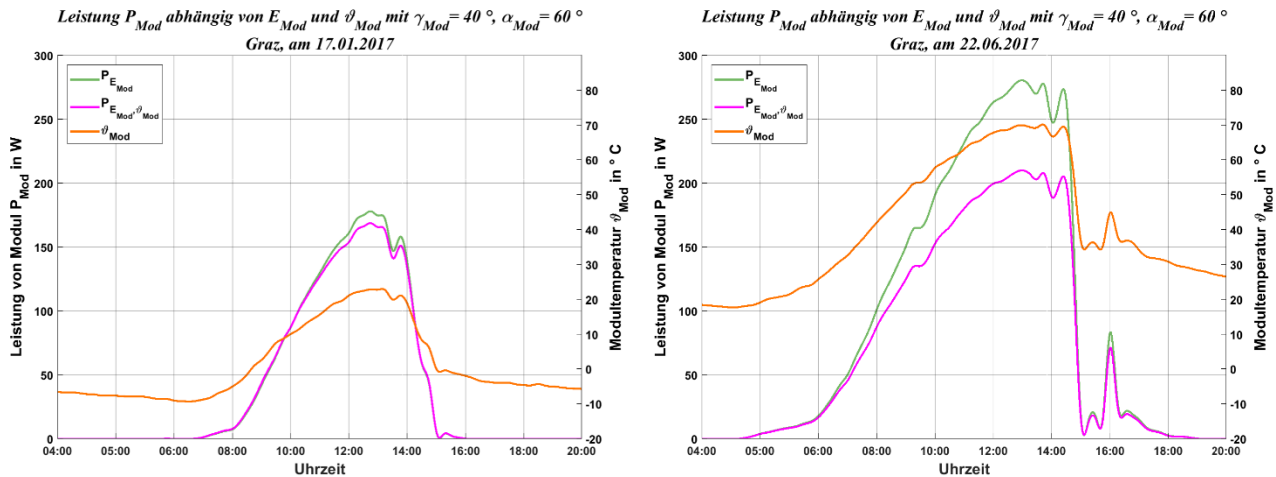


Abbildung 4-5: Elektrische Leistung des PV-Moduls P_{Mod} angepasst an Bestrahlungsstärke E_{Mod} und Modultemperatur ϑ_{Mod} (Links: 17.01.2017 – Wintertag; Rechts: 22.06.2017 – Sommertag)

An dem Wintertag bewegt sich die Modultemperatur zu Mittag um die STC-Temperatur, wodurch der Unterschied zwischen den beiden Leistungsverläufen gering ist. An dem Sommertag ist aufgrund der höheren Bestrahlungsstärke und der höheren Umgebungstemperatur im Vergleich zu dem Wintertag die Modultemperatur zur Mittagszeit um bis zu 50 °C höher. Würde diese Erhöhung der Modultemperatur bei der Berechnung der elektrischen Erzeugung des PV-Moduls nicht berücksichtigt werden, so wäre an diesem Tag die Abweichung 25 % zwischen der an die Bestrahlungsstärke angepassten elektrischen Leistung $P_{E_{Mod}}$ und der tatsächlichen elektrischen Leistung, bei der die Modultemperatur berücksichtigt wird $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$. Für eine realitätsnahe Ertragsprognose einer PV-Anlage ist es daher zwingend notwendig den Einfluss der Modultemperatur zu berücksichtigen, denn diese kann wie in Abbildung 4-5 rechts gezeigt nicht nur weit höher als die STC-Temperatur sein, wodurch die Lieferleistung des PV-Moduls sinkt, sondern auch an sehr kalten Wintertagen unter ihr liegen, folge dessen die Lieferleistung höher wäre als bei der STC-Temperatur.

Diese Umstände können mit dem elektrischen Wirkungsgrad des PV-Moduls verdeutlicht werden, welcher sich allgemein aus der Division der erzeugten elektrischen Leistung durch das Produkt aus der Bestrahlungsstärke und des Flächeninhaltes der Halbleiterfläche des PV-Moduls ergibt. Wird die erzeugte elektrische Leistung $P_{E_{Mod}}$ aus Gleichung (4-12) durch das Produkt aus der Bestrahlungsstärke E_{Mod} und des Flächeninhaltes der Halbleiterfläche A_{HI} dividiert, so erhält man laut Gleichung (4-16) den Wirkungsgrad angepasst an die Bestrahlungsstärke $\eta_{E_{Mod}}$ [15].

$$\eta_{E_{Mod}} = \frac{P_{E_{Mod}}}{E_{Mod} \cdot A_{HI}} \quad (4-16)$$

Erfolgt eine Berücksichtigung der Modultemperatur, so ist statt der an die Bestrahlungsstärke angepasste elektrische Leistung $P_{E_{Mod}}$, die an die Bestrahlungsstärke und Modultemperatur angepasste elektrische Leistung $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ einzusetzen, wodurch sich Gleichung (4-16) zu Gleichung (4-17) ändert und man den tatsächlichen Wirkungsgrad des PV-Moduls $\eta_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ erhält. [15]

$$\eta_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}} = \frac{P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}}{E_{Mod} \cdot A_{HI}} \quad (4-17)$$

In Abbildung 4-6 ist der Verlauf der Wirkungsgrade eines PV-Moduls, angepasst nur an die Bestrahlungsstärke $\eta_{E_{Mod}}$, sowie an diese und die Modultemperatur $\eta_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ für die gleichen Tage wie in Abbildung 4-5 dargestellt.

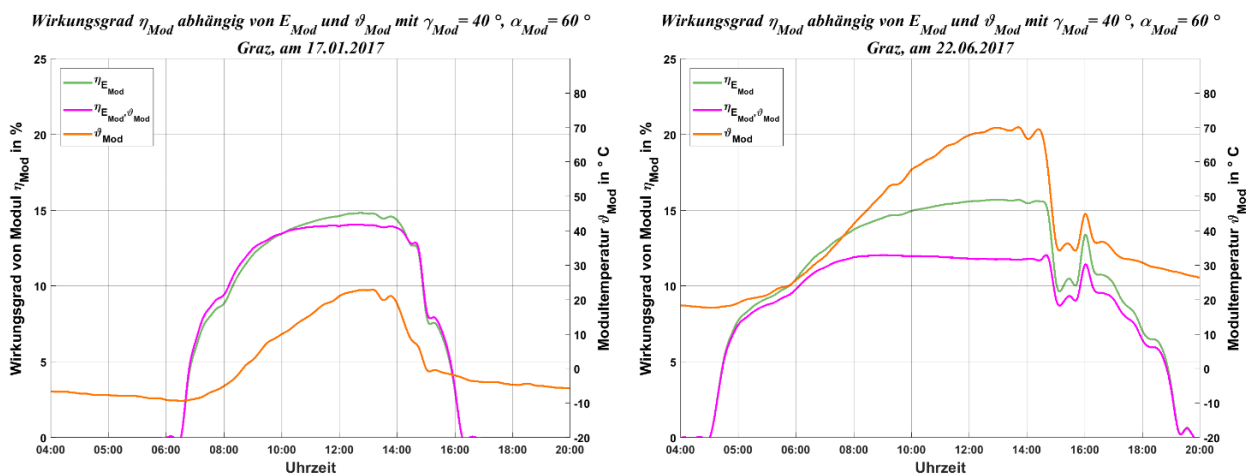


Abbildung 4-6: Wirkungsgrad des PV-Moduls η_{Mod} angepasst an Bestrahlungsstärke E_{Mod} und Modultemperatur ϑ_{Mod} (Links: 17.01.2017 – Wintertag; Rechts: 22.06.2017 – Sommertag)

An dem Wintertag (siehe Abbildung 4-6 links) liegt die Modultemperatur in den Morgenstunden unter der STC-Temperatur, der tatsächliche Wirkungsgrad ist somit höher als jener bei der STC-Temperatur. Zu Mittag wird die STC-Temperatur nur geringfügig überschritten und der tatsächliche Wirkungsgrad liegt nur geringfügig unter jenem bei STC-Temperatur. An dem Sommertag (siehe Abbildung 4-6 rechts) ist diese Differenz aufgrund der hohen Modultemperatur weit höher. Würde sich bei keiner Berücksichtigung der Modultemperatur der Wirkungsgrad in der Nähe des im Datenblatt angegebenen von 15,4 % (siehe Abbildung A 39) befinden, so sinkt er in der Realität auf Werte unter 12 %. Aufgrund dieser Tatsachen kann die Erkenntnis getroffen werden, dass bei zunehmender Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul, seine elektrisch erzeugte Leistung nicht linear steigt.

PV-Module liefern aufgrund ihres physikalischen Aufbaus einen Gleichstrom, bzw. erzeugen sie eine Gleichspannung, da aber das öffentliche Stromnetz als Drehstromnetz ausgeführt ist, müssen die Gleichstromkomponenten in Wechselstrom bzw. Drehstromkomponenten mit einem Wechselrichter konvertiert werden. Dieser ist ebenso verlustbehaftet und sein Wirkungsgrad nimmt mit steigender Leistung ab. Für einen Vergleich unterschiedlicher Wechselrichter, ist ein gewichteter, durchschnittlicher Wirkungsgrad definiert, nämlich der EU-Wirkungsgrad η_{EU} [15]. Die dem Betreiber einer PV-Anlage zur Verfügung stehende elektrische Leistung $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod},\eta_{EU}}$ berechnet sich mit Gleichung (4-18) somit aus dem Produkt der tatsächlichen Erzeugung der PV-Anlage bzw. jedes einzelnen PV-Moduls $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ und dem EU-Wirkungsgrad des Wechselrichters η_{EU} [15].

$$P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod},\eta_{EU}} = P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}} \cdot \eta_{EU} \quad (4-18)$$

Der Gesamtwirkungsgrad einer PV-Anlage bzw. eines PV-Moduls ergibt sich wiederum durch Division der erzeugten elektrischen Leistung mit dem Produkt aus der Bestrahlungsstärke und dem Produkt aus dem Flächeninhalt der Halbleiterfläche. In Gleichung (4-17) ist somit statt $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod}}$ die elektrische Leistung inklusive des EU-Wirkungsgrades des Wechselrichters $P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod},\eta_{EU}}$ einzusetzen und es ergibt sich mit Gleichung (4-19) der Gesamtwirkungsgrad $\eta_{E_{Mod},\vartheta_{Mod},\eta_{EU}}$ [15].

$$\eta_{E_{Mod},\vartheta_{Mod},\eta_{EU}} = \frac{P_{E_{Mod},\vartheta_{Mod},\eta_{EU}}}{E_{Mod} \cdot A_{HL}} \quad (4-19)$$

Der EU-Wirkungsgrad sei nachfolgend mit $\eta_{EU} = 96\%$ festgelegt, somit kann der in Gleichung (4-17) ermittelte Wirkungsgrad mit 0,96 multipliziert werden und man erhält dasselbe Ergebnis wie unter Anwendung von Gleichung (4-19) [15].

4.3 VERSCHATTUNGSANALYSE

In Kapitel 4.1 wird davon ausgegangen, dass zu jedem Zeitpunkt die maximal mögliche Bestrahlungsstärke, resultierend aus den Wetterdaten und der Positionierung des PV-Moduls, auf das PV-Modul auftrifft, unter realen Bedingungen kann sich diese aber durch Verschattung des PV-Moduls verringern. Bei einer zeitweisen Verschattung wird sich folge dessen die von dem PV-Modul erzeugte elektrische Energie über einen Beobachtungszeitraum, wie z.B. ein Kalenderjahr, reduzieren [10]. Die Verschattung des PV-Moduls kann entweder durch in näherer Umgebung liegender Objekte (z.B. durch Gebäude oder Bäume) aber ebenso bei einer PV-Anlage, bestehend aus mehreren Modulreihen durch vor ihm positionierten PV-Modulen erfolgen [10]. Um diesen negativen Einfluss auf die erzeugte elektrische Energie eines Schattenwurfs auf die PV-Module so gering wie möglich zu halten, sollte bei der Planung einer PV-Anlage eine Verschattungsanalyse einbezogen werden. Die Ergebnisse der Verschattungsanalyse können in die Berechnung der Bestrahlungsstärke auf die PV-Module (siehe Kapitel 4.1) implementiert werden, wodurch für einen individuellen Standort einer PV-Anlage, eine realitätsnahe Ertragsprognose hinsichtlich der elektrischen Energieerzeugung durchführbar ist [10]. Im nachfolgenden Kapitel soll der Vorgang bei der Bestimmung der Verschattung der PV-Module, sowie deren Einfluss auf die elektrische Energieerzeugung an einer fiktiven PV-Anlage erklärt werden. Das dazu verwendete Beispiel einer auf einem Flachdach positionierten PV-Anlage, bestehend aus 20 PV-Modulen, sowie in näherer Umgebung liegenden Objekten ist in Abbildung 4-7 dargestellt.

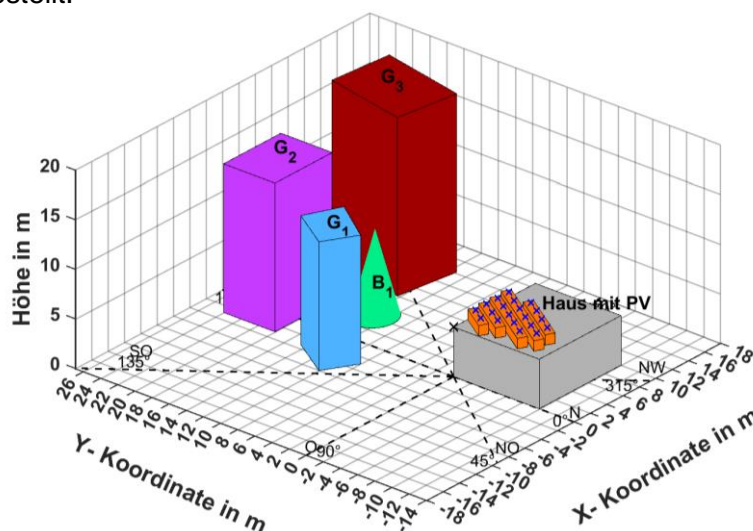


Abbildung 4-7: Beispiel einer PV-Anlage mit umliegenden Objekten

Auf dem Dach des in Abbildung 4-7 in grau dargestellten Hauses soll die PV-Anlage installiert werden und die umliegenden Objekte bestehend aus den Gebäuden G_1 , G_2 und G_3 , dem Baum B_1 sowie

die gegenseitige Verschattung der PV-Module in die Verschattungsanalyse implementiert werden, wobei die Simulation der einzelnen Modulreihen als Quader (in Abbildung 4-7 orange gezeichnet) erfolgt. Die Position der einzelnen PV-Module ist durch die blauen Kreuze auf den orangen Quadern ersichtlich. Für eine eindeutige Identifizierung der Position der PV-Module, der daraus resultierenden quaderförmigen Modulreihen sowie der umliegenden Objekte wird ein kartesisches Koordinatensystem aufgespannt, dessen Ursprung sich im südöstlichsten, ebenerdigen Punkt des grauen Hauses befindet. Zusätzlich sind die Himmelsrichtungen mit den gleichen Winkeldefinitionen wie des Sonnenazimuts (siehe Tabelle 3-1) eingezeichnet. Es kann das Koordinatensystem beliebig gewählt werden (z.B. Kugel- oder Zylinderkoordinatensystem), ebenso die Winkeldefinitionen der Himmelsrichtungen, in weiterer Folge bei der Berechnung des Schattenpolygonzuges (siehe Kapitel 4.3.1) hat aber eine Transformation der Winkelbeziehungen in jene des Sonnenstandes zu erfolgen [10]. Um sich diesen Rechenschritt zu ersparen, werden bei dieser Verschattungsanalyse im Vorhinein die Winkeldefinitionen für die Himmelsrichtungen wie in Kapitel 3.2 nach DIN 5034-2 gewählt. Jene Bezeichnungen der PV-Anlage umgebenden Objekte und des grauen Hauses, auf dem die PV-Module installiert werden, sowie deren ebenerdig gemessene Höhe sind in nachfolgender Tabelle 4-2 angegeben.

Tabelle 4-2: Objektbezeichnungen und –höhen der fiktiven Anordnung aus Abbildung 4-7

Objekt	Bezeichnung	h_{obj}
–	–	m
G_1	Gebäude 1	13
G_2	Gebäude 2	15
G_3	Gebäude 3	18
B_1	Baum 1	9
Haus mit PV		5

Das kleinste in Abbildung 4-7 in blau dargestellte Gebäude G_1 ist dem Haus am nächsten und liegt vom Ursprung aus betrachtet südöstlich. Die Position des in violett dargestellten Gebäudes G_2 ist südlich des Hauses und eine Fassade des Hauses und eine des Gebäudes G_2 sind parallel zueinander. Südöstlich vom Ursprung liegt in Rot dargestellt das höchste und am weitesten entfernte Objekt dieser Anordnung, das Gebäude G_3 . Die Dächer aller drei Gebäude sind als Flachdach ausgeführt und deren Bauform sei als Quader dargestellt. Umgeben von den drei Gebäuden steht ein Baum B_1 , dessen Form der Einfachheit halber als Kegel dargestellt wird.

Die PV-Module auf dem Haus sind in Abbildung 4-7 azimutal mit $\alpha_{Mod} = -60^\circ$ ausgerichtet und mit $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ geneigt, weiters ist ein Abstand zwischen den Modulreihen I_{Reihe} zu erkennen, welcher wie in Abbildung 4-8 definiert ist.

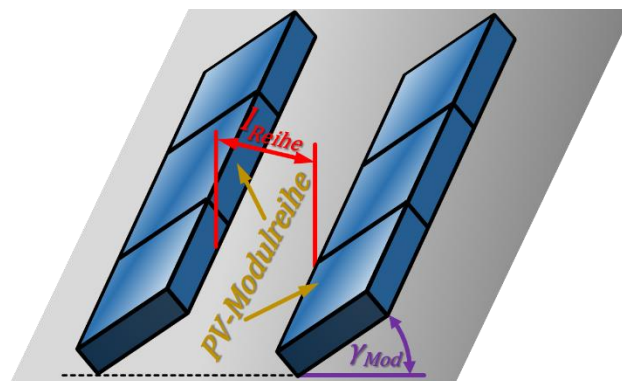


Abbildung 4-8: Definition der Modulneigung γ_{Mod} und des Modulreihenabstandes I_{Reihe}

Bei der Messung, bzw. Festlegung des Modulreihenabstandes I_{Reihe} , wird davon ausgegangen, dass die Modulreihen parallel, wie in Abbildung 4-8 dargestellt, zueinander liegen. Der Abstand wird zwischen den am nächst gelegenen Punkten der PV-Module gemessen, woraus folgt, dass sein Minimalwert null Zentimeter ist, damit es zu keiner Überlappung der PV-Module kommt. Für die auf dem

Haus positionierten PV-Module in Abbildung 4-8 ist der Modulreihenabstand mit $I_{Reihe} = 25$ cm festgelegt, wobei aufgrund der ausreichend großen Fläche wäre durchaus ein höherer wählbar, ohne dass es zu einer Verringerung der Modulanzahl kommt.

4.3.1 Bestimmung des Schattenpolygonzuges von umliegenden Objekten

In dieser Arbeit sowie in diesem Beispiel (siehe Abbildung 4-7) wird um den Rechenaufwand in Grenzen zu halten der Mittelpunkt der Halbleiteroberfläche M_{Mod} jedes PV-Moduls auf Verschattung untersucht. Ist dieser verschattet, kann man in guter Näherung davon ausgehen, dass die auf das PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke soweit reduziert ist, dass seine erzeugte elektrische Leistung einbricht (siehe Kapitel 4.3.2). Um eine Aussage zu treffen, ob und wann der Mittelpunkt eines PV-Moduls durch umliegende Objekte verschattet ist, muss allererst die Umgebung von einem Beobachterpunkt, in diesem Falle ist dies der Modulmittelpunkt aufgenommen werden [10]. Zur Veranschaulichung dieses Vorganges sei das Gebäude G_3 aus Abbildung 4-7, sowie ein beliebig positioniertes PV-Modul in Abbildung 4-9 dargestellt.

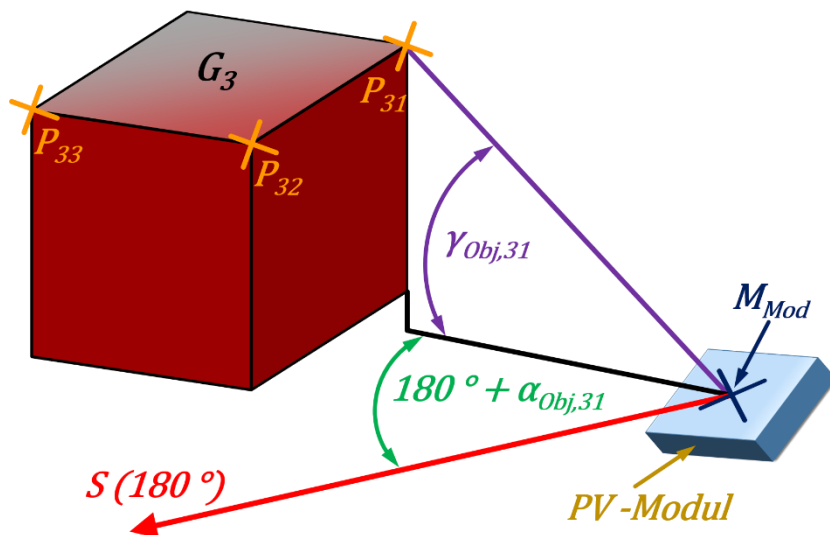


Abbildung 4-9: Definition des Höhenwinkels γ_{obj} und Azimutwinkel α_{obj} eines sichtbaren Punktes vom Modulmittelpunkt M_{Mod} aus betrachtet für Gebäude G_3 aus Abbildung 4-7

Verschiebt man den Ursprung des Koordinatensystems von dem am südöstlichsten gelegenen Punkt des Hauses (siehe Abbildung 4-7) in den Modulmittelpunkt, so sieht man von dem Dach des Gebäudes G_3 die Punkte P_{31} , P_{32} und P_{33} . Diese drei Punkte können von dem Modulmittelpunkt aus jeweils mit einem Höhenwinkel $\gamma_{obj,ij}$ und einem azimutalen Winkel $\alpha_{obj,ij}$ beschrieben werden, wobei auf P_{31} anschließend näher eingegangen wird. Der Höhenwinkel dieses Punktes muss kleiner als 90° sein, da ein Höhenwinkel von $\gamma_{obj,ij} \geq 90^\circ$ bedeuten würde, dass das Gebäude G_3 auf oder über dem Modulmittelpunkt steht. Der azimutale Winkel $\alpha_{obj,ij}$ wird von der Südachse aus gemessen und bei einer westlichen Position des Punktes addiert und bei einer östlichen subtrahiert. [10]

Eine mathematische Überprüfung ob der Punkt P_{31} vom Modulmittelpunkt aus sichtbar ist kann wie folgt durchgeführt werden: Der Punkt kann nur zwischen plus 90° und minus 90° der azimutalen Ausrichtung des PV-Moduls liegen. Wäre der azimutale Winkel des Punktes $\alpha_{obj,31}$ größer als $\alpha_{Mod} + 90^\circ$ oder kleiner als $\alpha_{Mod} - 90^\circ$, so würde der besagte Punkt P_{31} hinter dem PV-Modul liegen, wäre vom Beobachterpunkt (in diesem Falle ist dies der Modulmittelpunkt) aus nicht sichtbar und für die weiteren Berechnungen nicht von Bedeutung.

Trifft man als Wahl des Beobachterpunktes den Modulmittelpunkt des am südöstlich gelegenen PV-Moduls aus Abbildung 4-7, so können die von dort aus sichtbaren Punkte der umliegenden Objekte, beschrieben mit ihrem Azimutwinkel $\alpha_{Obj,ij}$ und Höhenwinkel $\gamma_{Obj,ij}$ aufgetragen werden und zu Schattenpolygonzügen der einzelnen Objekte wie in Abbildung 4-10 verbunden werden.

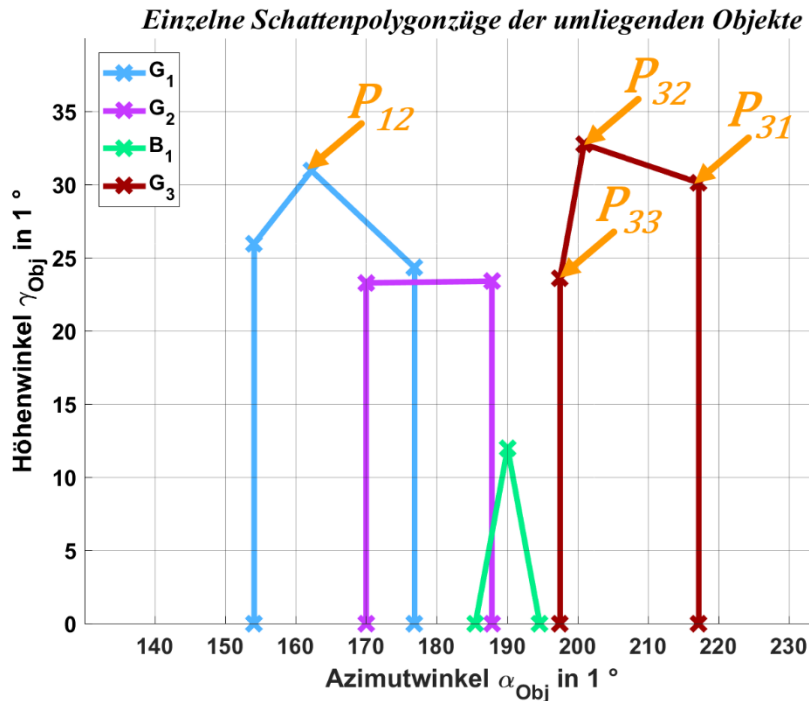


Abbildung 4-10: Einzelne Schattenpolygonzüge der umliegenden Objekte aus Abbildung 4-7

Der Punkt P_{31} des Gebäudes G_3 liegt azimutal am westlichsten, weshalb er den höchsten azimutalen Winkel, dargestellt in Abbildung 4-10, von zirka $\alpha_{Obj,31} = 217^\circ$ besitzt. Bei einem Vergleich der Schattenpolygonzüge von Gebäude G_1 und Gebäude G_3 fällt auf, dass beide nahezu denselben maximalen Höhenwinkel ($\gamma_{Obj,12} = 31^\circ$, $\gamma_{Obj,32} = 33^\circ$) erreichen, obwohl eine Differenz in ihrer Gebäudehöhe von 5 m (siehe Tabelle 5-1) herrscht. Die Begründung erschließt sich aus der absoluten Strecke zwischen dem Modulmittelpunkt und dem jeweils betrachteten Punkt des Gebäudes: Die Strecke zwischen dem Modulmittelpunkt und P_{12} ist kürzer als jene zwischen dem Modulmittelpunkt und P_{32} , folge dessen ist das Gebäude G_1 dem Beobachterpunkt näher und sein Schattenpolygonzug erreicht nahezu gleichen Höhenwinkel wie Gebäude G_3 . Der Schattenpolygonzug des Gebäudes G_2 hat die Form eines Rechtecks, da es wie anfangs erwähnt parallel zur südlichen Fassade des grauen Hauses, auf welches die PV-Module montiert werden (siehe Abbildung 4-7), liegt. Da der Baum B_1 als Kegel in Abbildung 4-7 dargestellt wird, ergibt sein Schattenpolygonzug die Form eines Dreiecks, dessen maximaler Höhenwinkel, aufgrund seiner geringen Höhe im Vergleich zu den Gebäuden, klein ist.

Bei einer Betrachtung von Abbildung 4-10 fällt auf, dass sich die einzelnen Schattenpolygonzüge der Objekte überschneiden können, wie zwischen dem Azimutwinkel von $\alpha_{Obj} = 170^\circ$ und $\alpha_{Obj} = 177^\circ$, wo sich die Schattenpolygonzüge von den Gebäuden G_1 und G_2 überschneiden. Tritt dieser Fall ein, so muss jener Schattenpolygonzug für diesen azimutalen Bereich gewählt werden, bei dem der Höhenwinkel den größeren Wert besitzt, da wie in diesem Fall das Gebäude G_1 den größeren Schatten wirft.

Führt man dies für alle Bereiche, wo es zu einer Überschneidung kommt durch (in diesem Beispiel zwischen G_1 und G_2 sowie zwischen G_2 und B_1), so resultiert daraus wie in Abbildung 4-11 dargestellt ein einziger Schattenpolygonzug.

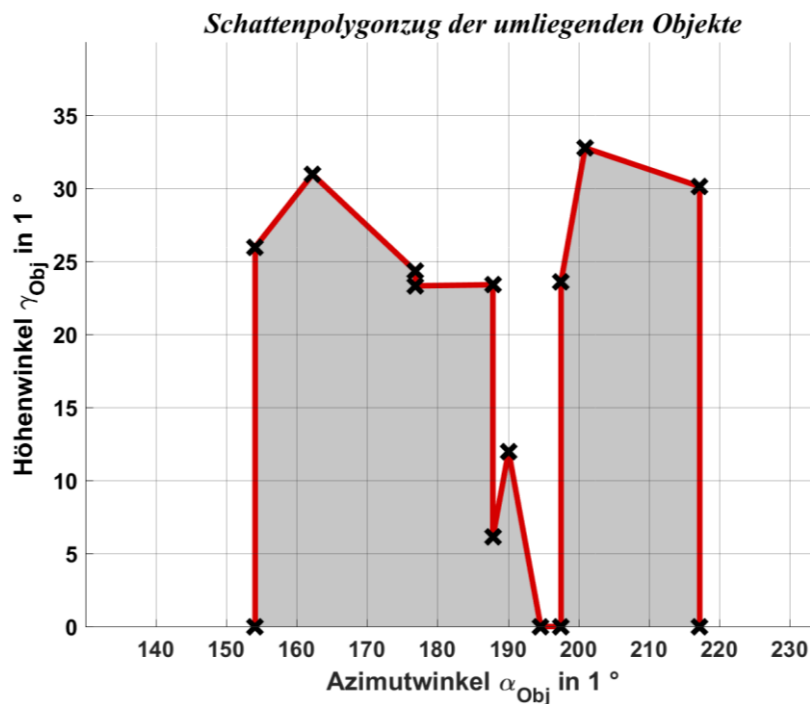


Abbildung 4-11: Horizontalverschattung durch die umliegenden Objekte aus Abbildung 4-7

Ein solcher wie in Abbildung 4-11 dargestellter einzelner Schattenpolygonzug der Umgebung wird in der Literatur oftmals als Horizontalverschattung bezeichnet, da er sämtliche von dem Beobachterpunkt aus in der Horizontalebene betrachtete relevante Objekte zu einer Vorderansicht (graue Fläche in Abbildung 4-11) vereint, welche die Sicht vom Beobachterpunkt aus auf die Sonne verdecken könnte. [11]

Die Bestimmung des Schattenpolygons bei gegenseitiger Verschattung der PV-Module folgt dem gleichen Schema wie jenem bei den umliegenden Objekten, es wird für jeden Modulmittelpunkt, falls vorhanden die vor ihm liegende Modulreihe als Quader dargestellt, wodurch man für jeden Modulmittelpunkt zwei Schattenpolygonzüge erhält. Die Überlegung dieser Methodik wird im nachfolgenden Kapitel 4.3.2 erläutert.

4.3.2 Direkter Verschattungsgrad

Ist die Horizontalverschattung des Modulmittelpunktes durch die umliegenden Objekte, sowie wenn vorhanden durch andere PV-Module bestimmt, so gilt es jene Zeitpunkte zu bestimmen, in denen das PV-Modul verschattet ist und in weiterer Folge diese Information in die Berechnung der erzeugten elektrischen Leistung des PV-Moduls bzw. der gesamten PV-Anlage einzubinden. Für den Beobachtungszeitraum, in dem das PV-Modul auf Verschattung untersucht werden soll, ist nach Kapitel 3.2.1 der Sonnenstand zu bestimmen. Dieser beinhaltet neben dem Azimutwinkel α_s , dem Höhenwinkel γ_s ebenso die Zeit (siehe Sonnenbahndiagramme in Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4). Nachfolgend soll das am südöstlich gelegenste PV-Modul aus Abbildung 4-7 für einen Wintertag (27.01.2017) und einen Sommertag (22.06.2017) am Standort Graz auf Verschattung untersucht werden.

Der Schattenpolygonzug wird wie die Position der Sonne durch einen Höhenwinkel γ_{Obj} und einem Azimutwinkel α_{Obj} beschrieben, wodurch es möglich ist ihn wie in Abbildung 4-12 dargestellt mit einem Sonnenbahndiagramm zu überlagern. Hier zeigt sich der Vorteil bei der Wahl gleichen Winkeldefinitionen bei der Berechnung des Sonnenstandes und des Schattenpolygonzuges: Ohne Umrechnung und sich dadurch der Gefahr eines Rechenfehlers auszusetzen, können sämtliche Ergebnisse übernommen und zu Papier gebracht werden.

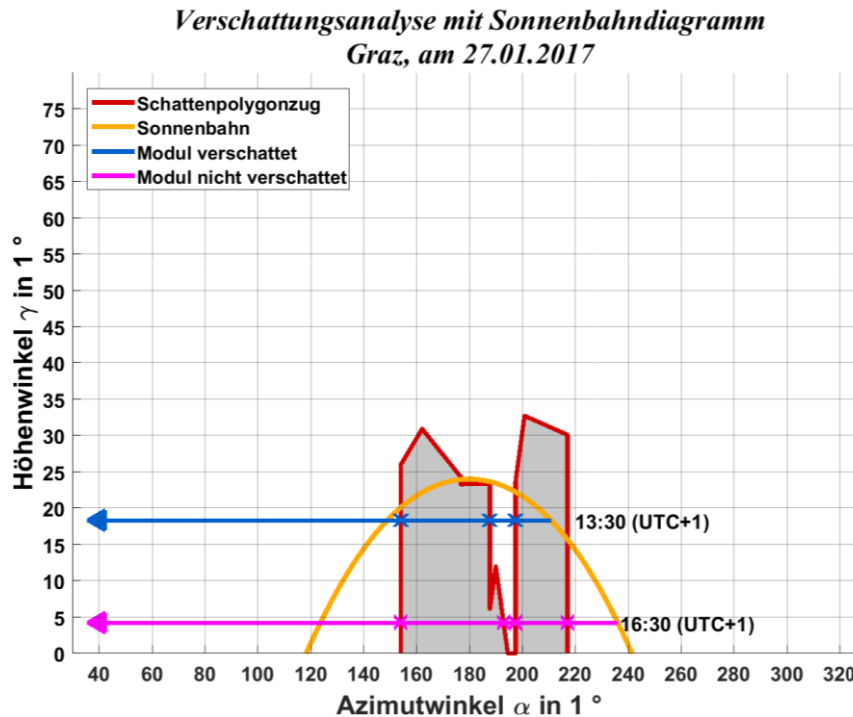


Abbildung 4-12: Verschattungsanalyse mit Sonnenbahndiagramm an einem Wintertag in Graz

Um das Wissen über die Verschattung des PV-Moduls zu erlangen ist wie in Abbildung 4-12 dargestellt folgende Prozedur für den Betrachtungszeitpunkt durchzuführen:

Vom Sonnenstand des Beobachtungszeitpunktes ausgehend nach links ist eine horizontale Linie zu zeichnen, welche über den azimutalen Minimalwert des Schattenpolygonzuges hinausragen muss [11]. Daraufhin ist die Anzahl der Schnittpunkte der horizontalen Linie mit dem Schattenpolygonzug zu zählen, ergibt diese Anzahl eine ungerade Zahl, so ist zu diesem Zeitpunkt der Mittelpunkt des PV-Moduls verschattet und bei einer geraden frei von Schatten [11]. In Abbildung 4-12 ist um 16:30 Uhr (UTC+1) die Anzahl der Schnittpunkte gerade, somit das PV-Modul nicht verschattet, im Gegensatz zu 13:30 Uhr (UTC+1), wo die Anzahl der Schnittpunkte ungerade ist und somit der Mittelpunkt des PV-Moduls verschattet ist. Diese Logik kann wie folgt begründet werden: Bei einer ungeraden Anzahl an Schnittpunkten (wie in Abbildung 4-12 um 13:30 Uhr (UTC+1)) liegt die Position der Sonne in der vom Schattenpolygonzug aufgespannten grauen Fläche, die Sonne wird vom Beobachterpunkt aus betrachtet durch die umliegenden Objekte verdeckt. Am späten Nachmittag (wie in Abbildung 4-12 um 16:30 Uhr (UTC+1)) liegt die Position der Sonne außerhalb, sie ist somit vom Mittelpunkt des PV-Moduls aus sichtbar und es kommt zu keiner Verschattung des Modulmittelpunktes.

Das Sonnenbahndiagramm für Graz (siehe Abbildung 3-3) zeigt, dass die Sonne im Sommer weit größere Höhenwinkel erreicht und bei niedrigeren azimutalen Winkeln aufgeht und größeren untergeht, somit wird das Ergebnis der Verschattungsanalyse an einem Sommertag, wie in Abbildung 4-13 dargestellt, für dieses Beispiel ein anderes sein als an dem Wintertag.

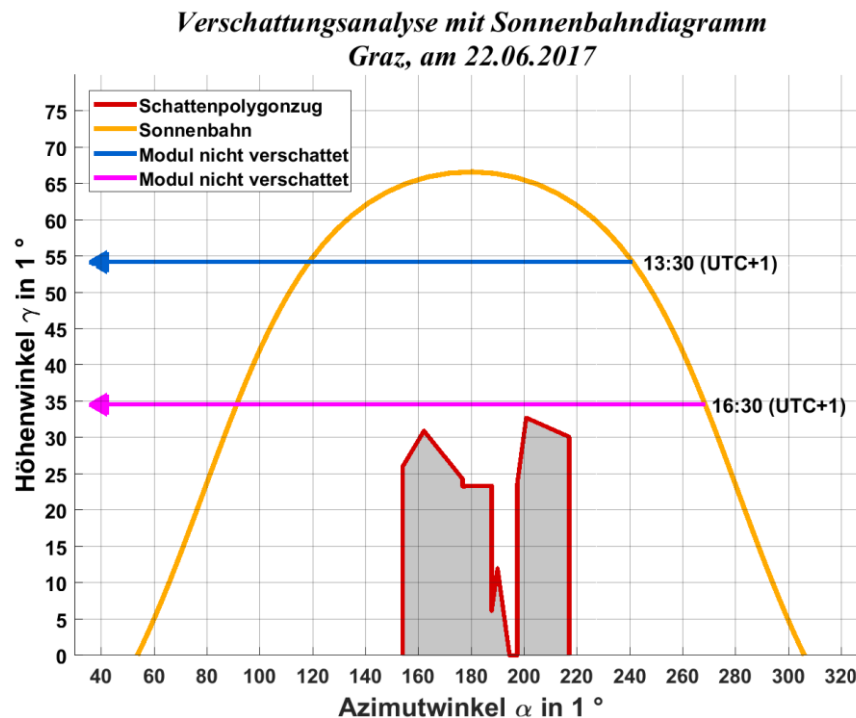


Abbildung 4-13: Verschattungsanalyse mit Sonnenbahndiagramm an einem Sommertag in Graz

Zeichnet man wieder die zwei horizontalen Linien zu denselben Uhrzeiten wie in Abbildung 4-12, so schneiden sie sich in beiden Fällen nie mit dem Schattenpolygonzug. Ist die Anzahl der Schnittpunkte null, so ist wie im Fall einer geraden Anzahl von Schnittpunkten der Mittelpunkt des PV-Moduls nicht verschattet. Verfolgt man die Position der Sonne über den lichten Tag in Abbildung 4-13, so ist sie nie innerhalb der vom Schattenpolygonzug aufgespannten grauen Fläche, wodurch es ganztägig zu keiner Verschattung des Modulmittelpunktes kommt.

Resümierend kann an einem Beobachterpunkt mit Hilfe des Sonnenstandes und der Schattenpolygonzüge zu jedem Zeitpunkt bestimmt werden, in welchen der Beobachterpunkt, in diesem Falle der Mittelpunkt des PV-Moduls, verschattet ist. Weiters ist das Risiko einer Verschattung von südlich gelegenen Objekten, deren Azimutwinkel um $\alpha_{obj} = 180^\circ$ liegen geringer als bei südöstlich ($\alpha_{obj} < 135^\circ$) oder südwestlich ($\alpha_{obj} > 225^\circ$) gelegenen Objekten, da die Sonne bei 180° in ihrem Zenit steht und ihr Höhenwinkel maximal wird. Vor allem in den Sommermonaten erreicht dieser hohe Werte und die Position der Sonne befindet sich über dem Schattenpolygonzug, sollte es hier trotzdem zu einer Verschattung kommen, würde mit hoher Wahrscheinlichkeit die Installation einer PV-Anlage nicht sinnvoll sein.

Um die Information über die Verschattung des PV-Moduls weiterverarbeiten zu können, wird der sogenannte direkte Verschattungsgrad S_{Dir} eingeführt welcher einer Binärlogik folgt: Ist das Modul frei von Verschattung, so ist dieser eins und bei Verschattung null [11]. Da zwei Verschattungsanalysen für den Modulmittelpunkt durchgeführt werden, ergeben sich zwei direkte Verschattungsgrade, dieser sei für das Resultat aus jener der umliegenden Objekte $S_{Dir,obj}$ und für die gegenseitige Verschattung der PV-Module $S_{Dir,geg}$.

Die beiden direkten Verschattungsgrade $S_{Dir,Obj}$ und $S_{Dir,geg}$ sind wie folgt definiert

$$S_{Dir,Obj} = \begin{cases} 0 & M_{Mod} \text{ verschattet} \\ 1 & M_{Mod} \text{ nicht verschattet} \end{cases}$$

$$S_{Dir,geg} = \begin{cases} 0 & M_{Mod} \text{ verschattet} \\ 1 & M_{Mod} \text{ nicht verschattet} \end{cases}$$

und ergeben durch Multiplikation miteinander laut Gleichung (4-20) den direkten Verschattungsgrad S_{Dir} des Mittelpunktes des PV-Modules.

$$S_{Dir} = S_{Dir,Obj} \cdot S_{Dir,geg} \quad (4-20)$$

Die Berücksichtigung bei der Berechnung der erzeugten elektrischen Leistung des PV-Moduls erfolgt bereits bei der Berechnung der auf das PV-Modul auftreffenden Bestrahlungsstärke, hier ändert sich Gleichung (4-7) zu Gleichung (4-21): [11]

$$E_{Mod} = E_{Mod,Dir} \cdot S_{Dir} + E_{Mod,Diff} + E_{Mod,Refl} \quad (4-21)$$

Durch Gleichung (4-21) wird ersichtlich warum es „direkter“ Verschattungsgrad heißt, es wird nämlich die auf das PV-Modul direkt auftreffende Bestrahlungsstärke $E_{Mod,Dir}$ mit ihm multipliziert, folge dessen bleibt bei auftretender Verschattung nur mehr der diffuse Anteil $E_{Mod,Diff}$ und der reflektierte Anteil $E_{Mod,Refl}$ übrig, wodurch sich die auf das PV-Modul auftreffende Bestrahlungsstärke an einem Schönwettertag stark reduziert. Zur Veranschaulichung der Einbußen aufgrund der Verschattung, sei der Verlauf der Bestrahlungsstärke für einen Wintertag (27.01.2017) auf das PV-Modul in Abbildung 4-14 dargestellt.

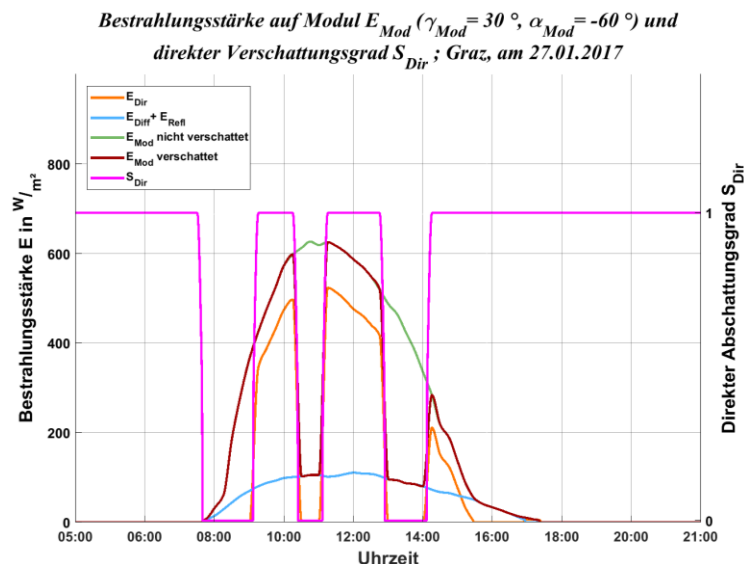


Abbildung 4-14: Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul E_{Mod} mit und ohne Verschattung sowie direkter Verschattungsgrad S_{Dir} bei $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und $\alpha_{Mod} = -60^\circ$

Bei einer Betrachtung der Bestrahlungsstärken in Abbildung 4-14 um 13:30 Uhr (UTC+1), wo das PV-Modul verschattet ist (siehe Abbildung 4-12), wird der direkte Verschattungsgrad $S_{Dir} = 0$ und die gesamte Bestrahlungsstärke auf das PV-Modul fällt von $E_{Mod} = 422 \text{ W}$ auf $E_{Mod} = 87 \text{ W}$.

Das PV-Modul ist über den lichten Tag (27.01.2017, Standort Graz), welcher zirka 8 h 30 min lang ist, über 3 h 30 min verschattet, das PV-Modul wird an diesem Tag weniger elektrische Energie erzeugen als wenn es frei von Verschattung wäre. Diese These wird durch Betrachtung der solaren Einstrahlungsenergie auf das PV-Modul über den lichten Tag bekräftigt; würde diese ohne Verschattung $W_{E,Mod} = 3,17 \text{ kWh/m}^2$ betragen, so liegt sie tatsächlich bei $W_{E,Mod} = 2,37 \text{ kWh/m}^2$. Für eine genaue Ertragsprognose einer PV-Anlage ist, wie an diesem Beispiel zu erkennen, bei umliegenden Objekten mit größerer Höhe als die PV-Anlage eine Verschattungsanalyse unverzichtbar, da sich wie in diesem Beispiel zeigt die solare Einstrahlungsenergie über einen lichten Tag um zirka 25 % reduziert und ohne Einbezug dieser Reduzierung die Ertragsprognose falsche Ergebnisse liefern würde.

4.3.3 Elektrische Leistung und elektrischer Jahresertrag

Sind die vorherigen Methoden, beginnend mit der Berechnung der Bestrahlungsstärke auf die PV-Module (siehe Kapitel 4.1) bis hin zur Verschattungsanalyse (siehe Kapitel 4.3.2) für den Planer einer PV-Anlage von Interesse, so liegt das Hauptaugenmerk des Betreibers der PV-Anlage auf der erzeugten elektrischen Leistung bzw. der erzeugten elektrischen Energie der PV-Anlage. Die erzeugte elektrische Leistung der PV-Anlage wird hierbei durch das Erzeugerprofil P_{PV} beschrieben und die erzeugte elektrische Energie mit dem elektrischen Jahresertrag W_{PV} beziffert.

Um diese zwei Erzeugungparameter zu beeinflussen und folge dessen die dem Planer vom Betreiber der PV-Anlage erteilten Wünsche hinsichtlich der erzeugten elektrischen Leistung und des elektrischen Jahresertrages zu erzielen stehen ihm folgende teilweise eingeschränkte Freiheitsgrade zur Verfügung:

- Positionierung der PV-Module:
 - Neigungswinkel γ_{Mod}
 - Azimutale Ausrichtung α_{Mod}
 - Modulreihenabstand l_{Reihe}
- Modulanzahl $ModAnz$

Eingeschränkt wird der Planer der PV-Anlage erstrangig durch die ihm zur Verfügung stehende Fläche, welche die maximal installierbare Leistung limitiert, ebenso ist es meist unmöglich die nähere Umgebung der PV-Anlage zu verändern (z.B. durch Fällen von Bäumen) um so eine Reduktion der Verschattung der PV-Anlage herbeizuführen. Weiters steht ihm standortbedingt eine bestimmte jährliche solare Einstrahlungsenergie zur Verfügung, deren optimale Nutzung sein Ziel sein sollte. Dieses Optimum kann der durch die richtige Wahl der Positionierung der PV-Module erreichen, so liegt es z.B. auf einer planaren Fläche in seinem Ermessen wie stark er die PV-Module neigt und nach welcher Himmelsrichtung er sie azimutal ausrichtet.

Wie in Kapitel 4.1 gezeigt hat die Positionierung der PV-Module einen maßgeblichen Einfluss auf die erzielbare Bestrahlungsstärke, somit liegt es nahe, dass sie ebenso einen Einfluss auf das Erzeugerprofil hat. Wird die PV-Anlage nicht verschattet, ist es relativ einfach die optimale Positionierung der PV-Module zu finden, wie zum Beispiel bei einer südlichen azimutalen Ausrichtung (für die nördliche Hemisphäre) wenn als Ziel ein möglichst hoher elektrischer Jahresertrag vorgegeben ist. Unterliegt die PV-Anlage aber einer Verschattung, so kann eine südliche azimutale Ausrichtung unter Umständen nicht zum maximal erzielbaren elektrischen Jahresertrag führen. Nachfolgend soll für die beispielhafte PV-Anlage (siehe Abbildung 4-7) die Auswirkungen der Positionierung der PV-Module auf dem Dach des Hauses hinsichtlich des Erzeugerprofiles und des elektrischen Jahresertrages untersucht werden. Die Anzahl der PV-Module wird der Einfachheit halber und um vergleichbare Ergebnisse zu erzielen wiederum auf $ModAnz = 20$ festgelegt.

Um die Auswirkungen einer Änderung der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module zu zeigen, sind in Abbildung 4-15 zwei Erzeugerprofile der PV-Anlage bei gleichem Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabstand I_{Reihe} aber unterschiedlicher azimuthaler Ausrichtung α_{Mod} dargestellt. Der betrachtete Tag (27.01.2017) ist der selbe, für den in Kapitel 4.3.2 bereits eine Verschattungsanalyse (siehe Abbildung 4-12) durchgeführt wird sowie der direkte Verschattungsgrad über den gesamten Tag bestimmt wird.

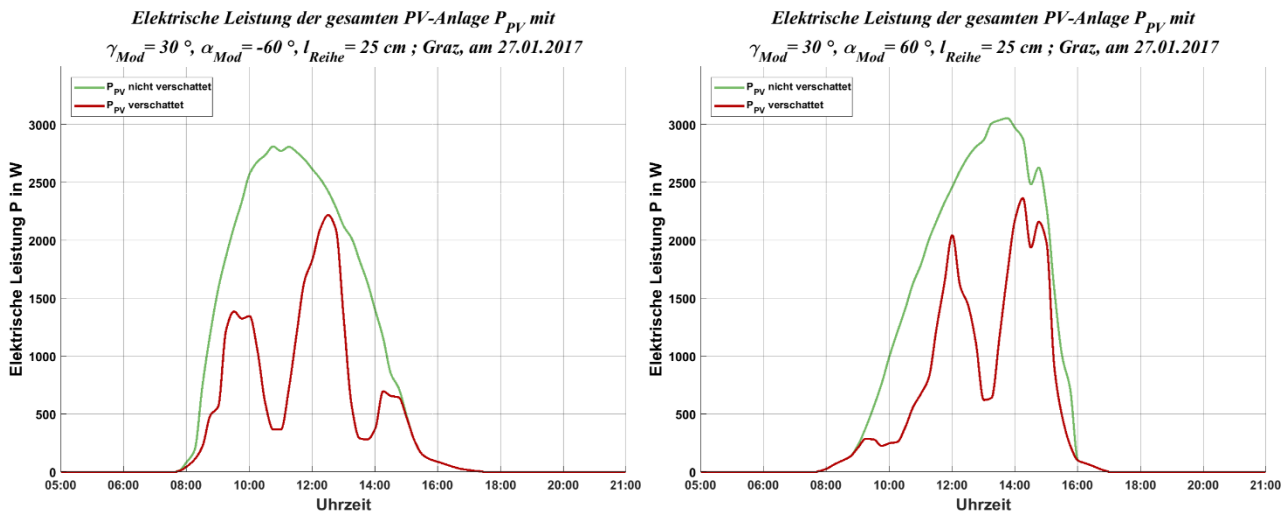


Abbildung 4-15: Elektrische Leistung der PV-Anlage P_{PV} mit und ohne Verschattung
 (Links: $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, $\alpha_{Mod} = -60^\circ$, $I_{Reihe} = 25$ cm; Rechts: $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, $\alpha_{Mod} = 60^\circ$, $I_{Reihe} = 25$ cm)

In Abbildung 4-15 links wird das reale Erzeugerprofil inklusive der Auswirkungen der Verschattung der PV-Anlage für eine südöstliche azimuthale Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$) und in Abbildung 4-15 rechts für eine südwestliche Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$) der PV-Module mit dem theoretischen Idealfall, bei dem es zu keiner Verschattung kommen würde, verglichen. Betrachtet man allererst nur die beiden Idealfälle, so würde bei der südöstlichen Ausrichtung die PV-Anlage in den Morgenstunden und am Vormittag (8:00 Uhr bis 10:30 Uhr, UTC+1) weit mehr elektrische Leistung zur Verfügung stellen, gegen Mittag wäre die Lieferleistung der südwestlich positionierten PV-Module höher, selbiges gilt für den Nachmittag. Es erscheint so, dass die zwei Erzeugerprofile zueinander um die Ordinate gespiegelt sind, mit dem Unterschied, dass die Spitzenleistung bei der südwestlichen Ausrichtung höher ist. Haben die idealen Erzeugerprofile einen sanften Verlauf, so bieten die realen ein Bild voller Spitzen und Senken: Bis 9:00 Uhr (UTC+1) steigt die elektrische Leistung der südöstlich ausgerichteten PV-Module auf ca. $P_{PV} = 1386$ W an, die Auswirkung der Verschattung ist gering, danach erleidet sie um 11:00 Uhr (UTC+1) aufgrund der hohen Auswirkung der Verschattung zu diesem Zeitpunkt einen Einbruch auf $P_{PV} = 370$ W. Die südwestlich ausgerichtete PV-Anlage erfährt denselben Einbruch, aber erst um 13:00 Uhr (UTC+1), wo sie weniger liefert als die südöstlich ausgerichtete PV-Anlage. Nach 13:00 Uhr (UTC+1) bricht die Lieferleistung der südöstlichen ausgerichteten PV-Anlage zusammen, von der sie sich an diesem Tag nicht mehr erholt, im Gegenzug steigt bei der südwestlichen Ausrichtung der PV-Module die Lieferleistung wieder an. Die Erzeugerprofile zeigen deutlich die Einbußen welche aufgrund von Verschattung entstehen können und wie hoch die Auswirkung der azimuthalen Ausrichtung auf die Erzeugerprofile ist. Um die Auswirkungen der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module zu verdeutlichen, bietet sich die Berechnung der elektrischen Energie nach Gleichung (4-22) an.

$$W_{PV} = \int P_{PV} dt \quad (4-22)$$

Wird die elektrische Leistung der PV-Anlage P_{PV} in Gleichung (4-22) über ein volles Kalenderjahr integriert, so spricht man von dem elektrischen Jahresertrag der PV-Anlage W_{PV} , betrachtet man jedes PV-Modul separat, so spricht man vom elektrischen Jahresertrag eines PV-Moduls W_{Mod} . Mit Hilfe des elektrischen Jahresertrages pro PV-Modul erkennt man sofort welches PV-Modul wie viel zum gesamten elektrischen Jahresertrag beiträgt und kann dessen Positionierung einfach hinsichtlich der elektrischen Energieerzeugung bewerten. Für das gewählte Beispiel sind die elektrischen Jahreserträge der PV-Module in Abbildung 4-16 als quaderförmige Säulen in die Modulmittelpunkte gelegt.

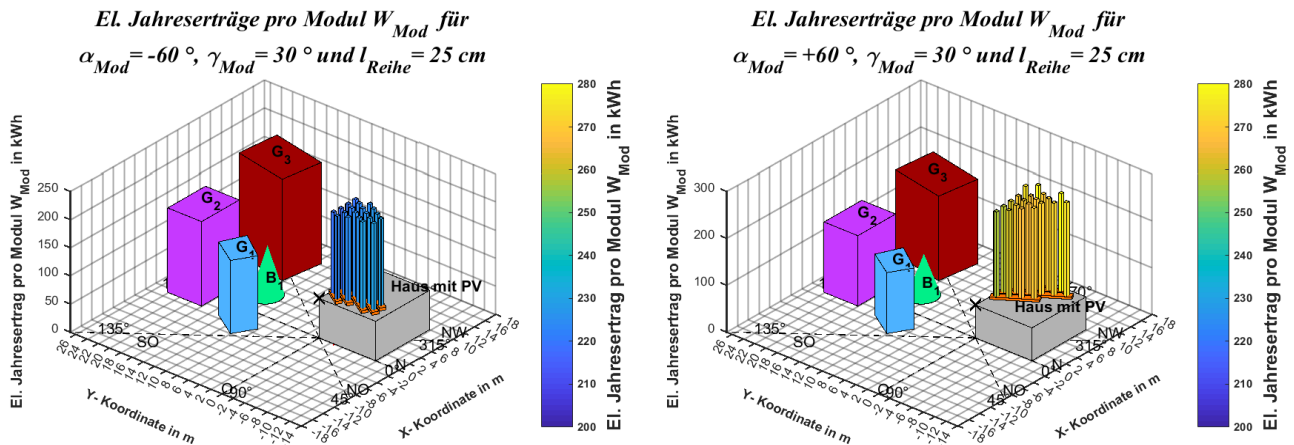


Abbildung 4-16: Elektrische Jahreserträge pro PV-Modul W_{Mod} mit Berücksichtigung der Verschattung (Links: $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, $\alpha_{Mod} = -60^\circ$, $l_{Reihe} = 25\text{ cm}$; Rechts: $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, $\alpha_{Mod} = 60^\circ$, $l_{Reihe} = 25\text{ cm}$)

Werden die PV-Module südöstlich ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$) ausgerichtet, so variieren die elektrischen Jahreserträge wie in Abbildung 4-16 links dargestellt, zwischen $W_{Mod} = 219\text{ kWh/a}$ und $W_{Mod} = 230\text{ kWh/a}$. Auffällig dabei ist, dass die südlichsten PV-Module am wenigsten zum elektrischen Jahresertrag beitragen, was folgendermaßen begründet werden kann: Sie liegen den umliegenden Objekten näher als die nördlichen, wodurch sie länger verschattet werden. Werden die PV-Module azimuthal südwestlich ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$) ausgerichtet wie in Abbildung 4-16 rechts dargestellt, so steigt der pro PV-Modul erzeugte elektrische Jahresertrag im Vergleich zu der südöstlichen Ausrichtung an. Zum Vergleich liefert das am wenigsten zum elektrischen Jahresertrag beitragende PV-Modul bei $\alpha_{Mod} = 60^\circ$ nun $W_{Mod} = 257\text{ kWh/a}$, was um 27 kWh/a mehr ist als das bei der südöstlichen Ausrichtung am meisten erzeugende PV-Modul. Das am meisten zum elektrischen Jahresertrag beitragende PV-Modul liefert bei der südwestlichen Ausrichtung $W_{Mod} = 284\text{ kWh/a}$. Berechnet man den elektrischen Jahresertrag der gesamten PV-Anlage, fällt das Ergebnis noch deutlicher aus: Bei der südöstlichen Ausrichtung der PV-Module beträgt der elektrische Jahresertrag $W_{PV} = 4485\text{ kWh/a}$ und bei der südwestlichen Ausrichtung ist er um mehr als 1000 kWh/a höher, er beträgt nämlich $W_{PV} = 5552\text{ kWh/a}$.

Ist das Ziel des Betreibers der PV-Anlage einen möglichst hohen elektrischen Jahresertrag zu erzielen, so kann der Planer der PV-Anlage mit folgendem Iterationsprozess die dafür beste geeignete Positionierung finden:

1. Iterative Drehung der PV-Module zwischen einer Ost- ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) und Westausrichtung ($\alpha_{Mod} = 90^\circ$)
 - 1.1. mit jeweiliger Verschattungsanalyse und anschließender
 - 1.2. Berechnung des elektrischen Jahresertrages W_{PV} .
2. Durchführung dieses Vorganges für verschiedene Neigungswinkel γ_{Mod} der PV-Module sowie unterschiedlichen Reihenabständen l_{Reihe} .
3. Bestimmung des maximalen elektrischen Jahresertrages aus den Ergebnissen mit zugehöriger Positionierung

Es liegt im Ermessen des Planers, für welche Positionen der PV-Module er die Berechnungen durchführt, für dieses Beispiel sind in Tabelle 4-3 die Neigungswinkel der PV-Module γ_{Mod} und Reihenabstände I_{Reihe} für welche sämtliche Berechnungen für dieses Beispiel durchgeführt werden eingetragen. Die azimutale Drehung der PV-Module erfolgt dabei in 10° -Schritten von $\alpha_{Mod} = -90^\circ$ auf $\alpha_{Mod} = 90^\circ$.

Tabelle 4-3: Gewählte Modulneigungen γ_{Mod} und Reihenabstände I_{Reihe} für die durchgeführten Berechnungen

γ_{Mod}	I_{Reihe}
1°	cm
0	0
25	25
30	50
35	100
40	
45	

Wie in Abbildung 4-16 ersichtlich hängt der elektrische Jahresertrag stark von der azimutalen Ausrichtung der PV-Module ab, womit es durchaus der Übersicht halber sinnvoll ist den elektrischen Jahresertrag W_{PV} in Abhängigkeit von der azimutalen Ausrichtung α_{Mod} aufzutragen. In Abbildung 4-17 links ist dies für einen Neigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und in Abbildung 4-17 rechts für einen Neigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ bei den laut Tabelle 4-3 definierten Modulreihenabständen I_{Reihe} visualisiert. Um die Minderung des elektrischen Jahresertrages durch Verschattung darzustellen ist weiters der Idealfall, in dem die PV-Module frei von Verschattung sind, in grau eingezeichnet. Um eine Kurvenschar zu erhalten, sind die Werte zwischen den berechneten interpoliert.

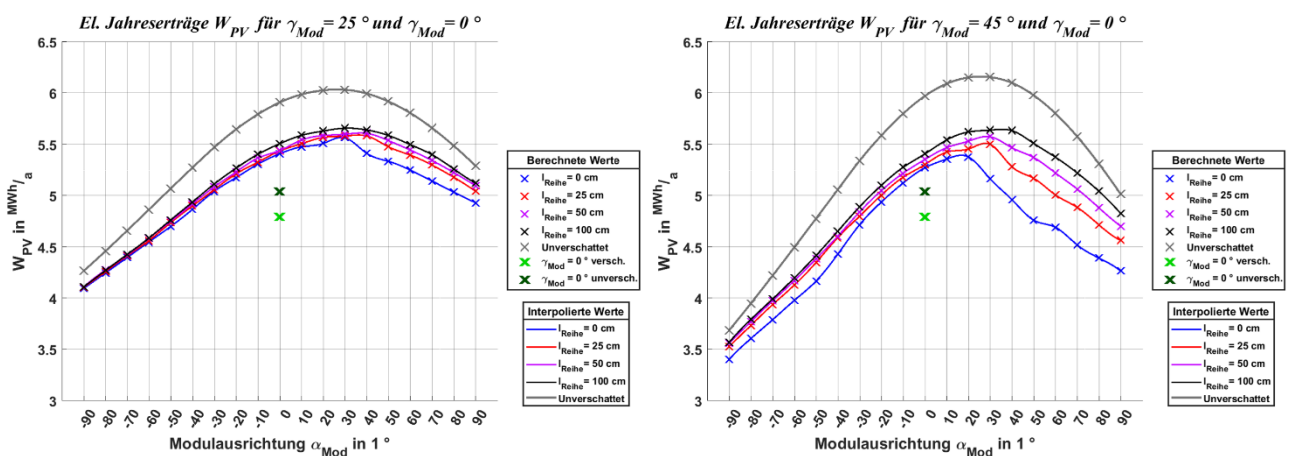


Abbildung 4-17: Elektrische Jahreserträge W_{PV} der gesamten PV-Anlage bei unterschiedlichen Modulausrichtungen α_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe} (Links: $\gamma_{Mod} = 25^\circ$; Rechts: $\gamma_{Mod} = 45^\circ$)

Bei einem Vergleich der Fälle ohne Verschattung (Abbildung 4-17 links und rechts, jeweils graue Kurve) fällt auf, dass der maximal theoretisch erzielbare elektrische Jahresertrag bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ ein höherer ist als bei dem flacheren Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und beide Maxima sich bei einer azimutalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = 30^\circ$ befinden, was ungefähr Richtung Süden ist. Betrachtet man die realen Werte, welche die Verschattung beinhalten, so haben bei dem flachen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ die Kurven einen ähnlichen Verlauf, nur jene mit $I_{Reihe} = 0$ cm fällt ab einer azimutalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = 30^\circ$ ab. Begründet wird dies für die Zeitzone UTC+1, dass bei einem geringen Modulreihenabstand die gegenseitige Verschattung der PV-Module bei einer westlichen Ausrichtung zunimmt. Betrachtet man dieselbe Kurve bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ in Abbildung 4-17 rechts, kommt der Einfluss der gegenseitigen Verschattung bei

geringen Modulreihenabständen aufgrund des steileren Modulneigungswinkel noch stärker zu tragen. Die sich ergebene Kurvenschar bei einem flachen Modulneigungswinkel (siehe Abbildung 4-17 links) ist aus zwei Gründen eine flachere als bei einem steilen (siehe Abbildung 4-17 rechts):

- Geringere gegenseitige Verschattung der PV-Module (vor allem in den Morgen- und Abendstunden für Zeitzone UTC+1) und damit
- kleinere wetterbedingte Abhängigkeit auf die Mittagsspitzen der Globalstrahlung. [13]

Um den Vorteil einer Neigung der PV-Module zu zeigen, ist in Abbildung 4-17 links und rechts zusätzlich der elektrische Jahresertrag der horizontalen Anordnung (in diesem Beispiel parallel zur Dachfläche) der PV-Module dargestellt. Das Ergebnis ist bei $\alpha_{Mod} = 0^\circ$ eingezeichnet, es wäre aber ebenso mathematisch korrekt es bei jedem anderen azimutalen Winkel einzuzeichnen, da das Ergebnis aus Gleichung (4-2) für den Sonneneinfallswinkel θ_{gen} im Falle von $\gamma_{Mod} = 0^\circ$ unabhängig von α_{Mod} ist.

Wird das Maximum aus allen Kurvenscharen, bei denen die Verschattung nicht berücksichtigt wird, bestimmt so ergeben sich die Positionierungen und elektrischen Jahreserträge laut Tabelle 4-4 links, bei Berücksichtigung der Verschattung ergeben sich jene Positionierungen und elektrischen Jahreserträge laut Tabelle 4-4 rechts.

Tabelle 4-4: Maximale elektrische Jahreserträge der PV-Anlage W_{PV}
(Links: Ohne Verschattung; Rechts: Mit Verschattung)

Ohne Verschattung			Mit Verschattung							
γ_{Mod}	α_{Mod}	W_{PV}	$I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$		$I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$		$I_{Reihe} = 50 \text{ cm}$		$I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$	
	1°	kWh/a	α_{Mod}	W_{PV}	α_{Mod}	W_{PV}	α_{Mod}	W_{PV}	α_{Mod}	W_{PV}
	1°	kWh/a	1°	kWh/a	1°	kWh/a	1°	kWh/a	1°	kWh/a
0°	–	5042	–	4796	–	–	–	–	–	–
25°	30	6034	30	5566	40	5584	40	5608	30	5659
30°	30	6122	30	5532	30	5616	40	5659	30	5711
35°	30	6169	30	5582	30	5622	30	5661	30	5715
40°	30	6181	20	5468	30	5605	30	5600	20	5692
45°	30	6192	20	5378	30	5502	30	5575	30	5640

Theoretisch müsste die PV-Anlage bei dem höchsten betrachteten Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ den höchsten elektrischen Jahresertrag W_{PV} liefern, wie in Tabelle 4-4 links gelb markiert, da so am meisten auftreffende Einstrahlungsenergie $W_{E,Mod}$ den PV-Modulen zur Umwandlung in elektrische Energie zur Verfügung steht. Tatsächlich wird der maximale elektrische Jahresertrag bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ erzielt (siehe Tabelle 4-4 rechts, grün markiert) sowie dem maximalen Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$. Durch den flacheren Modulneigungswinkel und den größeren Modulreihenabstand reduziert sich die gegenseitige Verschattung, wodurch höhere Beträge für den elektrischen Jahresertrag erreicht werden. Wie bei der Betrachtung des Erzeugerprofils P_{PV} zeigt sich auch hier, dass keine Implementierung einer Verschattungsanalyse in die Ertragsprognose zu falschen Vorhersagen hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages führen kann.

4.4 EIGENVERBRAUCHSGRAD UND BILANZIERTER AUTONOMIEGRAD

Viele Betreiber von Kleinanlagen haben den Wunsch möglichst viel der produzierten elektrischen Energie durch z.B. an ihrem Hausdach angebrachten PV-Anlage selbst zu nutzen. Betreiben sie ihre elektrischen Verbraucher mit der elektrischen Energie von der PV-Anlage, so wird ihr Umweltbewusstsein bestätigt und zusätzlich stellt sich das Gefühl einer Unabhängigkeit ein. Um diese Wünsche zu erfüllen sind andere Überlegungen hinsichtlich der Positionierung der PV-Module zu treffen als bei der Auslegung auf den maximalen elektrischen Jahresertrag (siehe Kapitel 4.3.3). Die Anforderungen an die PV-Anlage sind in diesem Falle ökologischer Natur, für die Erfüllung dieser werden

in diesem Kapitel zwei dafür aussagekräftige Grade – der bilanzierte Autonomiegrad A_{Bil} für die Unabhängigkeit vom Verteilernetzbetreiber und der Eigenverbrauchsgrad E_{Vg} für die selbstständige Nutzung der produzierten elektrischen Energie – auf ihren möglichen Einfluss bei der Konzeptionierung einer PV-Anlage untersucht. Das Konsumverhalten der/des Betreiber/s der PV-Anlage hinsichtlich elektrischer Energie ist für die Untersuchungen essentiell, im besten Falle liegt dieses als Lastprofil, am besten über ein volles Kalenderjahr vor. Für Konsumenten, die ebenso der alleinige Betreiber einer nicht allzu großen PV-Anlage sind (z.B. Einfamilienhaushalt), lässt sich mit der Auslegung nach dem Autonomie- bzw. Eigenverbrauchsgrad, unter Einbezug von gewissen Erfahrungswerten seitens des Planers, relativ schnell und einfach eine bedarfsorientierte Konzeptionierung der PV-Anlage durchführen. Nachteilig ist jedoch, dass bei dieser Methodik keine ökonomischen Überlegungen mit einbezogen werden, da aber hier die ökologischen Ziele vorrangig sind und um diese zu erreichen wie z.B. in Österreich seitens der Politik gefördert werden, können die ökonomischen Ziele im Vorhinein in das Hintertreffen geraten.

4.4.1 Eigenverbrauchsgrad

Um die Eigennutzung der produzierten elektrischen Energie der PV-Anlage mathematisch beschreiben zu können, sind der elektrische Energiebedarf sowie die –erzeugung in möglichst kleinen Zeitintervallen nach Gleichung (4-23) in Verhältnis zu stellen.

$$E_{Vg} = \frac{\min\{W_{PV}, W_{Verbr}\}}{W_{PV}} = \frac{\int \min\{P_{PV}(t), P_{Verbr}(t)\} dt}{\int P_{PV}(t) dt} \quad (4-23)$$

Als Resultat erhält man den Eigenverbrauchsgrad E_{Vg} , dessen Maximalwert von 100 % bzw. 1 p.u. das Ziel ist, wo die gesamte von der PV-Anlage erzeugte elektrische Energie W_{PV} durch den Betreiber der PV-Anlage selbst konsumiert wird. Durch Abbildung 4-18 wird ersichtlich, dass er keine Aussage liefert inwieweit sein Energieverbrauch W_{Verbr} durch die elektrische Energie von der PV-Anlage gedeckt wird oder ob zu diesem Zeitpunkt sein elektrischer Energieverbrauch niedriger ist als die Erzeugung.

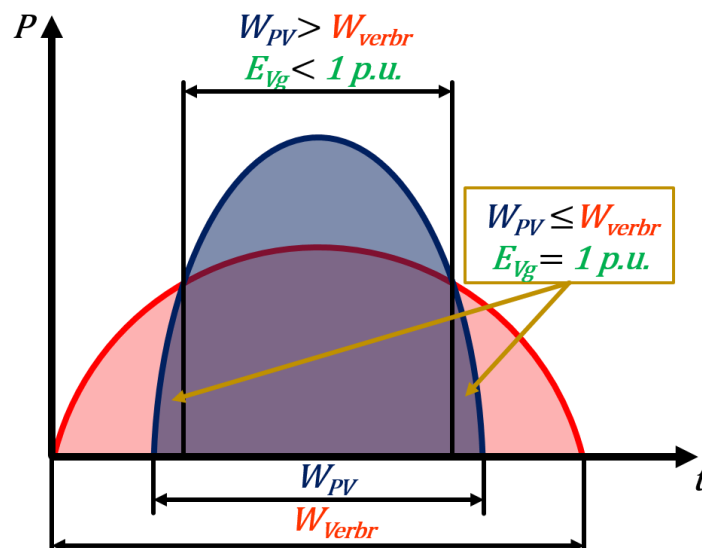


Abbildung 4-18: Veranschaulichung des Eigenverbrauchsgrades E_{Vg}

Das in Abbildung 4-18 rot dargestellte Lastprofil ist schematisch mit einem blau gezeichneten Erzeugerprofil einer PV-Anlage überlagert. Zu Zeiten, wo die PV-Anlage keinen Strom produziert ist der Eigenverbrauchsgrad $E_{Vg} = 0\%$, beginnt die PV-Anlage jedoch elektrische Energie zu liefern ist der Eigenverbrauchsgrad solange 100 %, bis die erzeugte elektrische Leistung nicht größer als die

verbraucht ist. Tritt dieser Umstand ein, so wird die überschüssige elektrische Energie nicht mehr vom Betreiber verbraucht, der Eigenverbrauchsgrad nimmt Werte unter 100 % an und sie wird z.B. in das öffentliche Stromnetz eingespeist oder kann gespeichert werden. Da sich bei für jeden betrachteten Zeitpunkt (z.B. im 15-min-Intervall) ein Wert für den Eigenverbrauchsgrad ergibt, ist um ein aussagekräftiges Ergebnis vorlegen zu können die Bildung des Mittelwertes aller untersuchten Zeitpunkte empfehlenswert. Ein sehr kleiner gemittelter Eigenverbrauchsgrad könnte auf eine überdimensionierte oder falsche Positionierung der PV-Anlage rückschließen. In der Praxis wird sein Maximalwert von 100 % nur selten erreicht, da sowohl Erzeugung und Verbrauch Schwankungen unterliegen, es sei denn es herrscht z.B. eine sehr hohe Grundlast, die zur vollständigen Auslastung der PV-Anlage führt. Aus ökologischer Sicht kann der Eigenverbrauchsgrad folgendermaßen interpretiert werden: Ist dieser hoch, so wird die produzierte elektrische Energie der PV-Anlage vor Ort genutzt, ergo sind die Übertragungstrecken minimal und die Übertragungsverluste gering.

4.4.2 Bilanzierter Autonomiegrad

Zur Beschreibung der energetischen Unabhängigkeit vom Verteilernetzbetreiber dient der bilanzierte Autonomiegrad A_{Bil} , für dessen Bestimmung ein längerer Beobachtungszeitraum (z.B. ein volles Kalenderjahr) empfehlenswert ist. Wie beim Eigenverbrauchsgrad E_{Vg} in Kapitel 4.4.1 ist die Kenntnis über die Erzeugung, beschrieben durch das Erzeugerprofil P_{PV} der PV-Anlage, sowie den Verbrauch des Betreibers, hier gilt wiederum das Lastprofil P_{Verbr} als Charakteristika, notwendig mit denen man unter Anwendung von Gleichung (4-24) den bilanzierten Autonomiegrad A_{Bil} erhält.

$$A_{Bil} = \frac{W_{PV}}{W_{Verbr}} = \frac{\int P_{PV}(t) dt}{\int P_{Verbr}(t) dt} \quad (4-24)$$

Als Ergebnis für den bilanzierten Autonomiegrad erhält man eine wünschenswerte hohe Zahl, die im Gegensatz zum Eigenverbrauchsgrad größer als 100 % bzw. 1 p.u. sein kann. Zur Verdeutlichung dieses Sachverhaltes dient Abbildung 4-19, wo in blau das Erzeugerprofil der PV-Anlage und in rot des Betreibers Lastprofil schematisch dargestellt ist.

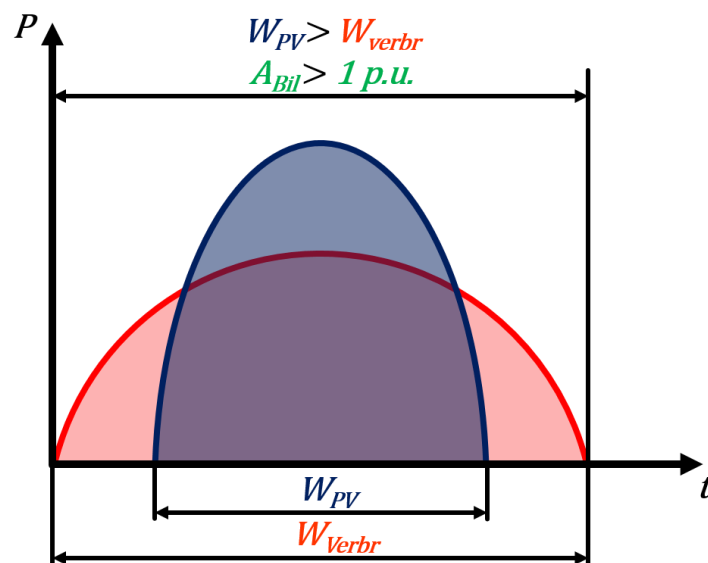


Abbildung 4-19: Veranschaulichung des bilanzierten Autonomiegrades A_{Bil}

Erfolgt eine Integration der elektrischen Leistung P über den Beobachtungszeitraum nach Gleichung (4-22), so erhält man wie in Abbildung 4-19 dargestellt als Flächen unter dem Lastprofil in rot und unter dem Erzeugerprofil in blau die jeweiligen elektrischen Energien. Ist der Flächeninhalt der

blauen Fläche größer als der Flächeninhalt der roten, so bedeutet dies für den Beobachtungszeitraum, dass die PV-Anlage mehr elektrische Energie produziert als vom Betreiber konsumiert wird, folge dessen ist er aus dieser Betrachtungsweise energetisch autark und versorgt sogar noch andere Konsumenten über das Verteilernetz mit elektrischer Energie. Da energetische Autarkie gleichzusetzen mit einer energetischen Autonomie von 100 % ist, aber die PV-Anlage über den Beobachtungszeitraum nicht nur für energetische Autarkie des Betreibers sorgt, sondern auch noch für den teilweisen Energiebedarf anderer aufkommt, liegt der bilanzierte Autonomiegrad in diesem Beispiel über 100 %. Gibt man somit den bilanzierten Autonomiegrad ohne Zusatzinformationen an, so kann weder eine Aussage über die installierte Leistung, noch über den elektrischen Energiebedarf des Betreibers getroffen werden, da z.B. eine Erhöhung der installierten Leistung bei gleichbleibenden elektrischen Energiebedarf zu einer höheren Zahl als Ergebnis führt. Im Umkehrschluss bedeutet der bilanzierte Autonomiegrad aus technischer Sichtweise, dass der Betreiber der PV-Anlage wenig elektrische Energie über einen längeren Beobachtungszeitraum (z.B. ein volles Kalenderjahr) im Verhältnis zu seiner durch die PV-Anlage erzeugten elektrischen Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezieht. Eine ökologische Beleuchtung des bilanzierten Autonomiegrades kann mit dem elektrischen Kohlendioxid (CO_2)-Haushalt des Betreibers einer PV-Anlage vereinfacht interpretiert werden: Liegt dieser über einen längeren Zeitraum (z.B. volles Kalenderjahr) über 100 %, so ist die elektrische CO_2 -Bilanz des Betreibers der PV-Anlage negativ. Er kompensiert die von ihm zu Zeiten einer schwachen oder gar keiner Erzeugung der PV-Anlage CO_2 behaftete bezogene elektrische Energie aus dem Verteilernetz durch Einspeisung nicht CO_2 behafteter elektrischer Energie zu Zeiten starker Erzeugung der PV-Anlage und stellt noch zusätzlich anderen sich im Verteilernetz befindlichen Verbrauchern in Summe CO_2 freie elektrische Energie zur Verfügung.

Um den maximalen bilanzierten Autonomiegrad zu erreichen, muss das Erzeugerprofil der PV-Anlage P_{PV} auf das Lastprofil des Betreibers der PV-Anlage P_{Last} abgestimmt werden. Das Lastprofil lässt sich durch Veränderung des Konsumverhaltens des Betreibers oder durch Eingriff in seine Haustechnik verändern, da eine Änderung des Konsumverhaltens häufig unerwünscht ist und ein Eingriff in die Haustechnik oftmals mit hohem finanziellem Aufwand verbunden ist, gilt eine Änderung des Verlaufs des Lastprofils meist als schwer durchführbar. Im Gegensatz zum Lastprofil lässt sich das Erzeugerprofil der PV-Anlage durch die Positionierung der PV-Module relativ leicht beeinflussen, somit lässt sich vor der Montage der PV-Module eine für den maximalen erzielbaren Autonomiegrad geeignete Positionierung finden. Nachfolgend soll für drei unterschiedliche Lastprofile mit unterschiedlichen Spitzenlastzeiten, aber gleichen elektrischen Jahresenergieverbrauch die optimale Positionierung der PV-Module hinsichtlich maximalen bilanzierten Autonomiegrad für die beispielhafte PV-Anlage aus Kapitel 4.3 (siehe Abbildung 4-7) gefunden werden. Der elektrische Jahresenergieverbrauch beträgt jeweils 6300 kWh/a und die zu untersuchenden Konsumenten benötigen am meisten elektrische Energie jeweils in den

- Morgenstunden (Morgenspitze), zu
- Mittag (Mittagspitze) und in den
- Abendstunden (Abendspitze).

Als Standort der drei Haushalte mit PV-Anlage sei wiederum wie in Kapitel 4.3 der Standort Graz gewählt und der bilanzierte Autonomiegrad wird über ein volles Kalenderjahr (01.08.2016 bis 31.07.2017) berechnet. Bei der Berechnung der Erzeugerprofile der PV-Anlage P_{PV} wird die Verschattung durch die umliegenden Objekte (siehe Abbildung 4-7) sowie die gegenseitige Verschattung durch die PV-Module berücksichtigt und unter Einbezug für diesen Betrachtungszeitraum gemessenen Wetterdaten ergeben sich expressive Ergebnisse für den bilanzierten Autonomiegrad und die Positionierung der PV-Module.

Ist der elektrische Energiebedarf des Betreibers der PV-Anlage in den Morgenstunden am höchsten, so ist für dieses beispielhafte Lastprofil P_{Last} ein maximaler bilanzierter Autonomiegrad von $A_{Bil} = 33,38 \%$ erzielbar, bei einer östlichen azimuthalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = -30^\circ$, einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ sowie einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$.

Für den 17.07.2017 ist in Abbildung 4-20 das Lastprofil und das Erzeugerprofil (bei maximalen bilanzierten Autonomiegrad) des Betreibers der PV-Anlage sowie zum Vergleich drei weitere Erzeugerprofile bei gleichem Modulneigungswinkel und Modulreihenabstand aber unterschiedlicher azimuthaler Ausrichtung der Module dargestellt.

P_{PV} für den 17. Juli 2017 bei Ost- ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$), West- ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$) und Südausrichtung ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$) sowie bei höchstem Autonomiegrad (33,38 %) für einen Haushalt mit Morgenspitze

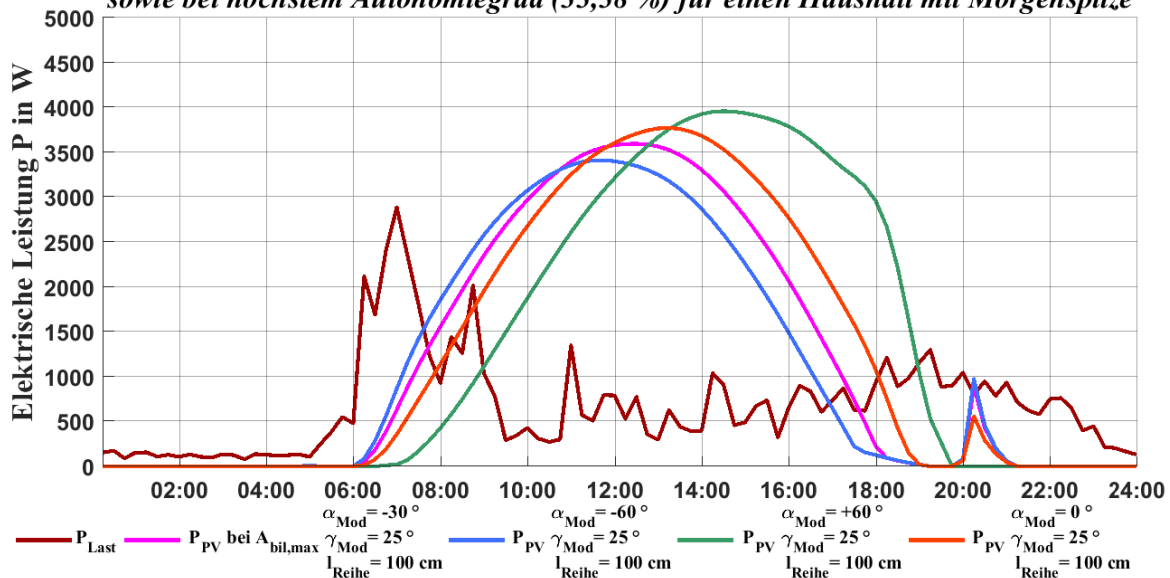


Abbildung 4-20: Erzeugerprofile P_{PV} der PV-Anlage bei maximalen A_{Bil} bei einem Lastprofil mit Morgenspitze, gleicher Modulneigung γ_{Mod} aber unterschiedlicher azimuthaler Modulausrichtungen α_{Mod}

Wählt man die Positionierung der PV-Module, mit welcher der maximale bilanzierte Autonomiegrad erreicht werden kann, so ist in Abbildung 4-20 zu sehen, dass bei dieser (pinke Linie) die erste Morgenspitze (zwischen 06:00 Uhr und 08:00 Uhr, UTC+1) des Lastprofils (braune Linie) teilweise durch die PV-Anlage kompensiert wird und die zweite (zwischen 08:00 Uhr und 09:30 Uhr, UTC+1) vollständig. Wären die PV-Module noch weiter östlich ausgerichtet ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$), so wird die zweite Spitze ebenso vollständig kompensiert, der Gewinn durch die Mehrkompensation der ersten Spitze fällt aber nur gering aus. Die erste Spitze stellt insofern ein Problem dar, da die PV-Anlage zwischen 06:00 Uhr und 07:00 Uhr (UTC+1) wenig elektrische Energie, bedingt durch zu dieser Zeit geringe auftreffende Bestrahlungsstärke auf die PV-Module, liefert. Werden die PV-Module Richtung Süden ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$) ausgerichtet, so liegt die elektrische Energieerzeugung der PV-Anlage (orange Linie) bereits bei der zweiten Spitze unter dem elektrischen Energiebedarf, ergo kann diese Spitze nicht vollständig kompensiert werden. Noch schlechtere Ergebnisse werden mit einer westlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$) der PV-Module erreicht: Hier produziert die PV-Anlage (siehe Abbildung 4-7 grüne Linie) erst ab ca. 07:30 Uhr (UTC+1) elektrische Energie, des Weiteren steigt der Betrag der erzeugten Leistung nicht so steil wie bei einer östlichen Ausrichtung und es kann die zweite Spitze am Morgen kaum durch die PV-Anlage kompensiert werden.

Wird der Eigenverbrauchsgrad im 15-min-Intervall gebildet, was ebenso dem Messintervall der Wetterdaten entspricht, so ergibt sich für diesen bei einer Positionierung der PV-Module nach maximalen bilanzierten Autonomiegrad ein Jahresmittel von $E_{Vg} = 35,53\%$.

Ist das Konsumverhalten des Betreibers der PV-Anlage durch einen hohen elektrischen Energiebedarf in den Abendstunden geprägt, ergibt sich ein beispielhafter Verlauf des Lastprofils P_{Last} in Abbildung 4-21 (braune Linie) für den 17.07.2017.

P_{PV} für den 17. Juli 2017 bei Ost- ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$), West- ($\alpha_{Mod} = +60^\circ$) und Südausrichtung ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$) sowie bei höchstem Autonomiegrad (37,67 %) für einen Haushalt mit Abendspitze

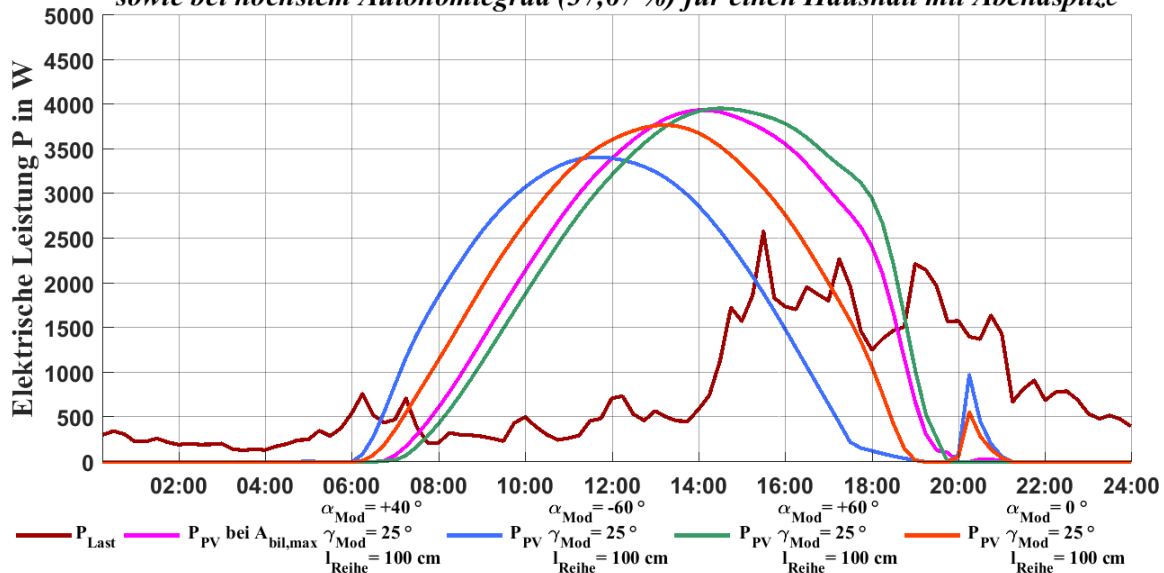


Abbildung 4-21: Erzeugerprofile P_{PV} der PV-Anlage bei maximalen A_{Bil} bei einem Lastprofil mit Abendspitze, gleicher Modulneigung γ_{Mod} aber unterschiedlicher azimuthaler Modulausrichtungen α_{Mod}

Über das volle Kalenderjahr ist für dieses in Abbildung 4-21 dargestellte Lastprofil mit Abendspitze ein maximaler bilanzierter Autonomiegrad von $A_{Bil} = 37,67\%$ bei einer Modulausrichtung von $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ und einer Neigung der PV-Module von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ möglich. Bei einer östlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$, blaue Linie) würde die PV-Anlage ab ca. 18:00 Uhr (UTC+1) kaum mehr elektrische Energie dem Betreiber zur Verfügung stellen und somit der abendliche Energiebedarf durch die PV-Anlage kaum gedeckt werden. Je weiter man die PV-Module Richtung Westen ausrichtet, desto mehr elektrische Energie liefern sie in die Abendstunden hinein, so wird bereits bei einer südlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$, orange Linie) der elektrische Energiebedarf des Betreibers bis 17:30 Uhr (UTC+1) gedeckt. Vergleicht man jedoch das Erzeugerprofil der PV-Anlage bei höchstem bilanzierter Autonomiegrad ($\alpha_{Mod} = 40^\circ$, pinke Linie) mit einer noch westlicheren Ausrichtung der PV-Module ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$, grüne Linie), so ist der Unterschied der Erzeugerprofile für diesen Tag (17.07.2017), verglichen mit der Differenz zwischen der östlichen und der südlichen azimuthalen Ausrichtung, marginal.

Das Jahresmittel des Eigenverbrauchsgrades bei höchstem Autonomiegrad fällt in diesem Falle um zirka 3 % geringer aus als bei dem Lastprofil mit Morgenspitze (siehe Abbildung 4-20), es beträgt $E_{Vg} = 32,56\%$.

Bereitet der Betreiber der PV-Anlage sein Mittagessen täglich elektrisch zu, so könnte das Lastprofil P_{Last} wie in Abbildung 4-22 mit einer braunen Linie dargestellt für den 17.07.2017 eine ausgeprägte Mittagsspitze aufgrund des relativ hohen Energieverbrauchs des Elektroherdes aufweisen.

P_{PV} für den 17. Juli 2017 bei Ost- ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$), West- ($\alpha_{Mod} = +60^\circ$) und Südausrichtung ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$) sowie bei höchstem Autonomiegrad (44,30 %) für einen Haushalt mit Mittagsspitze

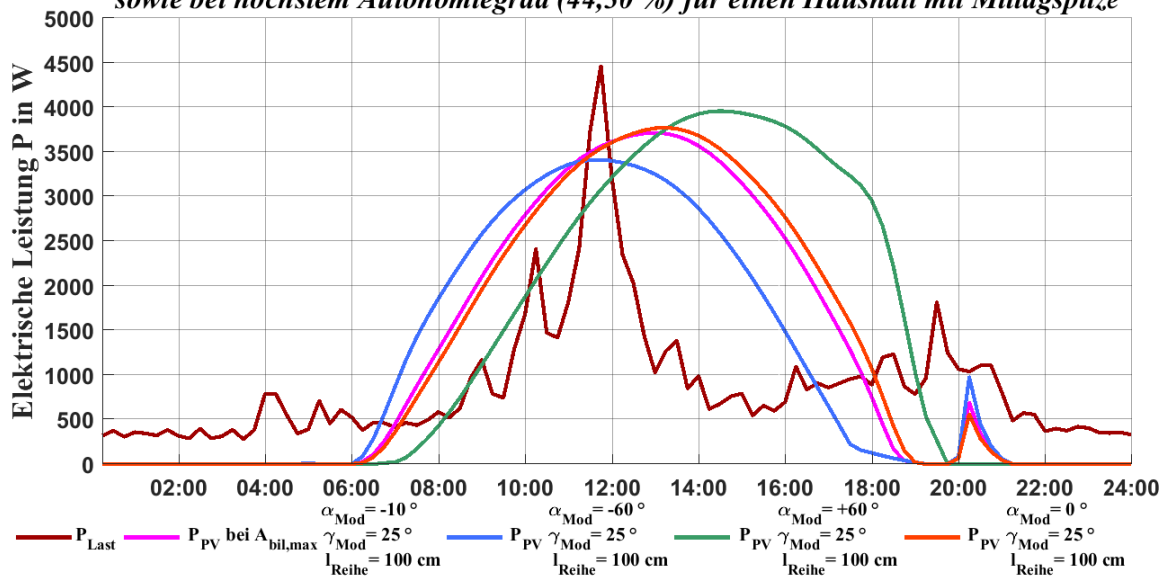


Abbildung 4-22: Erzeugerprofile P_{PV} der PV-Anlage bei maximalen A_{Bil} bei einem Lastprofil mit Mittagsspitze, gleicher Modulneigung γ_{Mod} aber unterschiedlicher azimuthaler Modulausrichtungen α_{Mod}

Soll nun wiederum der höchste bilanzierte Autonomiegrad das Ziel der PV-Anlage sein, so ergibt sich für die Positionierung der PV-Module eine Ausrichtung nahezu Richtung Süden von $\alpha_{Mod} = -10^\circ$ bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und für den 17.07.2017 ein wie in Abbildung 4-22 pink dargestelltes Erzeugerprofil. Mit einem solchen Lastprofil mit ausgeprägter Mittagsspitze sind im Vergleich zu den Lastprofilen mit Morgen- und Abendsspitze weit höhere bilanzierte Autonomiegrade erzielbar, wie in diesem Falle von $A_{Bil} = 44,30\%$, da zur Mittagszeit die Globalstrahlung am höchsten ist, somit auch die produzierte elektrische Energie der PV-Anlage. Für die vollständige Kompensation der Mittagsspitze ist die PV-Anlage zu klein, sie besitzt zwar eine Spitzenleistung von 5 kWp, aber aufgrund der hohen Modultemperaturen sinkt ihr Wirkungsgrad (nähere Beschreibung siehe Kapitel 4.2). Gut erkennbar ist jedoch, dass mit einer westlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = 60^\circ$, grüne Linie) und einer östlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -60^\circ$, blaue Linie) der PV-Module die Mittagsspitze durchaus schlechter kompensiert wird als bei einer südlichen ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$, orange Linie) und bei höchstem bilanzierten Autonomiegrad ($\alpha_{Mod} = -10^\circ$, pinke Linie).

Der Eigenverbrauchsgrad ist bei solch einem Lastprofil mit Mittagsspitze und einer azimuthalen Ausrichtung der PV-Module nahezu Richtung Süden ebenso höher als bei den vorherigen betrachteten Fällen (Lastprofil mit Morgen- und Abendsspitze). Er liegt für den vorliegenden Fall bei der Positionierung, wo der höchste bilanzierte Autonomiegrad erreicht wird bei $E_{Vg} = 36,35\%$.

Entsprechen die Größe und der damit verbundene elektrische Jahresertrag (siehe Tabelle 4-4) der PV-Anlage ungefähr dem elektrischen Energieverbrauch des Betreibers (in diesen Fällen jeweils 6300 kWh/a), so kann mit dem bilanzierten Autonomiegrad die Positionierung der PV-Module relativ einfach auf das Konsumverhalten des Betreibers abgestimmt werden. Vor allem der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module soll hierbei Beachtung geschenkt werden, da diese die Zeiten der Erzeugung der PV-Anlage maßgeblich beeinflussen. Wählt man jene Positionierung der PV-Module, mit welcher der höchste Autonomiegrad erzielt wird, so kann mit dem Eigenverbrauchsgrad abgeschätzt werden ob die PV-Anlage über- oder unterdimensioniert ist, in der Praxis haben sich dabei Werte um die 30 % bewährt [10].

4.5 KAPITALWERTMETHODE

Eignen sich die in Kapitel 4.4 beschriebenen Methoden zur Konzeptionierung von PV-Anlagen nach dem bilanzierten Autonomiegrad und dem Eigenverbrauchsgrad für Kleinanlagen, bei denen der ökologische Aspekt im Vordergrund steht, so wünschen sich Investoren größerer PV-Anlagen durch diese einen ökonomischen Gewinn. Um eine Investition in eine PV-Anlage für einen Anleger schmackhaft zu machen, ist diese im Vorhinein von dem Planer der PV-Anlage auf ihre Wirtschaftlichkeit zu untersuchen sowie auf die höchste ökonomische Lukrativität auszulegen. Da in die Projektierung von einer PV-Anlage viele Einflussparameter, wie z.B. Standort, Anlagengröße oder das Lastprofil des Betreibers einwirken muss die Rentabilität jeder PV-Anlage separat untersucht werden.

Eine Möglichkeit dieser Untersuchung ist die Kapitalwertmethode, welche zu den dynamischen Investitionsrechnungen gehört, die unter Einbezug sämtlicher Zahlungsströme über einen vom Planer definierten Zeitraum ein absolutes Ergebnis liefert, ob sich zu jetzigem Zeitpunkt die Investition in eine PV-Anlage rentiert oder nicht. Der Vorteil der Kapitalwertmethode ist, dass sie relativ einfach durchführbar ist und der zeitliche Anfall von Zahlungen berücksichtigt wird, nachteilig ist, dass die Höhe der zukünftigen Zahlungen vom jetzigen Zeitpunkt aus angenommen werden muss und etwaige zukünftige Änderungen des Kapitalmarktes nicht berücksichtigt werden können. 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. [16]

Die laufenden Kosten und die Investitionskosten sind als Auszahlungen (negativ) zu sehen, die Einzahlungen (positiv) sind der kumulierte Gewinn über den Betrachtungszeitraum, welche mit dem Kalkulationszinsfuß unter Anwendung von Gleichung (4-25) zum Kapitalwert C nach T -Jahren führt [16].

$$C_{(T)} = A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{E_{ges(t)} + A_{lauf}}{(1+i)^t} \quad (4-25)$$

Da die Kapitalwertmethode in vielen wirtschaftlichen Bereichen Anwendung findet, die Eingabeparameter welche schlussendlich zum Kapitalwert nach T -Jahren führt variieren, wird in dieser Arbeit ihre Anwendung explizit auf die ökonomische Untersuchung von PV-Anlagen beschränkt.

Die Investitionskosten A_0 sind eine einmalige Auszahlung, welche am Beginn des Betrachtungszeitraumes ($t=0$) zu tätigen ist und berechnet sich über das Produkt aus der installierten Leistung der PV-Anlage P_{Inst} mit den Investitionskosten A_{PV} pro kWp nach Gleichung (4-26).

$$A_0 = -P_{Inst} \cdot A_{PV} \quad (4-26)$$

In vielen Ländern, wie auch in Österreich, ist es gesetzlich verpflichtend eine PV-Anlage zu versichern, wodurch jährlich eine Entlehnung an die zuständige Versicherung zu entrichten ist. Diese errechnet der Ökonom mit Gleichung (4-27) wie bei den Investitionskosten über das Produkt der installierten Leistung P_{Inst} und der Versicherungspauschale A_V pro kWp.

$$A_{Vers} = -P_{Inst} \cdot A_V \quad (4-27)$$

Eine PV-Anlage ist nicht frei von Wartung, sie muss z.B. regelmäßig auf ihre ordnungsgemäße Funktion überprüft werden, oder z.B. in Gebieten wo sie einer hohen Schmutzexposition ausgesetzt ist regelmäßig gereinigt werden um einen möglichst hohen elektrischen wie auch ökonomischen Ertrag zu erzielen. Diese Arbeiten generieren Wartungskosten, welche sich ein weiteres Mal über die Anlagengröße, beschrieben durch die installierte Leistung P_{Inst} nach Gleichung (4-28) sowie den Wartungskosten A_W pro kWp berechnen lässt.

$$A_{Wart} = -P_{Inst} \cdot A_W \quad (4-28)$$

Die Auszahlungen an die Versicherungen und Wartungskosten sind jährlich zu entlehnen, summiert nach Gleichung (4-29) ergeben sie die laufenden Kosten A_{lauf} der PV-Anlage.

$$A_{lauf} = A_{Vers} + A_{Wart} \quad (4-29)$$

Nutzt der Betreiber der PV-Anlage nicht die ganze von der PV-Anlage erzeugte elektrische Energie selbst, so besteht die Möglichkeit, dass er sie in das öffentliche Stromnetz einspeist und sie somit an den Verteilernetzbetreiber verkauft. Dazu schließt er mit diesem einen Vertrag ab, welcher die Vergütung, den sogenannten Einspeisetarif für die in sein Netz eingespeiste elektrische Energie beinhaltet. Der Einspeisetarif E_t ist über mehrere Jahre auf einen fixen Wert festgelegt und unterliegt somit keiner Indexanpassung, weshalb sein Barwert nach T -Jahren ein geringerer sein wird als zum Investitionszeitpunkt bei $t=0$. Die Minderung des Barwertes wird mit der Inflation e abgezinst, wodurch derselbe Betrag nach T -Jahren weniger wert ist als zum Zeitpunkt $t=0$. Zur Veranschaulichung dieses Umstandes dient das Beispiel in Abbildung 4-23.

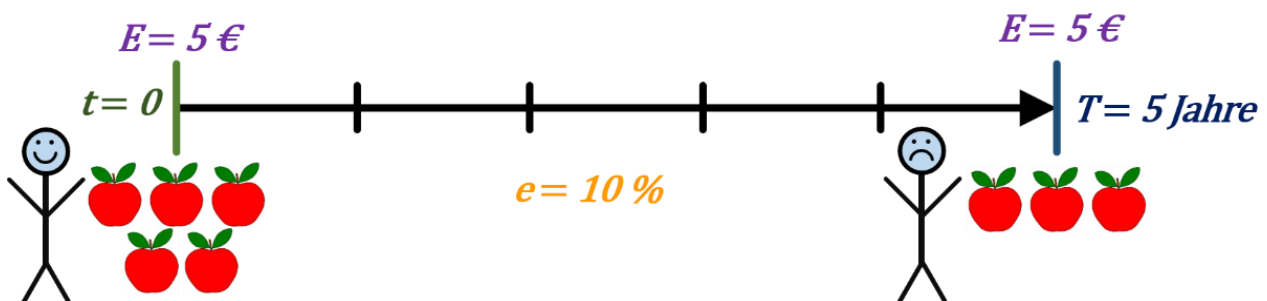


Abbildung 4-23: Beispiel zur Erklärung der Abzinsung einer betragsmäßig fixen Einzahlung

Angenommen ein Schüler, dargestellt in Abbildung 4-23, vereinbart heute mit seinen Eltern für die nächsten fünf Jahre ein wöchentliches Taschengeld von fünf Euro, was seine Einzahlung E über die Vertragsdauer ist. Mit diesen fünf Euro kann er sich zum heutigen Zeitpunkt fünf Äpfel beim örtlichen Obsthändler kaufen, somit entsprechen seine heute erhaltenen fünf Euro einem Barwert von fünf Äpfeln. Aufgrund einer angenommenen Inflation von $e=10\%$ verlieren seine wöchentlich erhaltenen fünf Euro über die Jahre an Wert, nach fünf Jahren kann er sich mit ihnen nur mehr drei Äpfel kaufen. Bedingt durch diese Wertminderung entspricht, wie in Abbildung 4-23 dargestellt, nach $T=5$ Jahren der Barwert seiner fünf Euro nur mehr drei Äpfel. Dieselbe Überlegung kann ebenso mit dem Einspeisetarif durchgeführt werden: Erhält der Betreiber der PV-Anlage heute pro eingespeister kWh einen Euro, so kann er sich zum heutigen Zeitpunkt mit diesem einen Euro mehr kaufen als in fünf Jahren. Somit muss der Gewinn durch Einspeisung in das öffentliche Stromnetz abgezinst werden, der Ökonom spricht oftmals auch von einer Diskontierung [16].

Weiters bauen die PV-Module über die Jahre hinweg in ihrer Leistungsfähigkeit hinsichtlich elektrischer Energieerzeugung ab; Der Techniker bezeichnet dies als Degradation $Degr$. Für das in dieser

Arbeit verwendete PV-Modul garantiert der Hersteller laut Datenblatt (siehe Abbildung A 39) eine minimale Spitzenleistung nach 25 Jahren von 80 % der Spitzenleistung eines neuen PV-Moduls. Somit ergibt sich für dieses PV-Modul mit guter Näherung eine Degradation von $Degr = 1\%$. Wird der elektrische Energiebedarf des Betreibers der PV-Anlage für die nächsten Jahre als konstant angenommen, so reduziert sich die aus dem elektrischen Jahresertrag und dem Eigenverbrauch resultierende eingespeiste elektrische Energie W_{Esp} um die Degradation. Den Gewinn durch Einspeisung $E_{Esp(t)}$ im t -ten Jahr in das öffentliche Stromnetz erhält man mit Gleichung (4-30) nach Minderung der eingespeisten elektrischen Energie W_{Esp} durch die Degradation $Degr$ sowie die Abzinsung des Barwertes des Einspeisetarifs Et durch die Inflation e .

$$E_{Esp(t)} = W_{Esp} \cdot \frac{1}{(1 + Degr)^t} \cdot Et \cdot \frac{1}{(1 + e)^t} \quad (4-30)$$

Bei den laufenden Kosten und in weiterer Folge dem Strompreis Sp wird angenommen, dass diese jährlich vom jeweiligen Vertragspartner an die Inflation angepasst werden, wodurch der Barwert dieser Zahlungen über den gesamten Beobachtungszeitraum der gleiche bleibt und somit muss die Inflation bei diesen Zahlungen nicht berücksichtigt werden. Zur Veranschaulichung weshalb diese Nichtberücksichtigung der Inflation bei diesen Zahlungen trotzdem zum richtigen Ergebnis führt, ist das Beispiel aus Abbildung 4-23 geringfügig zu jenem in Abbildung 4-24 abgeändert worden.

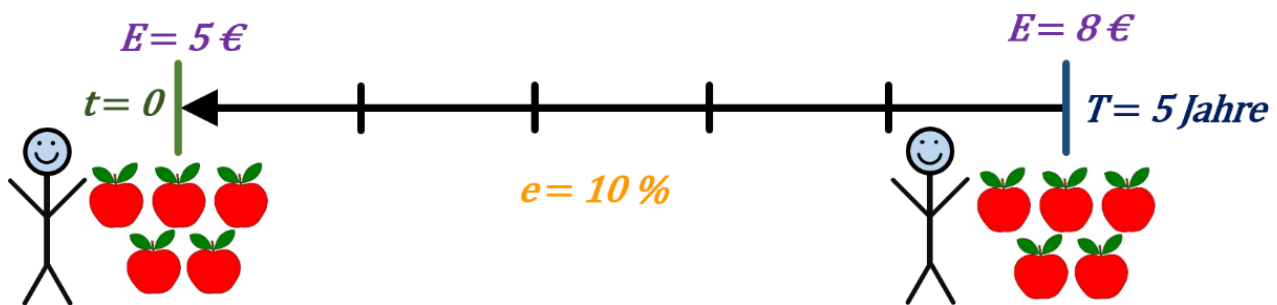


Abbildung 4-24: Beispiel zur Erklärung der Aufzinsung einer Einzahlung mit Indexanpassung

In diesem Beispiel, dargestellt in Abbildung 4-24, ist der Schüler schlauer als in jenem von Abbildung 4-23, denn er vereinbart mit seinen Eltern eine jährliche Anpassung seines Taschengeldes E an die Inflation e , wodurch er sich in fünf Jahren immer noch fünf Äpfel kaufen kann, denn er bekommt statt fünf Euro nach T -Jahren nun acht Euro. Somit ist der Barwert im Gegensatz zu dem Betrag seines Taschengeldes in jedem Jahr gleich. Würde der Schüler aufgrund seiner Vergesslichkeit in fünf Jahren ($T=5$ Jahre) gerne wissen, wie viel er heute ($t=0$) von seinen Eltern erhalten hat um sich heute fünf Äpfel kaufen zu können, so müsste er seine acht Euro abzinsen und er erhält als Resultat fünf Euro.

Der Kapitalwert gibt den jetzigen Barwert aller zukünftiger Ein- und Auszahlungen wieder, da dieser z.B. bei der Versicherung in 20 Jahren derselbe wie zum heutigen Zeitpunkt ist, sich nur der zu bezahlende Betrag ändert, ist bei zukünftigen Zahlungen welche jährlich an die Inflation angepasst werden keine Aufzinsung, oder vom Ökonom auch als Askontierung bezeichnet, durchzuführen. [16]

Eine weitere Einzahlung ist der Gewinn $E_{Evb(t)}$ der selbst durch den Betreiber genutzten elektrischen Energie W_{Evb} von der PV-Anlage, welcher sich nach Gleichung (4-31) mit dem Strompreis Sp und der Degradation der PV-Module $Degr$ im t -ten Jahr berechnet.

$$E_{Evb(t)} = W_{Evb} \cdot \frac{1}{(1 + Degr)^t} \cdot Sp \quad (4-31)$$

Der Gewinn durch den Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie E_{Evb} resultierend aus Gleichung (4-31) 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 die PV-Anlage reduzieren.

Die gesamten Einnahmen der PV-Anlage im t -ten Jahr $E_{ges(t)}$ ergeben sich nach Gleichung (4-32) durch die Summation der Einnahmen durch Einspeisung in das öffentliche Stromnetz $E_{Esp(t)}$ und der Einnahmen durch der selbst genutzten elektrischen Energie $E_{Evb(t)}$.

$$E_{ges(t)} = E_{Esp(t)} + E_{Evb(t)} \quad (4-32)$$

Die Kapitalwertmethode vereint die technischen Parameter einer PV-Anlage wie die der

- Anlagengröße P_{Inst} , dem
- Erzeugerprofil P_{PV} und daraus resultierender elektrischer Jahresertrag W_{PV} sowie die
- Degradation der PV-Module $Degr$

mit ökonomischen Parametern welche

- vom Kapitalmarkt vorgegeben werden, darunter der
 - Kalkulationszinsfuß i , der
 - Strompreis S_p , der
 - Einspeisetarif E_t , die
 - Inflation e und den anlagenspezifischen Kosten bestehend aus den
- Investitionskosten A_0 ,
- den laufenden Kosten A_{lauf} zusammensetzend aus den
 - Wartungskosten A_{Wart} und den
 - Versicherungskosten A_{Vers}

sowie dem Konsumverhalten des Betreibers der PV-Anlage beschrieben durch das

- Lastprofil des Betreibers der PV-Anlage P_{Last} und daraus berechenbaren Einnahmen durch die PV-Anlage zusammensetzend aus
 - Eigennutzung E_{Evb} und
 - Einspeisevergütung E_{Esp} .

Schlussendlich erhält man als Ergebnis eine absolute Zahl, welche für den Investor leicht zu interpretieren ist, nämlich den Kapitalwert welche die PV-Anlage nach T -Jahren zum heutigen Zeitpunkt hat. Ist das Ergebnis eine negative Zahl, so wäre die Investition für den Betreiber der PV-Anlage ein Verlustgeschäft, ist sie null, so würde er mit der PV-Anlage gleich viel erwirtschaften als wenn er sein Kapital auf der Bank mit dem Kalkulationszinsfuß über T -Jahre binden würde, somit erwirtschaftet die PV-Anlage zumindest keine Verluste. Ist das Ergebnis jedoch eine positive Zahl, so ist die PV-Anlage über T -Jahre gewinnbringend und der Investor vermehrt sein Kapital mit der PV-Anlage. [16]

Einen starken Einfluss auf den Kapitalwert hat das Konsumverhalten des Betreibers der PV-Anlage. Da in der Regel heutzutage der Einspeisetarif weit geringer ist als der Strompreis, ist ein hoher Eigenverbrauch der produzierten elektrischen Energie durch den Betreiber und daraus resultierende Einnahme (siehe Gleichung (4-31)) anstrebenswert. Dies ist auch der Grund warum Stromspeicher einen wirtschaftlichen Aufschwung erleben: Es kann ökonomisch klüger sein die momentan nicht benötigte erzeugte elektrische Energie vor Ort zwischenzuspeichern um sie zu einem späteren Zeitpunkt selbst zu nutzen, als sie an den Verteilernetzbetreiber zu einer geringen Vergütung zu verkaufen.

Der Einfluss des elektrischen Energieverbrauchs W_{Verbr} eines Betreibers einer PV-Anlage auf die Entwicklung des Kapitalwerts C_t ist in Abbildung 4-25 für die nach Kapitel 4.4.2 auf höchstem Autonomiegrad konzipierten PV-Anlage mit dem Lastprofil mit Mittagsspitze (siehe Abbildung 4-22) dargestellt. Dabei wird das Lastprofil auf unterschiedliche elektrische Energieverbräuche normiert und der Kapitalwert der PV-Anlage für jedes Szenario jährlich bis $T=20$ Jahre berechnet.

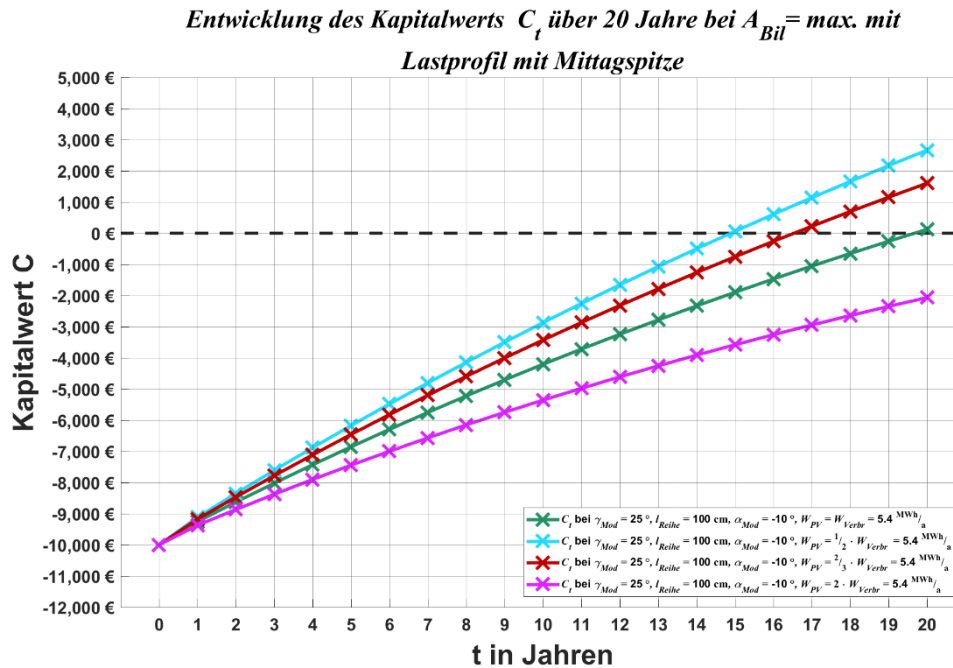


Abbildung 4-25: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t bei $A_{Bil} = \max.$ bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil mit Mittagsspitze

In Abbildung 4-25 stellen die Kreuze die berechneten Werte der Kapitalwerte dar und zwischen ihnen sind diese interpoliert um die Entwicklung des Kapitalwerts je Szenario ersichtlicher zu gestalten. Die vier Szenarien sind dabei wie folgt definiert:

- $W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$ (pinke Linie)
- $W_{PV} = W_{Verbr}$ (grüne Linie)
- $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ (rote Linie)
- $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ (türkise Linie)

Weiters sind die Ergebnisse der Kapitalwerte C_t für jedes Szenario in Tabelle 4-5 im Fünfjahresintervall angegeben, wobei zum Zeitpunkt $t=0$ der Kapitalwert C_0 den Investitionskosten A_0 entspricht, welche aufgrund der gleichbleibenden Anlagengröße für jedes Szenario denselben Betrag aufweisen.

Tabelle 4-5: Kapitalwerte C_t bei $A_{Bil} = \max.$ bei unterschiedlichen elektrischen Energieverbräuchen mit Lastprofil mit Mittagsspitze

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	€	€	€	€	€
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-10 000	-7 443	-5 356	-3 579	-2 065
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-10 000	-6 855	-4 205	-1 895	124
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-10 000	-6 457	-3 428	-756	1 603
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-10 000	-6 172	-2 870	61	2 665

Betrachtet man zu allererst jenes Szenario, in dem der elektrische Energiebedarf dem elektrischen Jahresertrag der PV-Anlage entspricht ($W_{PV} = W_{Verbr} = 5,4 \text{ MWh/a}$), so ist der Kapitalwert nach

20 Jahren nahezu null. Die PV-Anlage erzeugt für den Investor keinen Kapitalverlust, generiert aber ebenso kaum eine kapitale Wertschöpfung. Halbiert man den elektrischen Energiebedarf ($W_{Verbr} = 2,7 \text{ MWh/a}$) bei gleichbleibender Erzeugung ist die Kurve der Entwicklung des Kapitalwerts (siehe Abbildung 4-25 pinke Linie) eine flachere, als jene, bei dem der elektrische Energiebedarf derselbe ist wie die Energieerzeugung der PV-Anlage (siehe Abbildung 4-25 grüne Linie). Die PV-Anlage stellt in diesem Falle für den Betreiber ein Verlustgeschäft dar und von einer Investition in diese ist abzuraten. Erhöht man den elektrischen Energieverbrauch jedoch auf das 1,5-fache ($W_{Verbr} = 8,1 \text{ MWh/a}$) bzw. zweifache ($W_{Verbr} = 10,8 \text{ MWh/a}$) des elektrischen Jahresertrages, so sind die Kurven steiler (siehe Abbildung 4-25 rote bzw. türkise Linie) und nach 20 Jahren ist der Kapitalwert positiv. In diesen beiden Fällen erzeugt die PV-Anlage über 20 Jahre einen kapitalen Zuwachs und eine Investition in diese würde sich für den Investor lohnen. Vergleicht man alle vier Kurven aus Abbildung 4-25 miteinander, so kann festgestellt werden, dass umso höher der elektrische Energiebedarf eines Konsumenten ist, desto wirtschaftlich lukrativer ist eine PV-Anlage. Bei dem Szenario mit dem geringsten elektrischen Energiebedarf ($W_{Verbr} = 2,7 \text{ MWh/a}$) ist die PV-Anlage überdimensioniert, eine kleinere PV-Anlage würde mit hoher Wahrscheinlichkeit für diesen Fall zu einem positiven Kapitalwert nach 20 Jahren führen.

5 KONZEPTIONIERUNG EINER PHOTOVOLTAIKANLAGE IM ZUGE DES PROJEKTES „ÖKO-OPT-QUART“

In jüngster Vergangenheit werden PV-Anlagen nicht nur mehr von einem Betreiber genutzt, welcher meist auch der Auftraggeber der PV-Anlage ist wie z.B. bei einem Einfamilienhaushalt, sondern Gemeinschaftsprojekte mit mehreren Anlegern werden immer beliebter. Diese PV-Anlagen bestehen oftmals durch ihre Größe, so sind Installationsleistungen im Megawattbereich keine Seltenheit mehr, weiters besteht vielmals der Wunsch mehrere Anschlusspunkte mit der von ihr erzeugten elektrischen Energie bestmöglich zu versorgen. Ein solch konkreter Fall liegt in dem geplanten Stadtquartier in den „Reininghausgründen“ der Stadt Graz vor, wo ein neues Wohnviertel unter Einbezug möglichst vieler erneuerbaren Energien sowie ökonomischer Überlegungen geschaffen werden soll. Um sämtliche erneuerbaren Energien bestmöglich aufeinander abzustimmen, darunter auch die Photovoltaik, ist im Februar 2017 das Projekt „*Ökonomisch optimiertes Regelungs- und Betriebsverhalten komplexer Energieverbände zukünftiger Stadtquartiere*“, kurz „*Öko-Opt-Quart*“ ins Leben gerufen worden, welches von der BIOENERGY 2020+ GmbH koordiniert wird. Im Zuge dieses Projektes ist der Koordinator an das Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz herangetreten mit der Bitte einer Konzeptionierung einer PV-Anlage. Die Ergebnisse der Konzeptionierung dieser PV-Anlage sowie der dazu führende Prozess werden im nachfolgenden Kapitel prononciert.

5.1 PROJEKTZIELE

Ein ausgewähltes, bereits bestehendes Gebäude, soll mit PV-Modulen bestückt werden und für die gesamte PV-Anlage soll bei unterschiedlichen Montagearten der PV-Module das

- Erzeugerprofil P_{PV} , der daraus resultierende
- elektrische Jahresertrag W_{PV} , und die dafür benötigte
- Modulanzahl $ModAnz$

bestimmt werden.

Weiters soll jene Positionierung der PV-Module gefunden werden, bei dem der elektrische Jahresertrag maximal wird und ebenso jene, wo der Kapitalwert sein Maximum nach 20 Jahren erreicht. Für die Erreichung dieser Ziele soll mit dem numerischen Rechenprogramm MATLAB ein Programm entwickelt werden, welches den in Kapitel 3 vorgestellten Einfluss der Sonnenstrahlung auf die Erzeugung der PV-Anlage sowie die in Kapitel 4 gezeigten Methoden (exklusive bilanzierter Autonomiegrad und Eigenverbrauchsgrad aus Kapitel 4.4) vereint. Dieses Programm soll nicht nur explizit auf dieses Projekt anwendbar sein, sondern die Konzeption anderwärtiger, zukünftiger PV-Anlagen ermöglichen.

5.1.1 Planungstechnische Parameter

Das mit PV-Modulen zu bestückende Gebäude, in Abbildung 5-1 schematisch in grün dargestellt, ist im Besitz der Firma STAMAG Stadlauer Malzfabrik Ges.m.b.H und ist mit Reininghausstraße 15, 8020 Graz, Österreich adressiert.

Flächendefinitionen für die PV-Berechnung und Darstellung umliegender Gebäude

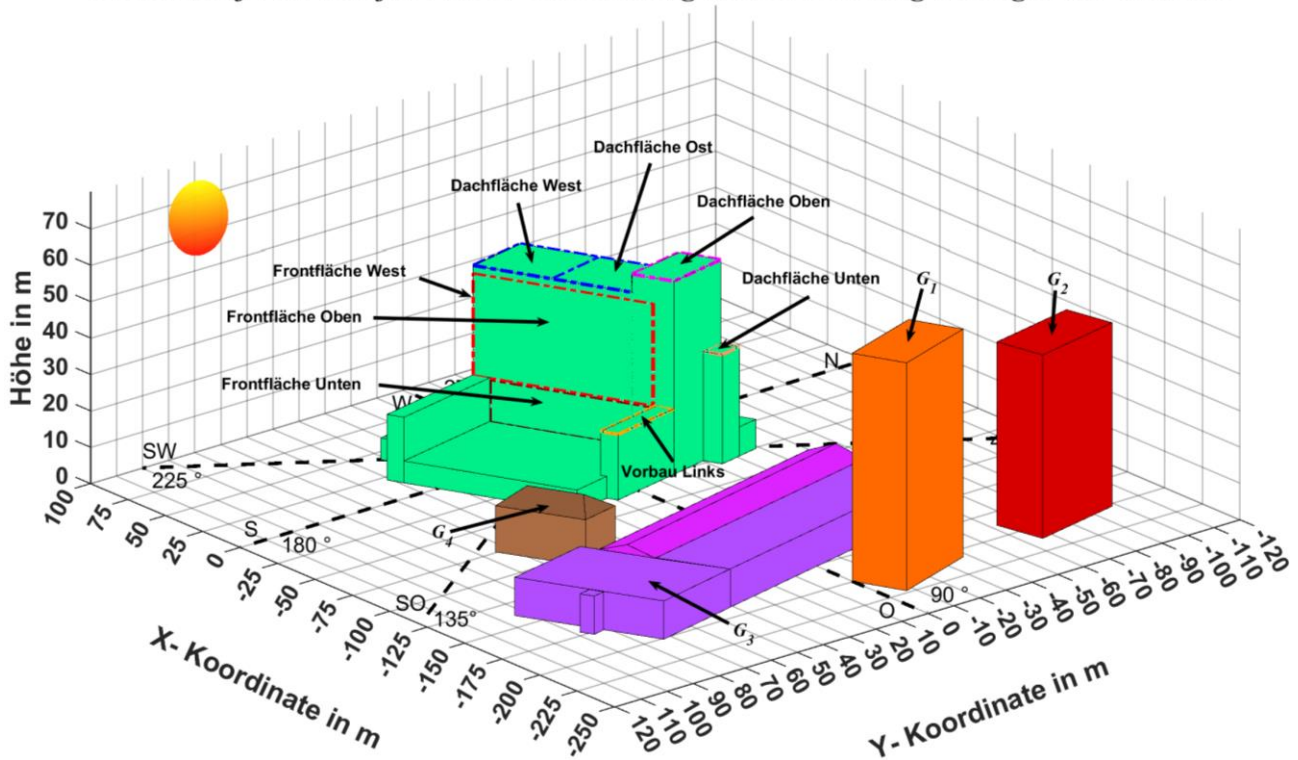


Abbildung 5-1: Mit PV-Modulen zu bestückendes Gebäude (grün) mit Definition der Flächen sowie Darstellung der geplanten Gebäude (G_1 , G_2) und bestehender Gebäude (G_3 , G_4)

Das mit PV-Modulen zu bestückende Gebäude in Abbildung 5-2 ist mit -17° östlich ausgerichtet, seine Dächer sind als Flachdächer ausgeführt und die höchste ebenerdig gemessene Gebäudehöhe beträgt 53 m. Zuallererst ist jene Fläche ermittelt worden, wo es technisch möglich ist PV-Module zu installieren. Dabei zeigt sich aufgrund der Form des Gebäudes, dass eine Unterteilung der Fläche notwendig ist und es ergeben sich für die Montageart der PV-Module zwei Möglichkeiten:

- Parallel zur Fläche
- Aufständigung der PV-Module

Bei den drei definierten Frontflächen (Oben, Unten, West) erfolgt die Montage der PV-Module parallel zur Fassade, somit ist für diese Flächen der Modulneigungswinkel ($\gamma_{Mod} = 90^\circ$) und die azimutale Ausrichtung der PV-Module durch die Flächen vorgegeben. Die Nordseite wird aufgrund der zu erwartenden geringen Bestrahlungsstärke (siehe Kapitel 4.1) und daraus geringen elektrischen Jahresertrages nicht mit PV-Modulen bestückt. Auf den Dachflächen (Oben, Unten, Ost, West) sowie auf dem Vorbau Links können die PV-Module beliebig geneigt und azimutal ausgerichtet werden, die Untersuchung der Auswirkung der azimutalen Ausrichtung sei aber zwischen einer reinen Ostausrichtung ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) und Westausrichtung ($\alpha_{Mod} = 90^\circ$) beschränkt.

Für eine Veranschaulichung der Dimensionen des Gebäudes, bzw. der definierten Flächen zur Montage von PV-Modulen, sind in Tabelle 5-1 die vom Erdboden gemessenen Höhen h_A und deren Flächeninhalt A_{Fl} eingetragen.

Tabelle 5-1: Höhe von Erdboden h_A (von – bis bei Frontflächen) und Flächeninhalt A_{Fl} der definierten Flächen

	Bezeichnung	h_A	A_{Fl}
	–	m	m ²
Dachflächen	Ost	48	831
	West	48	831
	Oben	53	439
	Unten	30	72
	Vorbau Links	18	220
Frontflächen	West	2 – 46	1066
	Oben	18 – 46	2013
	Unten	6 – 18	902
			Σ 6374

Summa summarum steht eine Fläche von 6374 m² (siehe Tabelle 5-1) für die Montage von PV-Modulen zur Verfügung. Im zweiten Schritt werden die Objekte in näherer Umgebung untersucht, welche einen Schatten auf die definierten Flächen werfen können um sie in die Verschattungsanalyse (siehe Kapitel 4.3) miteinbeziehen zu können.

Die Auswahlkriterien sind dabei folgende: Ein Objekt muss höher als der niedrigste Punkt einer zu verbauenden Fläche sein und von einer definierten Fläche aus betrachtet zumindest teilweise zwischen Osten (90 °) und Westen (270 °) liegen. Diese zwei Auswahlkriterien bestehen wie in Abbildung 5-1 dargestellt, für die geplanten Gebäude G_1 und G_2 sowie die bereits bestehenden Gebäude G_3 und G_4 , welche ebenerdig zum Gebäude der Fa. STAMAG (Abbildung 5-1 in grün dargestellt) liegen. Ihre Höhen, wenn mit Flachdach ausgeführt h_{Flach} und/oder zum Dachfirst h_{First} sind in Tabelle 5-2 eingetragen.

Tabelle 5-2: Dachhöhen (h_{Flach} , h_{First}) ebenerdig gemessen der umliegenden Gebäude

Gebäude	h_{Flach}	h_{First}
	m	m
G_1	63	–
G_2	50	–
G_3	10,5	13
G_4	–	17

Die zwei Gebäude G_1 und G_2 sind laut Tabelle 5-2 die höchsten, wobei G_1 höher ist als das Gebäude der Fa. STAMAG, sie sollen laut Plan (siehe Abbildung 5-1) mit einem Flachdach abgeschlossen werden. Das niedrigste Gebäude G_3 ist teilweise mit einem Sattel- und zum Teil mit einem Flachdach ausgeführt, hingegen besitzt das Gebäude G_4 ein Walmdach.

5.1.2 Positionierung der Photovoltaikmodule

Da bei den Frontflächen (definiert nach Tabelle 5-1) die Montage der PV-Module parallel zur Fassade ($\gamma_{Mod} = 90^\circ$) erfolgt, die Frontflächen wie auch die PV-Module eine rechteckförmige haben ergeben sich zwei sinnvolle Möglichkeiten der Montage der PV-Module:

- Quer (Lange Seite der PV-Module ist parallel zur Dachkante)
- Längs (Kurze Seite der PV-Module ist parallel zur Dachkante)

Somit kann nach Durchführung sämtlicher der Frontflächen betreffender Berechnungen zwischen zwei Fällen entschieden werden, welche für den/die Betreiber die bessere ist.

Auf den Dachflächen (definiert nach Tabelle 5-1), können die PV-Module beliebig mit α_{Mod} azimutal ausgerichtet, mit γ_{Mod} geneigt und ein beliebiger Abstand zwischen den Modulreihen I_{Reihe} gewählt werden, da dies aber zu einer sehr hohen Anzahl an Positionierungen führen würde, werden die zu berechnenden Positionierungen auf die jeweiligen Werte in Tabelle 5-3 beschränkt.

Tabelle 5-3: Bei den Berechnungen der PV-Anlagen auf den Dachflächen verwendete azimutale Ausrichtungen α_{Mod} , Modulneigungen γ_{Mod} und Modulreihenabstände I_{Reihe}

α_{Mod}	
1 °	
-90	0
-80	10
-70	20
-60	30
-50	40
-40	50
-30	60
-20	70
-17	80
-10	90

γ_{Mod}
1 °
25
30
35
40
45

I_{Reihe}
cm
0
25
50
100

Für jede azimutale Ausrichtung α_{Mod} nach Tabelle 5-3 werden die PV-Module unterschiedlich mit den in Tabelle 5-3 definierten Winkel γ_{Mod} geneigt und daraufhin noch mit jenen in Tabelle 5-3 festgelegten Reihenabständen I_{Reihe} variiert. Mit dem Ziel vor Augen, jede Dachfläche bestmöglich auszunutzen, ergeben sich für jede Positionierung, aufgrund der geometrischen Abmessungen der zu untersuchenden Dachfläche selbst und des verwendeten PV-Moduls (siehe Datenblatt in Abbildung A 39), eine unterschiedlich hohe Anzahl an montierbaren PV-Modulen $ModAnz$. Bei jeder Anordnung der PV-Module wird für jeden Modulmittelpunkt eine Verschattungsanalyse mit Anwendung der Methodik nach Kapitel 4.3 durchgeführt um somit auf das jeweilige elektrische Erzeugerprofil sowie den elektrischen Jahresertrag zu kommen. Nach Durchführung dieses Algorithmus stehen für jede Dachfläche 400 Möglichkeiten mit unterschiedlichen Ergebnissen zur Auswahl welche folgende Informationen beinhalten:

- Elektrisches Erzeugerprofil P_{PV}
- Elektrischer Jahresertrag W_{PV}
- Modulanzahl $ModAnz$
- Positionierung der PV-Module (deklariert durch $\alpha_{Mod}, \gamma_{Mod}, I_{Reihe}$)
- Position jedes PV-Moduls auf der Fläche (deklariert durch den Modulmittelpunkt M_{Mod})

Um die Auswirkungen der gegenseitigen Verschattung und jener durch die umliegenden Gebäude (siehe Abbildung 5-1) beurteilen zu können, wird ebenso bei dem elektrischen Erzeugerprofil und dem elektrischen Jahresertrag zusätzlich noch der theoretische Idealfall, bei dem es zu keiner Verschattung kommt mit angegeben.

5.2 ELEKTRISCHE JAHRESERTRÄGE UND PHOTOVOLTAIKMODULANZAHL

Für die nach Abbildung 5-1 definierten Flächen soll in diesem Kapitel die Auswirkung der Positionierung der PV-Module auf die jeweiligen Flächen hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages W_{PV} untersucht werden. Bei den Dachflächen (definiert in Tabelle 5-1) werden einzelne Fälle näher beschrieben, die restlichen sind grafisch im Anhang zu finden. Schlussendlich soll für jede Fläche jene Positionierung gefunden werden, bei welcher der maximale elektrische Jahresertrag der jeweiligen PV-Teilanlage maximal wird, mit zugehöriger Modulanzahl $ModAnz$, um den für die gesamte PV-Anlage maximal erzielbaren elektrischen Jahresertrag sowie die dafür erforderliche Anzahl an PV-Modulen zu bestimmen.

Die Diagramme zur Darstellung der Ergebnisse der elektrischen Jahreserträge in den nachfolgenden Kapitel 5.2.1 bis Kapitel 5.2.5 sowie im Anhang von Abbildung A 1 bis Abbildung A 15 der Dachflächen sind wie folgt aufgebaut: Für eine ausgewählte Modulneigung γ_{Mod} je Diagramm wird auf der linken Ordinate der elektrische Jahresertrag W_{PV} und auf der rechten die Modulanzahl $ModAnz$ in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung α_{Mod} (aufgetragen auf der Abszisse) dargestellt. Die berechneten Werte des elektrischen Jahresertrages (mit und ohne Verschattung) sind mit Kreuzen eingetragen, die dazwischenliegenden Werte wurden interpoliert und mit einer Linie verbunden, wobei die vollen Linien die Erträge mit, und die gestrichelten Linien ohne Berücksichtigung der Verschattung repräsentieren. Die Modulanzahl $ModAnz$, welche je nach Positionierung eine andere natürliche positive Zahl ergibt, wird mit Sternen gekennzeichnet. Die jeweiligen Ergebnisse für die vier definierten Modulreihenabstände I_{Reihe} laut Tabelle 5-3 werden farblich nach folgender Kennung unterschieden:

- Schwarz: $I_{Reihe} = 100$ cm
- Violett: $I_{Reihe} = 50$ cm
- Rot: $I_{Reihe} = 25$ cm
- Blau: $I_{Reihe} = 0$ cm

5.2.1 Dachfläche Oben

Die Dachfläche Oben ist die höchst gelegene unter den ausgewählten Flächen (siehe Tabelle 5-1), folge dessen ist der Einfluss der Verschattung bedingt durch umliegende Objekte gering und es kommt vorrangig zu gegenseitiger Verschattung der PV-Module. Für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ sind die elektrischen Jahreserträge W_{PV} in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung der PV-Module α_{Mod} und die sich ergebenden Anzahlen an PV-Modulen $ModAnz$ in Abbildung 5-2 aufgetragen.

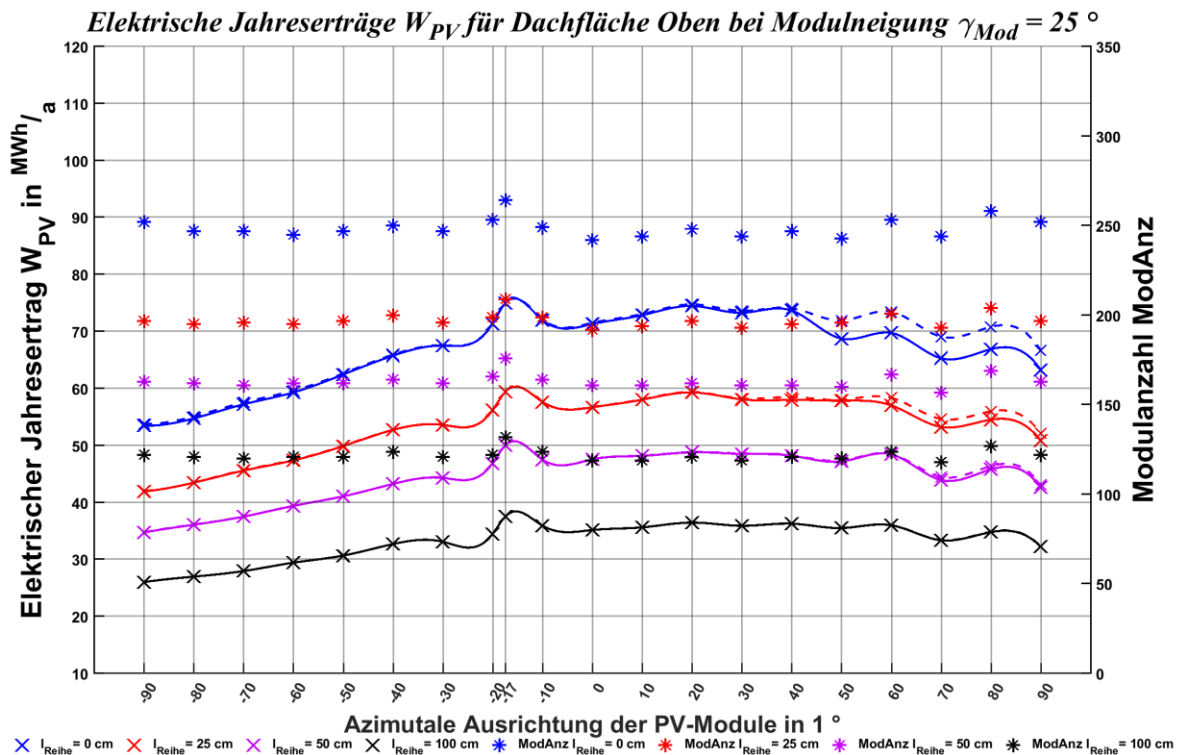


Abbildung 5-2: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Für den flachsten aller definierten Modulneigungswinkel ($\gamma_{Mod} = 25^\circ$) für die Dachfläche Oben wirkt sich die gegenseitige Verschattung zwischen einer azimutalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = -40^\circ$ und

$\alpha_{Mod} = 40^\circ$ kaum aus. Erst ab einer westlicheren Ausrichtung und vor allem beim geringsten Modulreihenabstand von $l_{Reihe} = 0$ cm (blaue Linien) ist die gegenseitige Verschattung der PV-Module höher und die Einbußen des elektrischen Jahresertrages aufgrund dessen steigen deutlich an. Da nur das Gebäude G_1 einen Schatten auf die PV-Module werfen kann, dieses aber relativ weit entfernt und östlich von der Dachfläche Oben liegt, entsteht ein breites Fenster der wählbaren azimutalen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -20^\circ$ bis $\alpha_{Mod} = 50^\circ$), wo die gegenseitige Verschattung gering und der elektrische Jahresertrag nahezu konstant ist, welcher nur leicht aufgrund der unterschiedlichen Anzahl an montierbaren PV-Modulen variiert.

Erhöht man den Modulneigungswinkel auf $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, so ergibt sich folgendes in Abbildung 5-3 dargestelltes Diagramm, welches wiederum den elektrischen Jahresertrag W_{PV} und die Modulanzahl $ModAnz$ in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung der PV-Module α_{Mod} für diesen Modulneigungswinkel veranschaulicht.

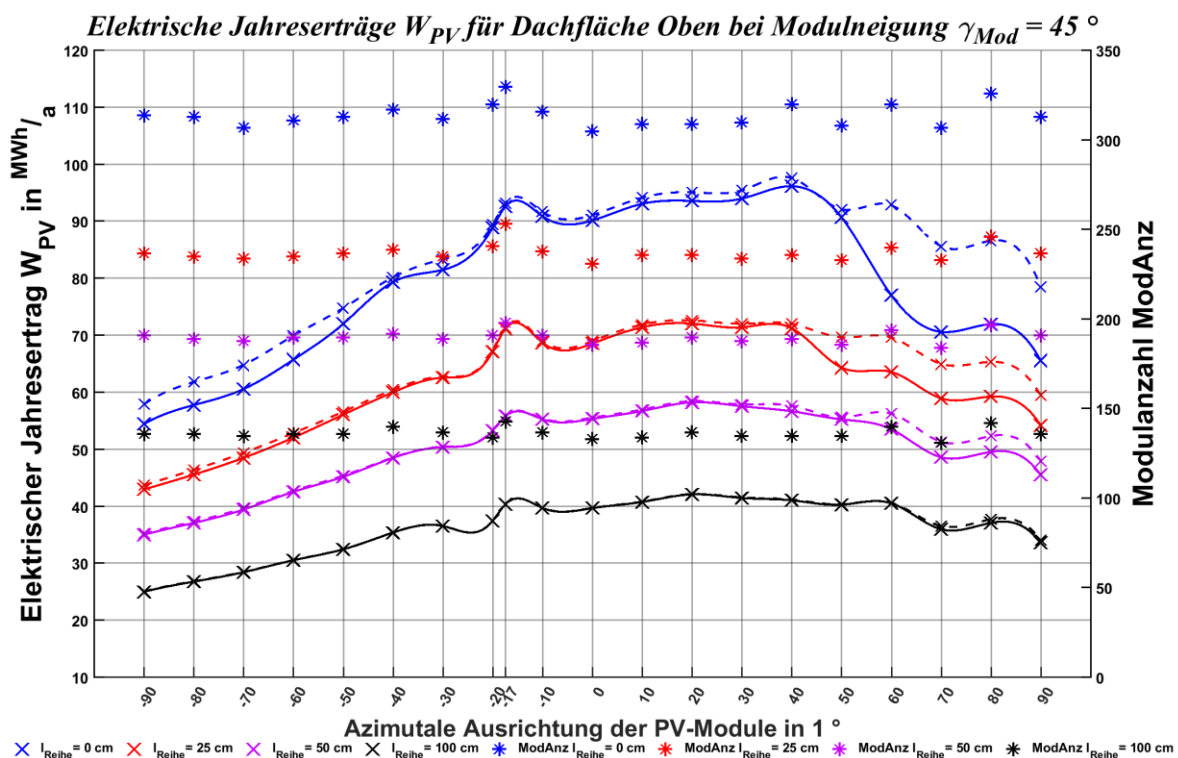


Abbildung 5-3 Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

Aufgrund des geringeren Platzbedarfs der PV-Module im Vergleich zu einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$, können bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ mehr PV-Module wie in Abbildung 5-3 dargestellt montiert werden, wodurch sich bei gleichen azimutalen Ausrichtungen und Modulreihenabständen ein höherer elektrischer Jahresertrag ergibt. Nachteilig ist, dass die gegenseitige Verschattung zunimmt und das Fenster der azimutalen Ausrichtung, wo nahezu die gleichen elektrischen Jahreserträge erzielt werden, reduziert sich verglichen mit dem Fall von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ (siehe Abbildung 5-2) auf einen Bereich zwischen $\alpha_{Mod} = -17^\circ$ und $\alpha_{Mod} = 40^\circ$.

Bei einem Vergleich der beiden hier angeführten Diagramme (Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3) fällt auf, dass bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module Richtung Osten ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) und Westen ($\alpha_{Mod} = 90^\circ$) weniger PV-Module bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ ungefähr den gleich hohen elektrischen Jahresertrag liefern wie bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$. Somit kann für den Standort Graz festgehalten werden, dass bei einer reinen Ost-West-Ausrichtung von PV-Modulen, die frei von Verschattung durch umliegende Objekte sind, bei einem flacheren Modulneigungswinkel, aber gleichen Modulreihenabstand, ein höherer elektrischer Jahresertrag pro PV-Modul erzielbar ist.

Wird bei allen sich ergebenden Kurven, welche aus den unterschiedlichen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe} (siehe Tabelle 5-3) resultieren, bei denen die Verschattung berücksichtigt wird, jeweils das Maximum des elektrischen Jahresertrages W_{PV} bestimmt, so ergibt sich Tabelle 5-4 wo dieses Maximum mit zugehöriger Positionierung der PV-Module eingetragen ist.

Tabelle 5-4: Maximale elektrische Jahreserträge W_{PV} und sich ergebende Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Oben bei unterschiedlichen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe}

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$
	1 °	MWh/a	-	1 °	MWh/a	-	1 °	MWh/a	-	1 °	MWh/a	-
25 °	-17	74,9	264	-17	59,4	209	-17	50,0	176	-17	37,5	132
30 °	-17	78,7	275	-17	62,9	220	-17	50,4	176	-17	37,8	132
35 °	20	83,5	273	-17	66,2	231	20	53,7	174	20	39,5	128
40 °	20	89,8	294	20	68,9	224	-17	56,5	198	20	40,8	132
45 °	40	96,2	320	20	72,1	236	20	58,3	190	20	42,2	137

Bei der Dachfläche Oben liegen, wie durch Tabelle 5-4 erkennbar die maximalen elektrischen Jahreserträge zwischen einer leicht östlichen und leicht westlichen azimuthalen Ausrichtung. Es ist aber zu beachten, dass die einzige leicht östliche in Tabelle 5-4 aufscheinende azimuthale Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -17^\circ$), daraus resultiert, da bei dieser die PV-Module parallel zu den Dachkanten montiert werden und somit die Anzahl der installierbaren PV-Module $ModAnz$ hoch ist. Für den Standort Graz ist grundsätzlich für einen maximalen elektrischen Jahresertrag, ohne Einfluss einer Verschattung durch umliegende Objekte, eine leicht westliche azimuthale Ausrichtung zu präferieren sowie ein relativ steiler Modulneigungswinkel. Dies zeigt sich für die Positionierung des maximalen elektrischen Jahresertrages, welche in Tabelle 5-4 grün hervorgehoben ist. Auf die vorgegebene Fläche können am meisten PV-Module bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und $I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$ montiert werden, bei einer azimuthalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ dieser können somit bei $ModAnz = 320$ PV-Module installiert werden, woraus ein maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag von $W_{PV} = 96,2 \text{ MWh/a}$ resultiert.

5.2.2 Dachfläche Ost

Die Dachfläche Ost mit einer Höhe von $h_A = 48 \text{ m}$ und einem Flächeninhalt von $A_{Fl} = 831 \text{ m}^2$, wie in Abbildung 5-1 dargestellt, ist die östliche Hälfte der großen Dachfläche und liegt höhenmäßig fünf Meter (siehe Tabelle 5-1) unter der Dachfläche Oben, weswegen der mit der Dachfläche Oben abschließende Gebäudekomplex teilweise auf die installierten PV-Module einen Schatten werfen kann. Weiters sind die Höhen der umliegenden Gebäude G_1 und G_2 größer als die Dachfläche Ost, da aber der nördlichste Punkt des Gebäudes G_2 südlicher als der am südlichsten gelegene Punkt der Dachfläche Ost liegt, kann das Gebäude G_2 keinen Schatten auf die Dachfläche Ost werfen. Somit werden in diesem Kapitel die Positionierungen der PV-Module nach Tabelle 5-3 auf die mögliche Anzahl an installierbaren PV-Modulen $ModAnz$ sowie durch Implementierung des Gebäudes G_1 und der mit der Dachfläche Oben abschließenden Gebäudekomplex in die Verschattungsanalyse auf den elektrischen Jahresertrag W_{PV} untersucht.

Für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ sind die Ergebnisse des elektrischen Jahresertrages W_{PV} und der jeweils sich ergebenden Anzahl an PV-Modulen $ModAnz$ bei den untersuchten azimutalen Ausrichtungen der PV-Module in Abbildung 5-4 dargestellt.

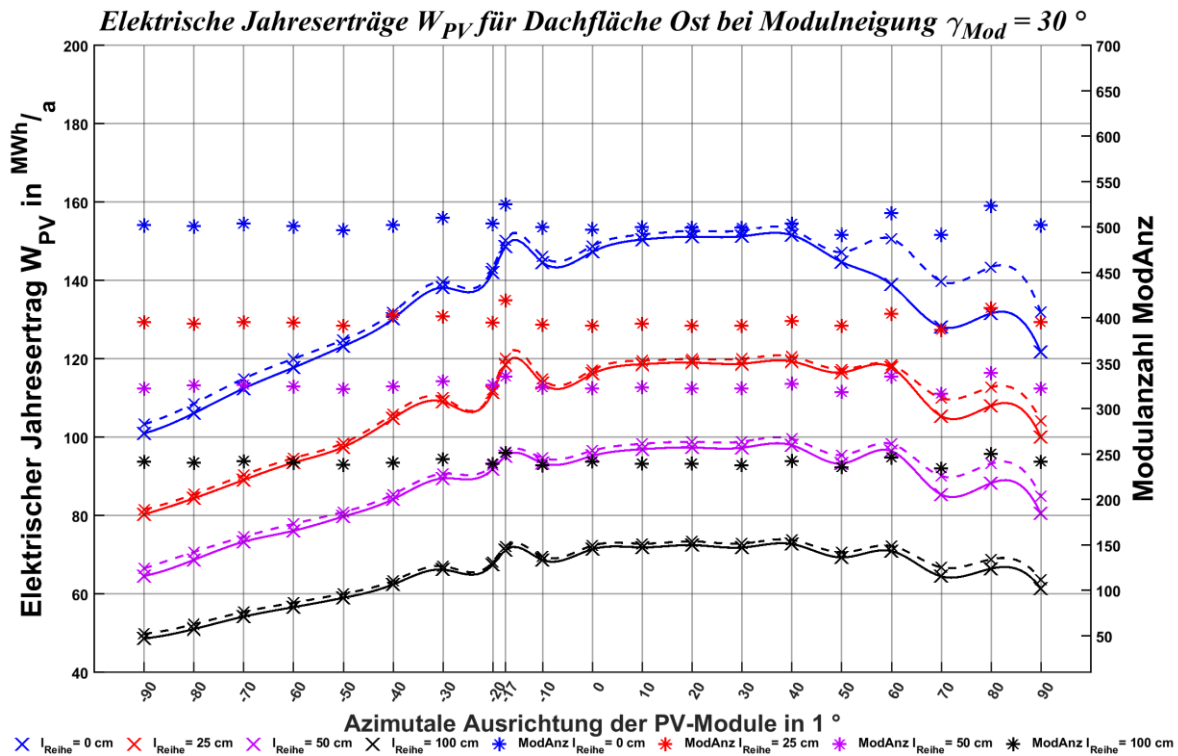


Abbildung 5-4: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Beginnend bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module Richtung Osten ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) bis hin zu $\alpha_{Mod} = -30^\circ$ steigt bei allen Modulreihenabständen I_{Reihe} der elektrische Jahresertrag bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$, wie in Abbildung 5-4 dargestellt, nahezu linear an. Ab $\alpha_{Mod} = -20^\circ$ bis hin zu $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ sind die elektrischen Jahreserträge konstant, mit einer Ausnahme, wo die Montage der PV-Module parallel zur Dachkante erfolgt ($\alpha_{Mod} = -17^\circ$), wodurch eine hohe Anzahl an PV-Modulen installiert werden kann. Ab $\alpha_{Mod} = 50^\circ$ verschatten sich die PV-Module verstärkt gegenseitig, vor allem bei dem geringsten Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm (blaue Linien) und der elektrische Jahresertrag nimmt wieder ab. Der mit der Dachfläche Oben abschließende Gebäudeteil und das Gebäude G_1 liegen östlich von der Dachfläche Ost, wodurch sie vorrangig in den Morgenstunden einen Schatten auf diese Fläche werfen. Die dadurch entstehenden Einbußen auf den elektrischen Jahresertrag sind aber marginal, wie bei den sich ergebenden Kurven bei einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 100$ cm (schwarze Linien) erkennbar, wo der Einfluss der gegenseitigen Verschattung der PV-Module am geringsten ist.

Bei dem in Abbildung 5-4 untersuchten Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ ist bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ der elektrische Jahresertrag mit $W_{PV} = 151,6 \text{ MWh/a}$ am höchsten. Bei dieser Positionierung beträgt die Anzahl der installierbaren PV-Module $ModAnz = 504$, zum Vergleich könnten bei selben Modulreihenabstand ($I_{Reihe} = 0$ cm), einer azimutalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = -17^\circ$ mehr PV-Module installiert werden ($ModAnz = 525$), der elektrische Jahresertrag wäre aber um $2,5 \text{ MWh/a}$ geringer trotz der höheren Anzahl an PV-Modulen.

Neigt man die PV-Module um 15° stärker, als bei Abbildung 5-4, so ergibt sich die in Abbildung 5-5 dargestellte Kurvenschar für die elektrischen Jahreserträge W_{PV} für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ bei den laut Tabelle 5-3 definierten azimutalen Ausrichtungen α_{Mod} der PV-Module und den vier definierten Modulreihenabständen l_{Reihe} .

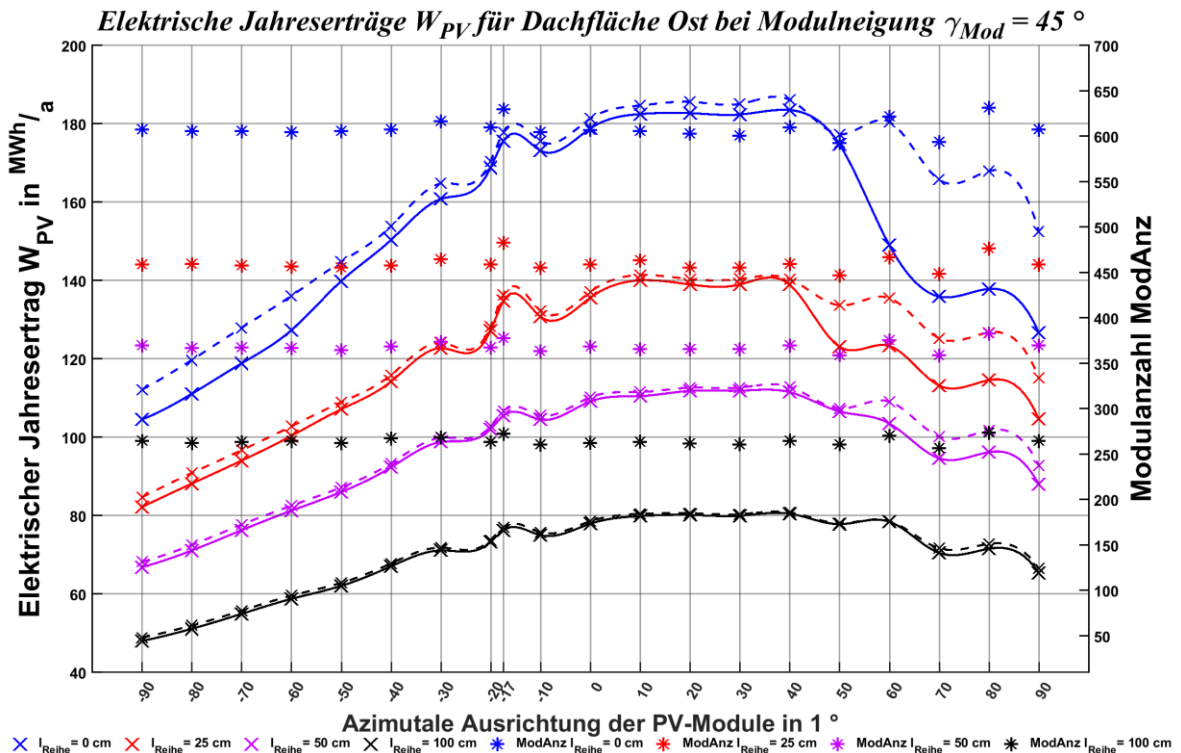


Abbildung 5-5: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

Der Einfluss der gegenseitigen Verschattung ist bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ (siehe Abbildung 5-5) höher als bei jenem von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ (siehe Abbildung 5-4), die Steigung der Kurven beginnend bei einer Ost-Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) bis $\alpha_{Mod} = 20^\circ$ ist höher, ebenso fallen sie ab $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ stärker ab. Es ist jedoch bei diesem Modulneigungswinkel der höchstmögliche elektrische Jahresertrag von $W_{PV} = 183,5 \text{ MWh/a}$, wie in Tabelle 5-5 grün hervorgehoben, erzielbar. Die sich für die restlichen laut Tabelle 4-3 untersuchten Modulneigungswinkel ergebenden Kurvenscharen sind im Anhang von Abbildung A 4 bis Abbildung A 6 dargestellt.

Tabelle 5-5: Maximale elektrische Jahreserträge W_{PV} und sich ergebende Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Ost bei unterschiedlichen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen l_{Reihe}

γ_{Mod}	$l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$l_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$l_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$l_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$
	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-
25°	20	143,8	481	20	114,4	382	-17	94,6	336	-17	71,0	252
30°	40	151,6	504	40	119,4	397	40	98,0	328	40	72,8	243
35°	40	160,7	531	40	125,6	416	40	103,2	339	20	75,8	247
40°	30	175,3	574	20	132,0	431	30	107,2	349	30	78,2	254
45°	40	183,5	610	10	140,0	464	30	111,9	366	40	80,5	265

Die azimutale Ausrichtung der PV-Module, bei denen der maximale elektrische Jahresertrag der jeweiligen Modulneigung und Modulreihenabstandes, ist wie in Tabelle 5-5 gelistet, immer eine leicht

westliche. Die einzigen Ausnahmen treten bei einer Installation der PV-Module mit dem flachsten aller laut Tabelle 5-3 definierten Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und parallel zur Dachkante ($\alpha_{Mod} = -17^\circ$) auf, wo die Anzahl der installierbaren PV-Module hoch ist.

5.2.3 Dachfläche West

Die Dachfläche West ist die westlich gelegene Fläche (siehe Abbildung 5-1) der großen Dachfläche. Ihr Flächeninhalt $A_{Fl} = 831 \text{ m}^2$ und ihre Höhe vom Erdboden gemessen $h_A = 48 \text{ m}$ sind gleich groß wie jene der Dachfläche Ost (siehe Tabelle 5-1). Für die in die Verschattungsanalyse zu implementierenden Objekte sind wie bei der Untersuchung der Dachfläche Ost jener Gebäudeteil, welcher mit der Dachfläche Oben abschließt ($h_A = 53 \text{ m}$) sowie das Gebäude G_1 ($h_{Flach} = 63 \text{ m}$).

Die Ergebnisse des elektrischen Jahresertrages W_{PV} und der dabei installierbaren Anzahl an PV-Modulen $ModAnz$ ist für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 35^\circ$, in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung der PV-Module α_{Mod} , ist für die zu untersuchenden Positionierungen dieser nach Tabelle 5-3 in Abbildung 5-6 dargestellt.

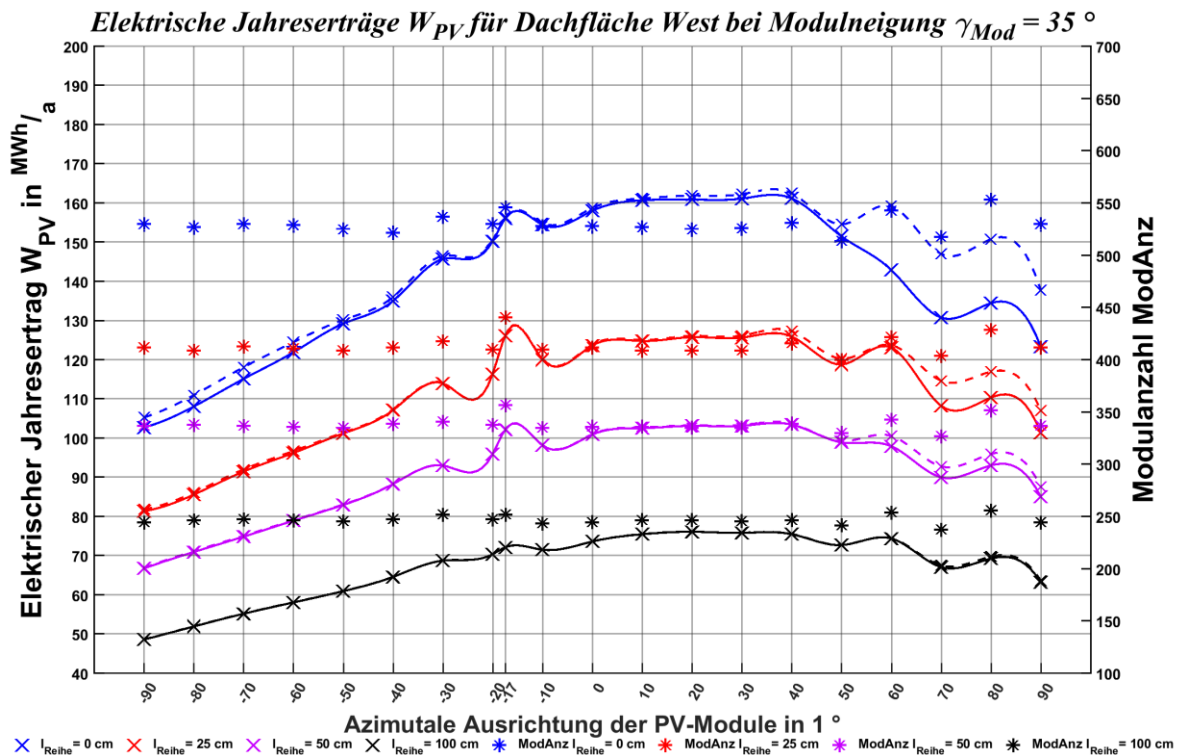


Abbildung 5-6: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Da das Gebäude G_1 und der mit der Dachfläche Oben abschließende Gebäudeteil von der Dachfläche West weiter entfernt sind als von der Dachfläche Ost, ist deren Einfluss, bedingt durch ihren Schattenwurf auf die Dachfläche West in den Morgenstunden, auf den elektrischen Jahresertrag W_{PV} geringer als bei der Dachfläche Ost. Bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 35^\circ$, wie in Abbildung 5-6 dargestellt, ist der Unterschied zwischen den theoretischen Werten, wo die Verschattung außer Acht gelassen wird und den realen Werten, wo die Verschattung berücksichtigt wird geringer, als bei der Dachfläche Ost und einem flacheren, wie in Abbildung 5-4 dargestellt, Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$. Die Einbußen des elektrischen Jahresertrages durch Verschattung sind daher größtenteils auf die gegenseitige Verschattung der PV-Module rückzuführen. Das Maximum des elektrischen Jahresertrages von $W_{PV} = 161,2 \text{ MWh/a}$ ist in Abbildung 5-6 bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 40^\circ$, einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$ zu finden, wo eine Installation von $ModAnz = 531$ PV-Modulen möglich ist.

Wird der Modulneigungswinkel auf $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ erhöht, so ergeben sich die Kurvenscharen der elektrischen Jahreserträge W_{PV} und der Modulanzahl $ModAnz$ in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung der PV-Module wie in Abbildung 5-7 dargestellt.

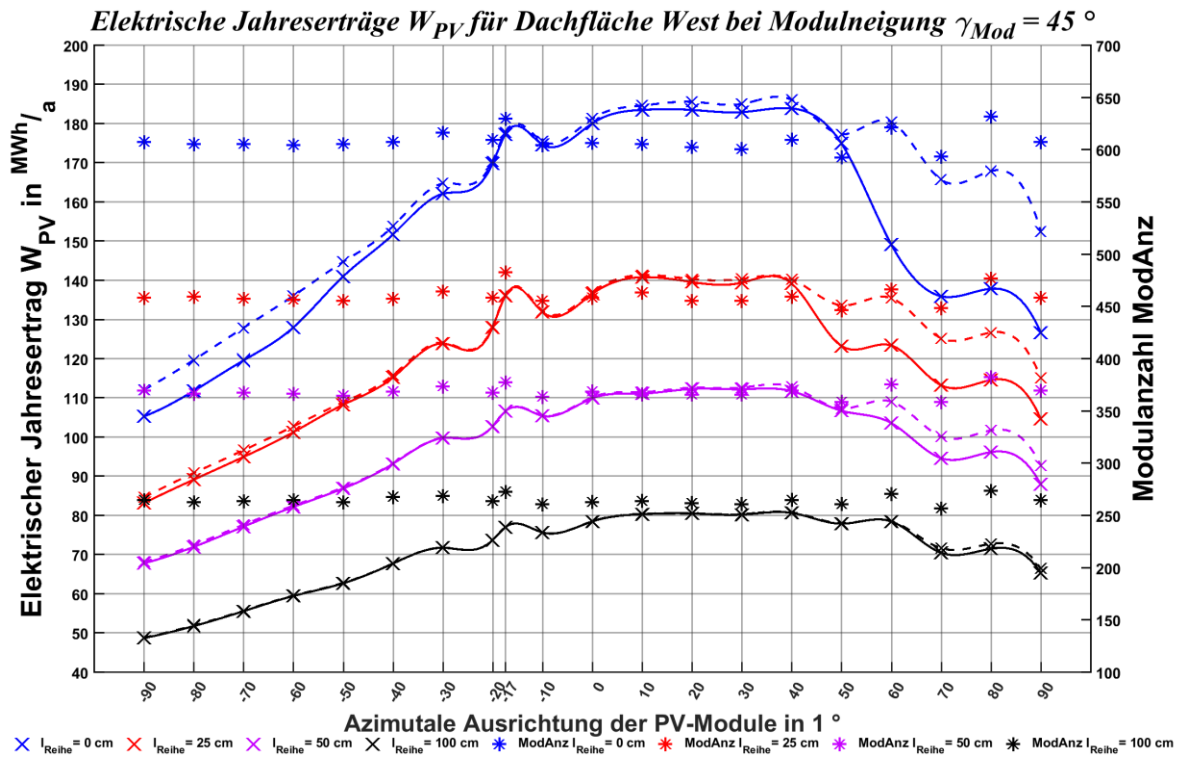


Abbildung 5-7: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

Aufgrund derselben geometrischen Abmessungen der Dachfläche Ost und der Dachfläche West, haben die sich ergebenden Kurvenscharen bezüglich des elektrischen Jahresertrages und der Modulanzahl (vergleiche Abbildung 5-6 und Abbildung 5-7) bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ denselben Verlauf. Lediglich sind bei der Dachfläche West die Einbußen aufgrund der Verschattung durch umliegende Objekte geringer, wodurch sich bei jeweiliger Positionierung, ein höherer elektrischer Jahresertrag, wie auch beim maximal erzielbaren (in Tabelle 5-6 grün hervorgehoben), ergibt. Die übrigen Ergebnisse bezüglich der untersuchten Modulneigungswinkel laut Tabelle 5-3 sind im Anhang von Abbildung A 7 bis Abbildung A 9 dargestellt.

Tabelle 5-6: Maximale elektrische Jahreserträge W_{PV} und sich ergebende Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche West bei unterschiedlichen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen l_{Reihe}

γ_{Mod}	$l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$l_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$l_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$l_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$
	1°	MWh/a	–	1°	MWh/a	–	1°	MWh/a	–	1°	MWh/a	–
25°	20	114,6	481	20	115,0	382	-17	95,5	336	-17	71,7	252
30°	40	152,2	504	-17	120,2	420	40	99,7	328	40	73,8	243
35°	40	161,2	531	-17	126,2	441	40	103,8	339	20	76,2	247
40°	30	175,9	574	20	132,6	431	-17	107,7	378	30	78,5	254
45°	40	183,9	610	10	140,9	464	20	112,3	366	40	80,7	265

Vergleicht man die Ergebnisse der maximalen elektrischen Jahreserträge der Dachfläche Ost (siehe Tabelle 5-5) mit jenen der Dachfläche West (siehe Tabelle 5-6), so treten für das Maximum des elektrischen Jahresertrages bei der Dachfläche West bei einem Modulreihenabstand von

$I_{Reihe} = 25$ cm und $I_{Reihe} = 50$ cm häufiger azimutale Ausrichtungen von $\alpha_{Mod} = -17^\circ$ auf. Dies schuldet daher, dass jener Gebäudeteil, welcher mit der Dachfläche Oben abschließt weiter entfernt ist, somit sein Schattenwurf auf die Dachfläche West zeitlich kürzer ist als auf die Dachfläche Ost und dadurch bedingt ein höherer elektrischer Jahresertrag bei einer leicht östlichen Ausrichtung der PV-Module erzielt werden kann. Für einen Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm ergeben sich für die Dachfläche West dieselben azimutalen Ausrichtungen bei jeweiliger Modulneigung wie bei der Dachfläche Ost. Ebenso liegt das erreichbare Maximum des elektrischen Jahresertrages bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und $\alpha_{Mod} = 40^\circ$, es ist bei gleicher Modulanzahl von $ModAnz = 610$ jedoch geringfügig ($0,4 \text{ MWh/a}$) höher, nämlich $W_{PV} = 183,9 \text{ MWh/a}$.

5.2.4 Dachfläche Unten

Die Dachfläche Unten liegt vom Erdboden gemessen auf einer Höhe von $h_A = 30$ m und ist mit ihrem Flächeninhalt von $A_{Fl} = 72 \text{ m}^2$ die kleinste aller Flächen (siehe Tabelle 5-1). Betrachtet man Abbildung 5-1, so können auf sie die östlich positionierten Gebäude G_1 und G_2 sowie jener Gebäudeteil, welcher mit der Dachfläche Oben abschließt, einen Schatten werfen. Die Ergebnisse der elektrischen Jahreserträge W_{PV} und zugehörigen Modulanzahl $ModAnz$, je nach Tabelle 4-3 gewählten azimutalen Ausrichtungen α_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe} , sind in Abbildung 5-8 für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ dargestellt.

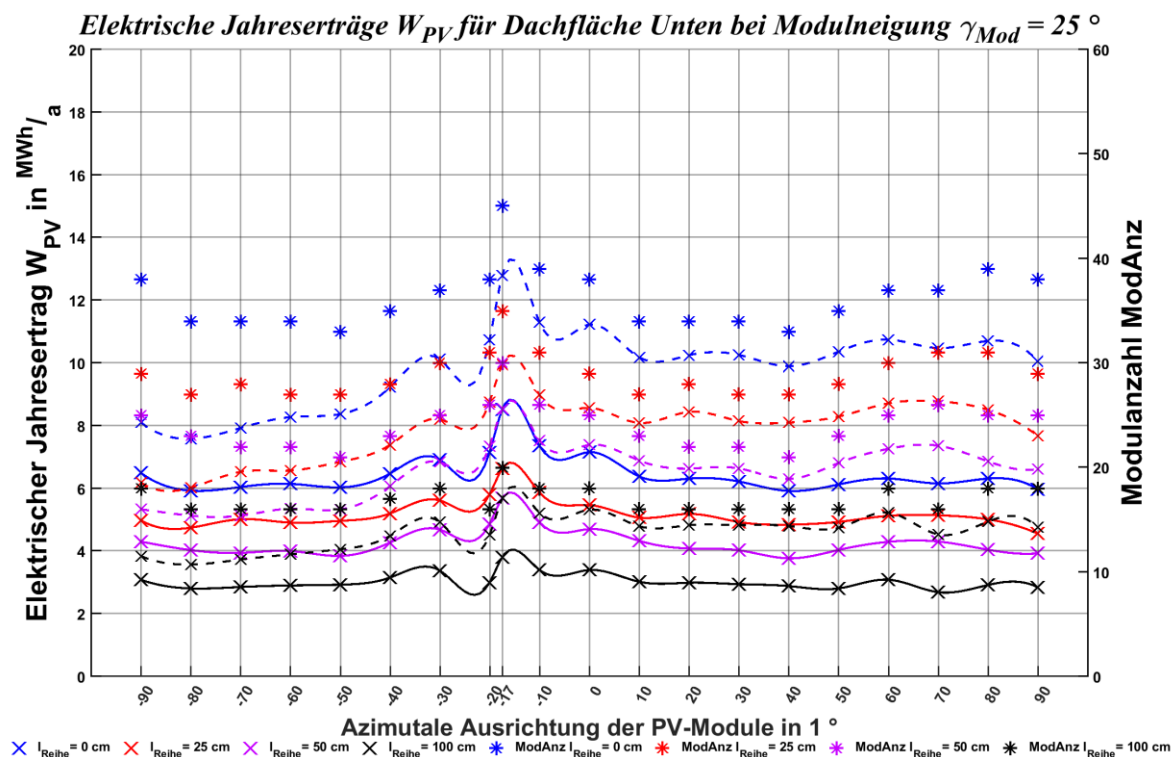


Abbildung 5-8: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Wie in Abbildung 5-8 zu sehen sind die Einbußen auf den elektrischen Jahresertrages aufgrund der Verschattung bei der Dachfläche Unten verglichen mit den anderen Dachflächen Oben, Ost und West (siehe Kapitel 5.2.1 bis Kapitel 5.2.3) verhältnismäßig groß. Bestimmt man das Maximum aus allen Kurvenscharen aus Abbildung 5-8, wo die Verschattung berücksichtigt wird (volle Linien), so ergibt sich ein maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag von $W_{PV} = 8,5 \text{ MWh/a}$ bei $\alpha_{Mod} = -17^\circ$ und $I_{Reihe} = 0$ cm, sowie bei einer Anzahl an PV-Modulen von $ModAnz = 45$. Würde man keine Verschattungsanalyse durchführen, so wäre der elektrische Jahresertrag $W_{PV} = 12,8 \text{ MWh/a}$, was einem Unterschied von zirka 34 % zum realen elektrischen Jahresertrag entsprechen würde.

Bei einer Erhöhung des Modulneigungswinkels auf $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, um mehr PV-Module installieren zu können und dadurch eventuell den elektrischen Jahresertrag W_{PV} zu steigern, ergeben sich die Kurvenscharen aufgrund der Variation der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module laut Tabelle 4-3 und die dabei installierbaren PV-Module $ModAnz$ wie in Abbildung 5-9 dargestellt.

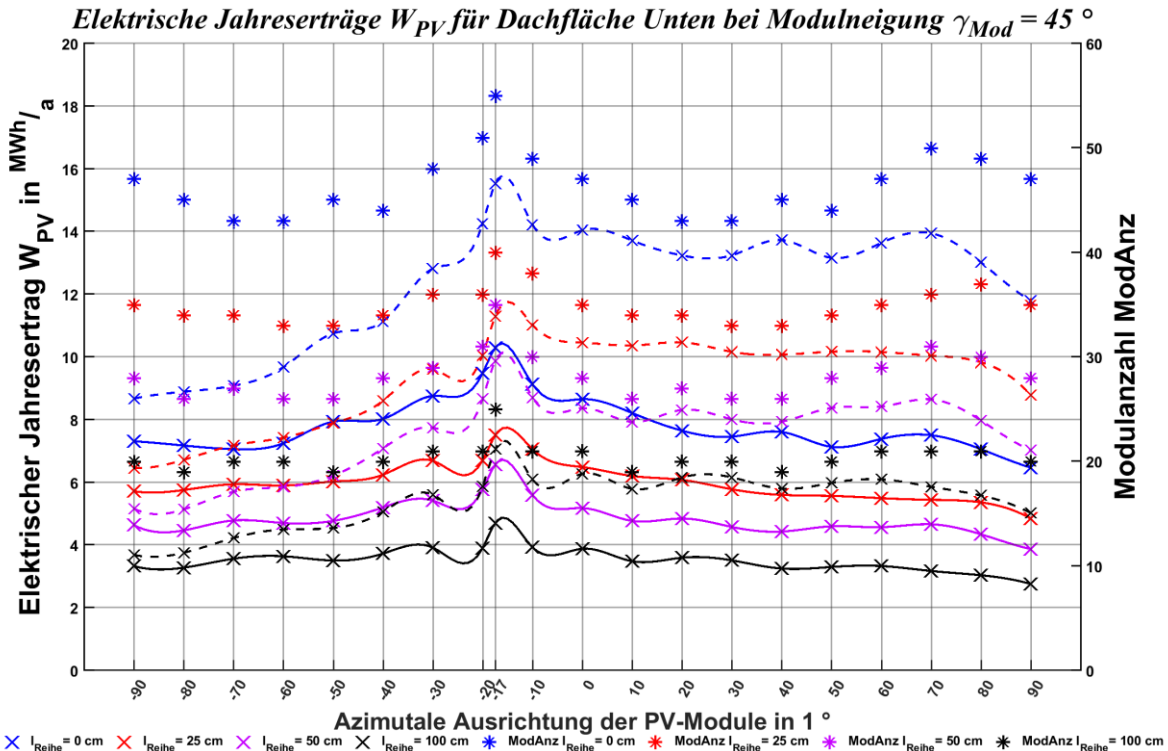


Abbildung 5-9: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Das Maximum des elektrischen Jahresertrages aus Abbildung 5-9 liegt wie bei dem Fall von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ (siehe Abbildung 5-8) bei $\alpha_{Mod} = -17^\circ$ und $I_{Reihe} = 0$ cm und beträgt $W_{PV} = 10,3 \text{ MWh/a}$, was auch der maximal erzielbare Jahresertrag (in Tabelle 5-7 grün hervorgehoben) aus allen durchgerechneten Positionierungen ist. In diesem Falle liegen die Einbußen aufgrund der Verschattung bei 38 %, etwas höher als beim Maximum des elektrischen Jahresertrages bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$. Auf die sich ergebenden Kurvenscharen der übrigen Modulneigungen laut Tabelle 5-3 sei auf den Anhang von Abbildung A 10 bis Abbildung A 12 verwiesen.

Tabelle 5-7: Maximale elektrische Jahreserträge W_{PV} und sich ergebende Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Unten bei unterschiedlichen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe}

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0$ cm			$I_{Reihe} = 25$ cm			$I_{Reihe} = 50$ cm			$I_{Reihe} = 100$ cm		
	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$
	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-
25 °	-17	8,5	45	-17	6,6	35	-17	5,7	30	-17	3,8	20
30 °	-17	8,6	45	-17	6,7	35	-17	5,7	30	-17	3,8	20
35 °	-17	8,6	45	-17	6,7	35	-17	5,7	30	-17	4,8	25
40 °	-17	9,5	50	-17	7,6	40	-17	5,7	30	-17	4,7	25
45 °	-17	10,3	55	-17	7,5	40	-17	6,6	35	-17	4,7	25

Die Dachfläche Unten wird vorrangig durch den Gebäudeteil, welcher mit der Dachfläche Oben abschließt verschattet. Dieser ist nicht nur in seinen geometrischen Abmessungen größer, sondern ist

auch um 23 m höher als die Dachfläche Unten. Bedingt durch diesen Umstand wird die Dachfläche Unten ab Mittag verschattet und die PV-Module produzieren in Zeiten der höchsten Globalstrahlung nur wenig elektrische Energie. Ob eine Installation von PV-Modulen auf diese Fläche sinnvoll ist, wird in Kapitel 5.3.4 erläutert.

5.2.5 Vorbau Links

Der Vorbau Links ist mit seiner Höhe von $h_A = 18$ m die am niedrigsten gelegene Dachfläche (siehe Tabelle 5-2), aber dafür mit seinem Flächeninhalt von $A_{Fl} = 220$ m² die am südlichsten positionierte aller Flächen. Auf ihn können der hintere, höhere Gebäudeteil, welcher mit den Dachflächen Oben, – Unten und – West abschließt und das Gebäude G_I einen Schatten werfen. Eine Kalkulation der elektrischen Jahreserträge W_{PV} und der dabei installierten Anzahl an PV-Modulen $ModAnz$ führt bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ zu den in Abbildung 5-10 dargestellten Ergebnissen.

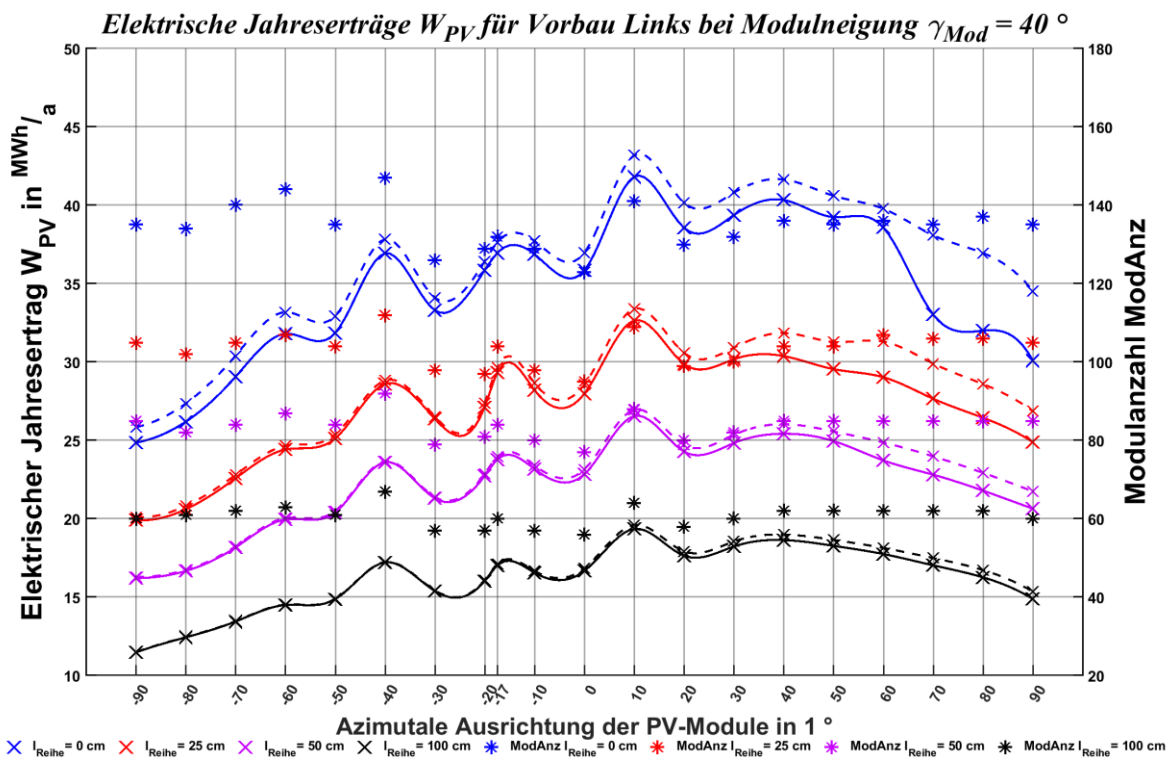


Abbildung 5-10: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Der Vorbau Links ist geometrisch relativ schmal im Verhältnis zu seiner Länge, wodurch aufgrund der Abmessungen des PV-Moduls es, wie in Abbildung 5-10 sichtbar, zu einer starken Variation der installierbaren PV-Module kommt und folge dessen fällt der Unterschied zwischen den elektrischen Jahreserträgen je nach azimuthaler Ausrichtung der PV-Module ebenso hoch aus. Der hinter ihm gelegene Gebäudekomplex sowie das nordöstlich gelegene Gebäude G_I werfen auf den Vorbau Links nur in den frühen Morgenstunden einen Schatten, wo die Globalstrahlung ohnehin gering ist. Bedingt durch diesen Umstand ergeben sich durch diese wie in Abbildung 5-10 beim höchsten betrachteten Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 100$ cm, wo die gegenseitige Verschattung minimal wird nur geringe Einbußen auf den elektrischen Jahresertrag. Der maximal erzielbare elektrische Jahresertrag ist, für den in Abbildung 5-10 betrachteten Fall einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 40^\circ$, bei einer azimuthalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ sowie einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm anzutreffen und beträgt $W_{PV} = 41,8$ MWh/a, wobei hierzu $ModAnz = 141$ PV-Module notwendig sind.

Bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ sind die Höhen und Senken der Kurvenscharen wie in Abbildung 5-11 dargestellt ausgeprägter als bei $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ (siehe Abbildung 5-10), ebenso wirkt sich die gegenseitige Verschattung der PV-Module stärker auf den elektrischen Jahresertrag aus.

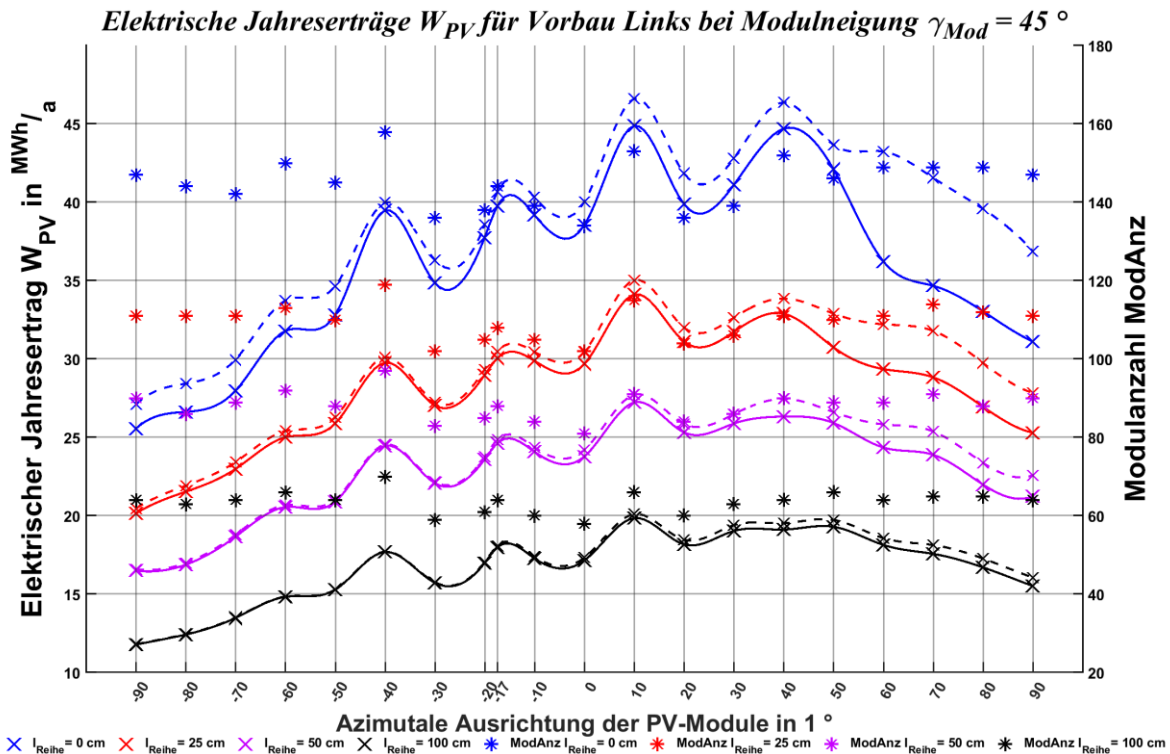


Abbildung 5-11: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Die Höhen und Senken der Kurvenscharen in Abbildung 5-11 erklären sich wieder durch die hohe Variation der installierbaren PV-Module. Das Maximum des elektrischen Jahresertrages (in Tabelle 5-8 grün markiert) liegt wie auch bei den zuvor betrachteten Dachflächen bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ sowie einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm und beträgt $W_{PV} = 44,9$ MWh/a bei einer Ausrichtung nahezu Richtung Süden von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$, wobei die Einbußen aufgrund von Verschattung bei zirka vier Prozent liegen. Für die Ergebnisse der flacheren Modulneigungswinkel laut Tabelle 5-3 sei auf die Diagramme im Anhang von Abbildung A 13 bis Abbildung A 15 verwiesen.

Tabelle 5-8: Maximale elektrische Jahreserträge W_{PV} und sich ergebende Modulanzahl $ModAnz$ Vorbau Links bei unterschiedlichen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe}

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0$ cm			$I_{Reihe} = 25$ cm			$I_{Reihe} = 50$ cm			$I_{Reihe} = 100$ cm		
	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$	α_{Mod}	W_{PV}	$ModAnz$
	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-	1°	MWh/a	-
25°	10	35,6	121	10	28,4	96	10	23,7	80	10	17,5	59
30°	10	37,4	126	10	29,6	99	10	24,9	83	10	18,3	61
35°	10	39,3	132	10	30,9	103	10	25,6	85	10	18,7	62
40°	10	41,8	141	10	32,6	109	10	26,6	88	10	19,4	64
45°	10	44,9	153	10	34,1	115	10	27,2	91	10	19,8	66

Die Untersuchung des Vorbau Links hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages liefert als Erkenntnis, dass die geometrischen Abmessungen der mit PV-Modulen bestückenden Fläche und der PV-Module selbst einen hohen Einfluss auf den elektrischen Jahresertrag haben können. Betrachtet

man beispielhaft in Abbildung 5-11 die Positionierung bei $I_{Reihe} = 0$ cm und $\alpha_{Mod} = 10^\circ$, so können in diesem Falle 153 PV-Module installiert werden. Bei einer Änderung der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module um -10° Richtung Süden ($\alpha_{Mod} = 0^\circ$) können nur mehr 134 PV-Module installiert werden und der elektrische Jahresertrag sinkt um $6,3 \text{ MWh/a}$ auf $W_{PV} = 38,5 \text{ MWh/a}$.

5.2.6 Frontfläche Unten, – Oben und – West

Bei den Frontflächen soll wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben die Montage der PV-Module parallel zur Fassade erfolgen, wobei die Quermontage und die Längsmontage untersucht werden. Ergo können sich die PV-Module nicht gegenseitig verschatten und für die Verschattungsanalyse müssen nur die umliegenden Gebäude sowie das Gebäude der Fa. STAMAG Ges.m.b.H in Betracht gezogen werden.

Auf die Frontfläche Unten können wie durch Abbildung 5-1 ersichtlich aufgrund ihrer minimalen Höhe von $h_A = 6$ m der Gebäudekomplex, abschließend mit der Dachfläche Oben, – Ost und – West, der Vorbau Links und der westliche Vorbau sowie die Gebäude G_1 , G_2 und G_3 einen Schatten werfen. Werden für die zwei Montagearten (Längs und Quer) die elektrischen theoretischen Jahreserträge ohne Berücksichtigung der Verschattung $W_{PV,th}$, die realen mit Berücksichtigung der Verschattung $W_{PV,real}$ und die sich jeweils ergebene Anzahl an installierbaren PV-Modulen $ModAnz$ berechnet, so ergeben sich die Werte laut Tabelle 5-9.

Tabelle 5-9: Elektrische Jahreserträge (ohne Verschattung $W_{PV,th}$, mit Verschattung $W_{PV,real}$) Frontfläche Unten

Montageart					
Längs			Quer		
$W_{PV,th}$	$W_{PV,real}$	$ModAnz$	$W_{PV,th}$	$W_{PV,real}$	$ModAnz$
MWh/a	MWh/a	–	MWh/a	MWh/a	–
96,3	94,2	495	98,1	95,9	504

Bei einem Vergleich der theoretischen und realen Werte der elektrischen Jahreserträge in Tabelle 5-9 fällt auf, dass der Unterschied zwischen ihnen gering ist. Dies rührt daher, dass die PV-Module südlich ausgerichtet sind ($\alpha_{Mod} = -17^\circ$), wodurch wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben der Einfluss der Verschattung durch umliegende Objekte gering ausfallen kann. Für die Frontfläche Unten ist die Quermontage zu präferieren, da wie in Tabelle 5-9 grün hervorgehoben, die Anzahl der installierbaren PV-Module und folge dessen der elektrische Jahresertrag höher ist als bei einer Längsmontage.

Die größte zu untersuchende Fläche ist mit $A_{Fl} = 2013 \text{ m}^2$ (siehe Tabelle 5-1) die Frontfläche Oben, welche über der Frontfläche Unten anschließt. Bei ihrer Untersuchung hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages ist wie bei der Frontfläche Unten der hintere Gebäudekomplex, abschließend mit der Dachfläche Oben, – Ost und – West, sowie das Gebäude G_1 in die Verschattungsanalyse zu implementieren, um abschließend für die Längs- und Quermontage bei einer ebenso südlichen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = -17^\circ$ auf die Ergebnisse in Tabelle 5-10 zu kommen.

Tabelle 5-10: Elektrische Jahreserträge (ohne Verschattung $W_{PV,th}$, mit Verschattung $W_{PV,real}$) Frontfläche Oben

Montageart					
Längs			Quer		
$W_{PV,th}$	$W_{PV,real}$	$ModAnz$	$W_{PV,th}$	$W_{PV,real}$	$ModAnz$
MWh/a	MWh/a	–	MWh/a	MWh/a	–
217,4	217,5	1118	214,6	214,8	1104

Aufgrund der geringen Differenz zwischen der theoretischen elektrischen Jahreserträge $W_{PV,th}$ und $W_{PV,real}$ ist davon auszugehen, dass diese Fläche nahezu das ganze Jahr frei von Verschattung ist.

Die Anzahl der installierbaren PV-Module $ModAnz$ ist bei der Quermontage nahezu gleich hoch wie bei der Längsmontage, gleiches gilt für den elektrischen Jahresertrag, wo die Differenz nur $2,9 \text{ MWh/a}$ beträgt. Da das Entscheidungskriterium hinsichtlich der Auslegung der PV-Anlage auf den maximalen elektrischen Jahresertrag mathematischer Natur ist, wird die Längsmontage, wie in Tabelle 5-10 grün hervorgehoben für die Frontfläche Oben ausgewählt.

Für die PV-Module der Frontfläche West muss keine Verschattungsanalyse durchgeführt werden, da sich keine Objekte, wie durch Abbildung 5-1 ersichtlich, in der näheren Umgebung befinden, welche einen Schatten auf sie werfen könnten. Die installierten PV-Module der Frontfläche West, sowie die Fläche selbst, sind mit $\alpha_{Mod} = 83^\circ$ westlich ausgerichtet, wodurch die auftreffende Bestrahlungsstärke E_{Mod} (siehe Kapitel 4.1) eine geringere sein wird als auf die Frontfläche Unten und – Oben, was sich auch im elektrischen Jahresertrag $W_{PV,real}$ bei einem Vergleich der Frontfläche Unten (siehe Tabelle 5-9) und – West (siehe Tabelle 5-11) widerspiegelt.

Tabelle 5-11: Elektrische Jahreserträge (ohne Verschattung $W_{PV,th}$, mit Verschattung $W_{PV,real}$) Frontfläche West

Montageart			
Längs		Quer	
$W_{PV,real}$	$ModAnz$	$W_{PV,real}$	$ModAnz$
MWh/a	–	MWh/a	–
113,8	572	118,3	594

Bei der Frontfläche West wird der höhere elektrische Jahresertrag bei einer Quermontage der PV-Module erreicht und beträgt laut Tabelle 5-9 $W_{PV,real} = 118,3 \text{ MWh/a}$ bei einer Anzahl an installierten PV-Modulen von $ModAnz = 594$. Stellt man einen Vergleich mit der Frontfläche Unten her, so liefert diese trotz der 90 weniger installierten PV-Module und Verschattung durch umliegende Objekte, nur $22,4 \text{ MWh/a}$ weniger an elektrischer Energie als die auf der Frontfläche West montierten PV-Module. Dies bestätigt die vorhin getroffene These, dass die Bestrahlungsstärke auf die PV-Module E_{Mod} der Frontfläche West geringer ist als auf jene PV-Module der Frontfläche Unten und – Oben und somit der elektrische Jahresertrag pro PV-Modul geringer ausfällt.

5.2.7 Maximal erzielbarer elektrischer Jahresertrag der gesamten Photovoltaikanlage

Der maximal erzielbare elektrische Jahresertrag setzt sich aus der Summe der Maximalwerte der elektrischen Jahreserträge aus sämtlichen Teilflächen der PV-Anlage zusammen. Bildet man die Summe aus all diesen Werten und eine separate Summe der dafür benötigten Anzahl an PV-Modulen, so ergeben sich die Werte für den maximal erzielbaren elektrischen Jahresertrag der PV-Anlage $W_{PV,max}$ und der dafür benötigten Anzahl an PV-Modulen $ModAnz_{ges}$ laut Tabelle 5-12.

Tabelle 5-12: Maximaler elektrischer Jahresertrag $W_{PV,max}$ mit Modulanzahl $ModAnz_{ges}$ sowie Anzahl der durchschnittlichen Haushalte die von der gesamten PV-Anlage mit elektrischer Energie versorgt werden könnten

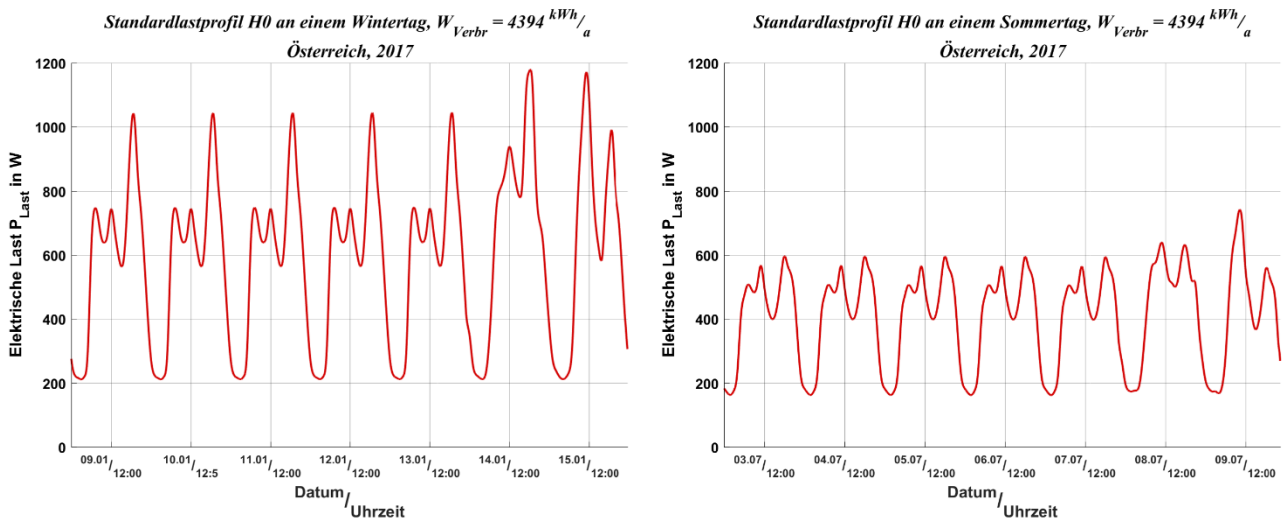
$W_{PV,max}$	$ModAnz_{ges}$	Haushalte
MWh/a	–	–
950,5	3964	216

Die Produktion an elektrischer Energie, bei einer Konzeptionierung der PV-Anlage auf den maximalen elektrischen Jahresertrag von $W_{PV,max} = 950,5 \text{ MWh/a}$, würde bei einem durchschnittlichen elektrischen Energiebedarf eines österreichischen Haushaltes von 4394 kWh/a ([17]), den jährlichen elektrischen Energiebedarf von 216 solcher Haushalte decken. Die PV-Anlage hätte bei dieser Konzeptionierung mit dem gewählten PV-Modul (siehe Anhang Abbildung A 39) eine Spitzenleistung bei STC von rund einem Megawatt, es sei jedoch darauf hingewiesen, dass wegen wie bei der in Kapitel 4.2 beschriebenen Umstände, durch niedrigere Temperatur der PV-Module und/oder höhere Bestrahlungsstärke als bei STC, die tatsächliche Spitzenleistung der PV-Anlage höher sein kann.

5.3 BESTIMMUNG DER KAPITALWERTE DER AUF DEN DACHFLÄCHEN POSITIONIERTEN PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Wie in den Projektzielen des Projektes „Öko-Opt-Quart“ festgelegt (siehe Kapitel 5.1), soll in dessen Rahmen die PV-Anlage nicht nur von der wie in Kapitel 5.2 aus ökologischer Perspektive beleuchtet werden, wo der höchstmögliche elektrische Jahresertrag das Ziel ist, sondern auch aus ökonomischer, wo im Vordergrund eine möglichst hohe Kapitalvermehrung für den/die Investor/en mit der PV-Anlage generiert werden soll. Um eine möglichst hohe ökonomische Lukrativität der PV-Anlage zu ermöglichen müssen wie in Kapitel 4.5 gezeigt, bei der Konzeptionierung andere Überlegungen getroffen werden, da aus technischer Sicht nicht nur wie bei der Auslegung auf den maximalen elektrischen Jahresertrag dem Erzeugerprofil der PV-Anlage, sondern ebenso dem Konsumverhalten der Verbraucher Interesse gilt. Dem/den Investor/en ist eine absolute Zahl vorzulegen, der Kapitalwert C , mit dem sie eine Entscheidung treffen können, ob er/sie eine Investition in die PV-Anlage tätigen, oder nicht.

Im nachfolgenden Kapitel werden die nach Abbildung 5-1 definierten Flächen separat, wenn möglich die bereits bei der Auslegung auf den elektrischen Jahresertrag (siehe Kapitel 5.2) definierten Positionierungen nach Tabelle 5-3, auf ihren Kapitalwert nach 20 Jahren C_{20} untersucht. Die dabei verwendete Methodik ist jene, welche in Kapitel 4.5 beschrieben wird mit der Abänderung, dass als Lastprofil das Standardlastprofil H0 verwendet wird. Der Verlauf der elektrischen Last P_{Last} des Standardlastprofils H0 ist in Abbildung 5-12 für eine Woche im Winter (links) und eine Woche im Sommer (rechts), beginnend jeweils an einem Montag, bei einer Normierung auf den durchschnittlichen elektrischen Energiebedarf eines Haushaltes in Österreich von $W_{Verbr} = 4394 \text{ kWh/a}$ ([17]) dargestellt.



**Abbildung 5-12: Standardlastprofil H0 normiert auf 4394 kWh/a
(Links: Woche im Winter; Rechts: Woche im Sommer)**

Wie durch Abbildung 5-12 zu erkennen, ist der elektrische Energiebedarf im Winter höher als im Sommer, weiters zeichnet sich das Standardlastprofil H0 durch eine Morgen– Mittag– und vor allem in den Wintermonaten durch eine markante Abendspitze aus, ebenso ist an den Wochentagen ein geringerer elektrischer Energiebedarf der Haushalte zu beobachten als an den Wochenenden.

Das Standardlastprofil H0 wird deshalb verwendet, da sich das mit der PV-Anlage teilweise zu versorgende Wohnquartier in den Reininghausgründen der Stadt Graz zum jetzigen Zeitpunkt in Planung befindet, und somit keine konkrete Aussage über das tatsächliche Konsumverhalten hinsichtlich elektrischer Energie (Lastgang) der zukünftigen Verbraucher treffen lässt.

Für die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Positionierungen der PV-Module auf den Dachflächen (siehe Tabelle 5-3) hinsichtlich ihres Kapitalwerts wird der jährliche elektrische Energieverbrauch W_{Verbr} mit der je nach Positionierung der PV-Module sich ergebenden elektrischen Jahresertrag W_{PV} gleichgesetzt ($W_{PV} = W_{Verbr}$). Die ökonomischen vom Kapitalmarkt vorgegebenen Parameter, welche für die Berechnung der Kapitalwerte in diesem Kapitel sowie im Kapitel 5.4 notwendig sind, werden nach Tabelle 5-13 festgelegt.

Tabelle 5-13: Definierte ökonomische Parameter für die Kapitalwertrechnung der PV-Anlage „Öko-Opt-Quart“

Bezeichnung	Abkürzung	Wert
Investitionskosten	A_{PV}	1000 €/kW _p
Versicherungskosten	A_{Vers}	10 €/kW _p a.
Wartungskosten	A_{Wart}	5 €/kW _p a.
Einspeisetarif	Et	3 ct/kWh
Inflation	e	2 %
Zinsfuß	i	1 %
Strompreis	Sp	20 ct/kWh

Es wird wie in den vorherigen Kapitel 4 und Kapitel 5.2 das PV-Modul Mitsubishi PV-MLT255HC (Datenblatt siehe im Anhang Abbildung A 39) verwendet, dessen Degradation mit $Degr = 1 \%$ festgelegt wird. Die Ergebnisse der Kapitalwerte der definierten Dachflächen (siehe Abbildung 5-1) je Modulneigungswinkel γ_{Mod} werden in den nachfolgenden Kapitel 5.3.1 bis Kapitel 5.3.5 und im Anhang von Abbildung A 16 bis Abbildung A 30 nach folgendem Schema dargestellt:

Auf der linken Ordinate ist der Kapitalwert der jeweiligen PV-Anlage nach 20 Jahren C_{20} und auf der rechten Ordinate der elektrische Jahresertrag der PV-Anlage W_{PV} in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung (festgelegt auf der Abszisse) der PV-Module α_{Mod} aufgetragen. Die berechneten Werte der Kapitalwerte C_{20} sind mit Kreuzen eingetragen und zwischen ihnen ist eine Interpolation durchgeführt worden, deren Ergebnisse mit einer vollen Linie verbunden sind. Die elektrischen Jahreserträge bei den definierten azimutalen Ausrichtungen nach Tabelle 5-3 sind mit Sternen eingezeichnet. Für eine Unterscheidung der laut Tabelle 5-3 definierten Modulreihenabständen I_{Reihe} werden diese wie zuvor in Kapitel 5.2 farblich nach folgender Kennung unterschieden:

- Schwarz: $I_{Reihe} = 100$ cm
- Violett: $I_{Reihe} = 50$ cm
- Rot: $I_{Reihe} = 25$ cm
- Blau: $I_{Reihe} = 0$ cm

Somit ergibt sich für jedes Diagramm eine Kurvenschar bestehend aus vier Kurven, wobei jede einzelne für einen definierten Modulreihenabstand gilt. Die einzelnen Kurven repräsentierten den Kapitalwert nach 20 Jahren in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung, die Sterne neben dem elektrischen Jahresertrag ebenso den Wert auf den das Lastprofil H0 für die jeweilige Berechnung normiert wird.

5.3.1 Dachfläche Oben

Bei der Dachfläche Oben kommt es wie in Kapitel 5.2.1 beschrieben vorrangig zu gegenseitiger Verschattung, somit gilt es bei der Positionierung der PV-Module diese in erster Linie zu Spitzenlastzeiten zu vermeiden, um möglichst viel der produzierten elektrischen Energie selbst zu nutzen, damit nach Gleichung (4-31) ein möglichst hoher Gewinn durch Eigennutzung der erzeugten elektrischen Energie erwirtschaftet wird. Für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ sind in Abbildung 5-13 die Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} und die elektrischen Jahreserträge W_{PV} in Abhängigkeit der azimutalen Ausrichtung der PV-Module α_{Mod} dargestellt.

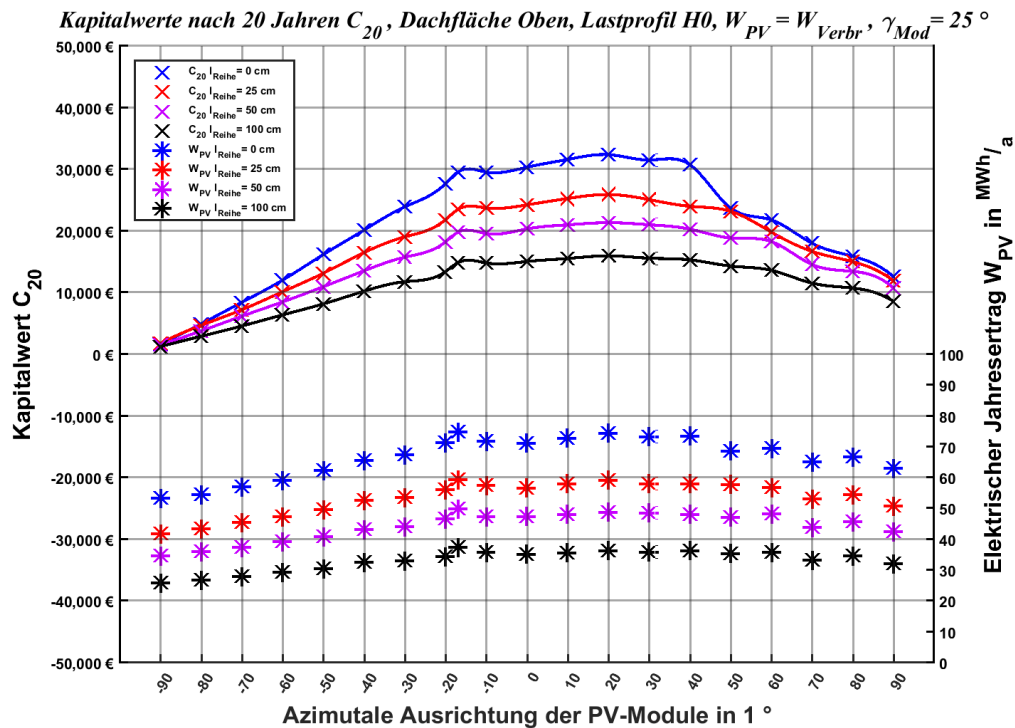


Abbildung 5-13: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Bei den geringsten elektrischen Jahreserträgen ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) ist wie in Abbildung 5-13 der Kapitalwert bei allen vier betrachteten Modulreihenabständen I_{Reihe} nach 20 Jahren fast null. Werden die PV-Module weiter Richtung Süden positioniert, so steigt der Kapitalwert nahezu linear an. Bei $\alpha_{Mod} = -17^\circ$, wo der elektrische Jahresertrag der höchste bei jeweiligem Modulreihenabstand ist, hat der Kapitalwert nicht sein Maximum. Dieses liegt, unabhängig vom Modulreihenabstand und einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$, bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 20^\circ$ und beträgt maximal 32400 € bei einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm, wo ein elektrischer Jahresertrag von $W_{PV} = 74,5$ MWh/a erzielt wird. Dieser ist zwar nur um 0,4 MWh/a größer als bei $\alpha_{Mod} = -17^\circ$, jedoch beträgt die Differenz zwischen den beiden Kapitalwerten 2840 €, wodurch nur durch geringe Einbußen hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages ein um neun Prozent höheres Kapital über 20 Jahre erwirtschaftet werden kann. Bei einer westlichen Ausrichtung der PV-Module ($\alpha_{Mod} > 40^\circ$) wird trotz geringen Modulneigungswinkel der Einfluss der gegenseitigen Verschattung zu Zeiten eines hohen elektrischen Energiebedarfs vor allem bei dem geringsten aller betrachteten Modulreihenabständen von $I_{Reihe} = 0$ cm sichtbar. So sind die Kapitalwerte ungefähr gleich hoch wie bei einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 25$ cm, wo über das volle Kalenderjahr weniger elektrische Energie produziert wird und die Anzahl der PV-Module eine kleinere ist. Die Differenz der Kapitalwerte beträgt bei $\alpha_{Mod} = 50^\circ$, zwischen jener Positionierung mit $I_{Reihe} = 0$ cm und $I_{Reihe} = 25$ cm, nur 530 €, jedoch beträgt sie bei Bildung der elektrischen Jahreserträge 10,89 kWh/a. Diese Anordnungen verdeutlichen, dass ein hoher elektrischer Jahresertrag nicht zwingendermaßen zu einem hohen Kapitalwert führen muss.

Werden die PV-Module mit $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ geneigt, bei der laut Tabelle 5-4 der höchste elektrische Jahresertrag W_{PV} erzielt wird, so ergeben sich die Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} wie in Abbildung 5-14 dargestellt.

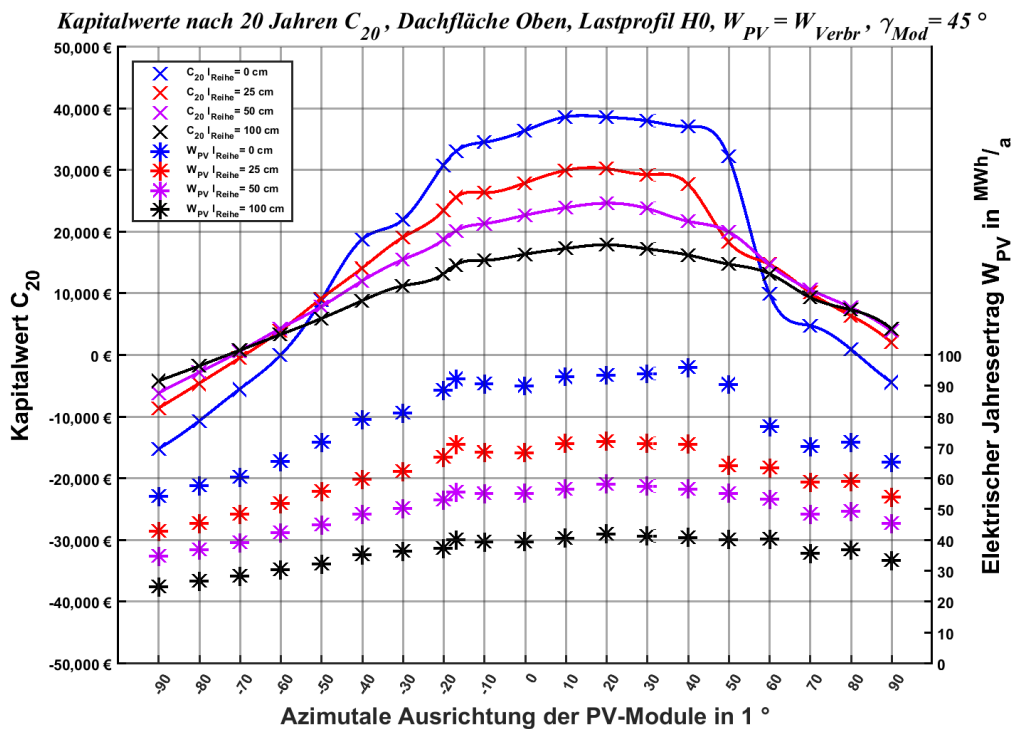


Abbildung 5-14: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Bei einer östlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} < -50^\circ$) bzw. einer westlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} > 50^\circ$) der PV-Module und dem steilsten untersuchten Modulneigungswinkel ($\gamma_{Mod} = 45^\circ$) ist der Einfluss der gegenseitigen Verschattung zu Zeiten eines hohen elektrischen Energiebedarfs auf den Kapitalwert (siehe Abbildung 5-14) deutlich ausgeprägter als bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ (siehe Abbildung 5-13). Liegt er bei $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und dem geringsten Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm bei jeder azimutalen Ausrichtung über jenen mit höheren Modulreihenabstand, so nimmt er hier bei steigendem Modulreihenabstand ab. Bei einer Betrachtung des extremsten Falles in Abbildung 5-14, einer reinen Ostausrichtung ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$), führen beide Anordnungen der PV-Module mit $I_{Reihe} = 0$ cm sowie mit $I_{Reihe} = 100$ cm zu einem Kapitalverlust über 20 Jahre, jedoch fällt der Verlust bei einer Anordnung der PV-Module mit $I_{Reihe} = 100$ cm um 11010 € geringer aus als bei jener mit $I_{Reihe} = 0$ cm. Werden bei diesen beiden Positionierungen nur die elektrischen Jahreserträge gegenübergestellt, so könnte man aufgrund der um $29,42 \text{ MWh/a}$ mehr erzeugten elektrischen Energie bei der Positionierung mit $I_{Reihe} = 0$ cm als bei der Anordnung der PV-Module mit $I_{Reihe} = 100$ cm meinen, dass jene mit dem höheren elektrischen Jahresertrag die sinnvollere ist.

Auf die laut Tabelle 5-3 restlichen untersuchten Modulneigungen und sich damit ergebenden Kurvenscharen der Kapitalwerte sei auf den Anhang von Abbildung A 16 bis Abbildung A 18 verwiesen.

Bei einer Bestimmung der Maxima aus jeder Kurve, welche aus den verschiedenen Modulneigungswinkel γ_{Mod} und Modulreihenabständen I_{Reihe} resultieren, ergeben sich die maximal erzielbaren Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} für die Dachfläche Oben laut Tabelle 5-14.

Tabelle 5-14: Maximal erzielbare Kapitalwerte bei $W_{PV} = W_{Verbr}$ nach 20 Jahren C_{20} , Dachfläche Oben

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}
	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€
25 °	20	74,5	32,4	20	59,3	26,1	20	48,8	21,4	20	36,5	16,0
30 °	20	78,8	34,6	20	61,7	27,3	20	51,4	22,8	20	38,2	17,0
35 °	20	83,5	36,5	20	65,2	28,8	20	53,7	23,8	20	39,5	17,5
40 °	20	89,8	38,4	20	68,9	29,9	20	55,5	24,2	20	40,8	17,8
45 °	10	93,1	38,7	20	72,1	30,3	20	58,3	24,7	20	42,2	17,9

Das Maximum des Kapitalwerts liegt laut Tabelle 5-14 (grün markiert) wie beim elektrischen Jahresertrag bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, jedoch tritt es nun bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ auf, weiters fällt der elektrische Jahresertrag um $3,1 \text{ MWh/a}$ geringer aus.

5.3.2 Dachfläche Ost

Bei der Dachfläche Ost können sich die PV-Module wie in Kapitel 5.2.2 beschrieben nicht nur selbst verschatten, unter anderem der mit der Dachfläche Oben abschließende, östlich gelegene Gebäudekomplex, kann teilweise vor allem in den Morgenstunden einen Schatten auf sie werfen. Für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ sind für die Dachfläche Ost in Abbildung 5-15 die Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} bei jenen nach Tabelle 5-3 definierten Positionierungen der PV-Module hinsichtlich Modulreihenabstand I_{Reihe} und azimutaler Ausrichtung α_{Mod} dargestellt.

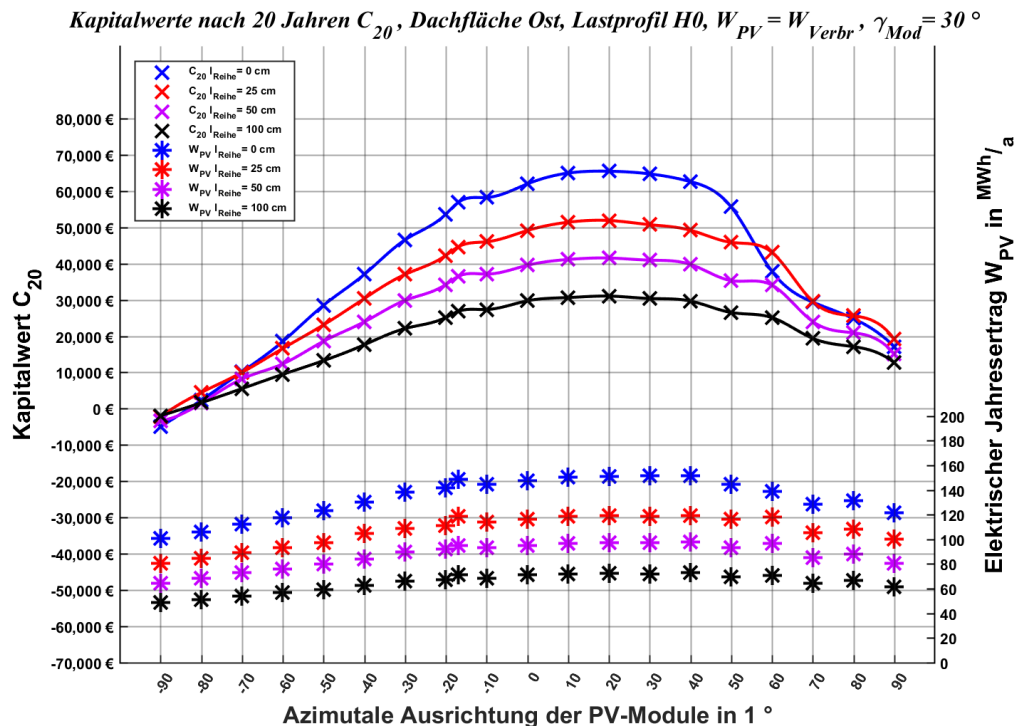


Abbildung 5-15: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Die Kapitalwerte in Abbildung 5-15 sind nur bei einer reinen Ostausrichtung ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) negativ.

Die gegenseitige Verschattung wirkt sich wiederum erst bei den zwei kleinsten Modulreihenabständen ($I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$, $I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$) und einer azimuthalen Ausrichtung der PV-Module ab $\alpha_{Mod} = 50^\circ$ auf den Kapitalwert aus. Zwischen einer azimuthalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = 0^\circ$ und $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ unterscheiden sich die Kapitalwerte der einzelnen Kurven, wie auch der elektrische Jahresertrag W_{PV} , nur unwesentlich voneinander. Stellt man einen Vergleich zwischen der Positionierung der PV-Module bei dem höchstmöglich erreichbaren elektrischen Jahresertrag und dem maximal erzielbaren Kapitalwert her, so ergeben sich folgende Erkenntnisse: Beide treten bei einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$ auf, jedoch wird der maximale Kapitalwert bei einer 20° östlicheren azimuthalen Ausrichtung der PV-Module ($\alpha_{Mod} = 20^\circ$) erzielt als der elektrische Jahresertrag. Die Differenz hinsichtlich elektrischer Energieerzeugung beträgt $0,4 \text{ MWh/a}$, wodurch auf 20 Jahre nur 8 MWh weniger an elektrischer Energie erzeugt wird, das sich ergebende Kapital jedoch um 2850 € höher ist als bei $\alpha_{Mod} = 40^\circ$.

Für eine Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ ergibt sich die Kurvenschar der Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} und der dabei generierte elektrische Jahresertrag W_{PV} wie in Abbildung 5-17 dargestellt.

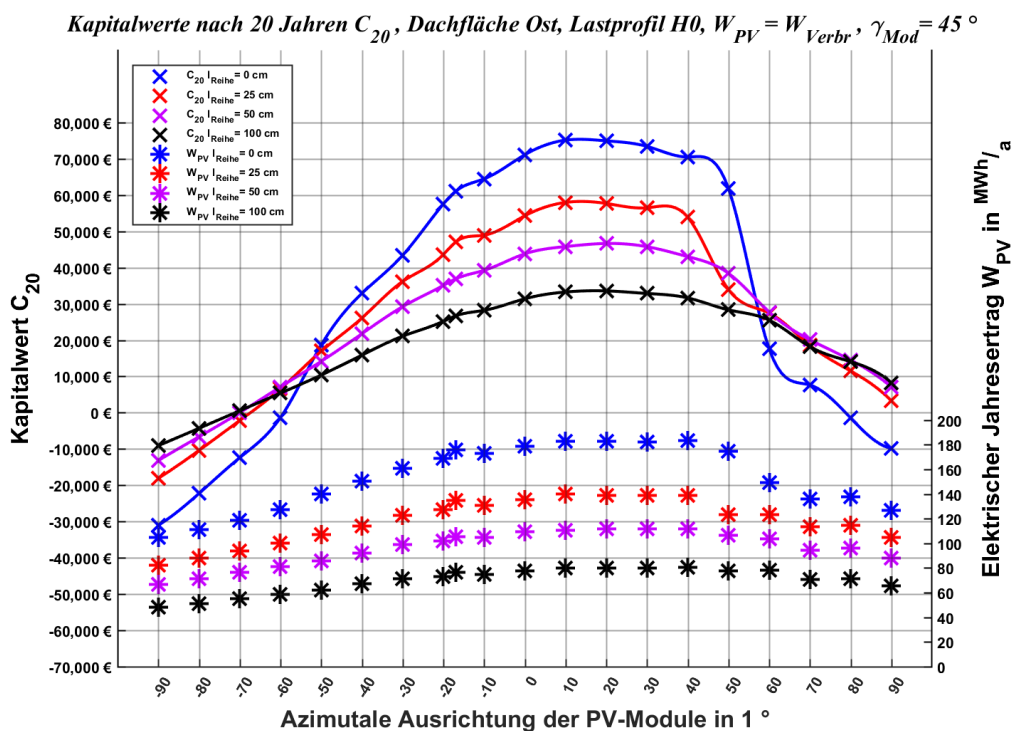


Abbildung 5-16: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Der kapitale Verlust fällt bei einer reinen Ostausrichtung ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) der PV-Module wie in Abbildung 5-16 dargestellt bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ weit höher aus als bei $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ (siehe Abbildung 5-15). Ebenso sind die Kapitalwerte bei dem steileren Modulneigungswinkel und einer reinen Westausrichtung der PV-Module ($\alpha_{Mod} = 90^\circ$) geringer, bei einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$ sogar negativ. Weiters fällt auf, dass eine geringe Änderung der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ bereits zu massiven Änderungen des Kapitalwerts führen kann, wie bei der Betrachtung der blauen Linie, welche einen gewählten Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$ repräsentiert: Bei einer azimuthalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = -60^\circ$ ist der Kapitalwert noch negativ, nämlich $C_{20} = -1336 \text{ €}$, bei einer Anbringung der PV-Module bei $\alpha_{Mod} = -50^\circ$ beträgt er schon $C_{20} = 18680 \text{ €}$, also deutlich positiv. Dies zeigt, dass bei größeren PV-Anlagen bereits kleine Änderungen der Positionierung der PV-Module über Gewinn oder Verlust entscheiden können. Die Kurvenscharen der hier nicht behandelten Modulneigungen sind im Anhang von Abbildung A 19 bis Abbildung A 21 hinterlegt. Durch Bestimmung der maximalen

Kapitalwerte C_{20} bei denen laut Tabelle 5-3 definierten Modulneigungen γ_{Mod} und Reihenabständen I_{Reihe} ergibt sich Tabelle 5-15, wo neben den maximalen Kapitalwerten ebenso der dabei generierte elektrische Jahresertrag W_{PV} und die azimutale Ausrichtung der PV-Module α_{Mod} eingetragen ist.

Tabelle 5-15: Maximal erzielbare Kapitalwerte bei $W_{PV} = W_{Verbr}$ nach 20 Jahren C_{20} , Dachfläche Ost

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}
	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€
25 °	20	143,8	61,4	20	114,4	49,0	20	94,4	40,5	20	70,1	30,1
30 °	20	151,2	65,5	20	119,1	51,9	20	97,4	41,6	20	72,5	31,1
35 °	20	160,1	69,2	20	125,2	54,4	20	102,7	44,8	20	75,8	33,1
40 °	30	175,3	73,1	20	132,0	56,5	20	106,8	45,8	20	77,7	33,4
45 °	10	182,5	75,2	10	140,0	58,0	20	111,8	46,7	20	80,2	33,6

Der maximal erzielbare Kapitalwert wird (in Tabelle 5-15 grün hinterlegt) wie der maximale elektrische Jahresertrag bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$ erreicht. Bei der azimutalen Ausrichtung der PV-Anlage auf den maximalen Kapitalwert die PV-Module um 30° weiter östlich ($\alpha_{Mod} = 10^\circ$) ausgerichtet werden, als bei dem Ziel des maximalen elektrischen Jahresertrages.

5.3.3 Dachfläche West

Wie in Kapitel 5.2.3 beschrieben verhält sich die PV-Anlage auf der Dachfläche West hinsichtlich elektrischer Energieerzeugung ähnlich wie die Dachfläche Ost. Die sich ergebenden Kapitalwerte C_{20} für einen Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ sind in Abbildung 5-17 dargestellt.

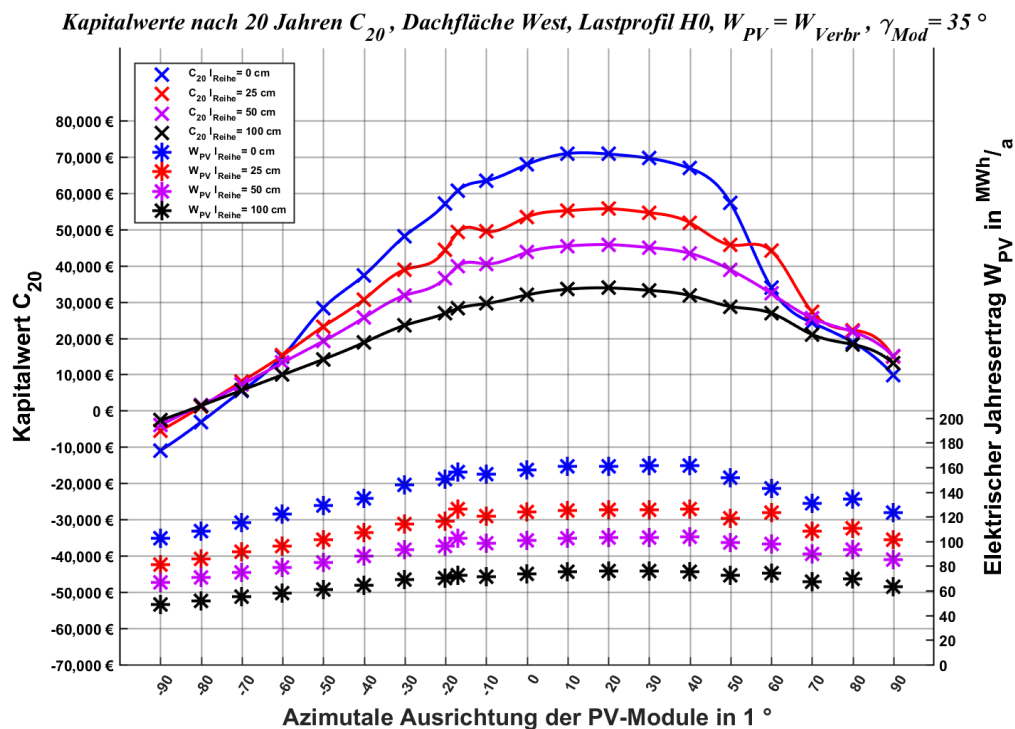


Abbildung 5-17: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Durch die geringere Verschattung der Dachfläche West im Vergleich zur Dachfläche Ost, ist nicht

nur ihr elektrischer Jahresertrag bei gleicher Positionierung der PV-Module höher, sondern auch ihr maximal erreichbarer Kapitalwert nach 20 Jahren. Bei Vergleich der Kurven für den Fall mit $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und $I_{Reihe} = 0$ cm wird bei der Dachfläche Ost der maximal erzielbare Kapitalwert bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 20^\circ$ erreicht (siehe Tabelle 5-15) und bei der Dachfläche West ist dieser um 1700 € höher und bei $\alpha_{Mod} = 10^\circ$. Fällt der Einfluss der Verschattung bei Betrachtung des elektrischen Jahresertrages der Dachfläche West bei $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und Dachfläche Ost bei $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ trotz höherem Modulneigungswinkel gering aus (vergleiche Abbildung 5-4 und Abbildung 5-6), explizit bei $I_{Reihe} = 0$ cm, so zeigt sich bei der Betrachtung des Kapitalwerts ein anderes Bild. Vor allem bei den östlichen Ausrichtungen ($\alpha_{Mod} < -60^\circ$) ist der Kapitalwert bei der Dachfläche Ost und einem um fünf Grad geringeren Modulneigungswinkel, sowie dem höheren Einfluss durch Verschattung durch umliegende Gebäude, höher als bei der Dachfläche West mit $\gamma_{Mod} = 35^\circ$. Der Vergleich der Ausrichtung Osten ($\alpha_{Mod} = -90^\circ$) liefert für $I_{Reihe} = 0$ cm folgendes Ergebnis: Der Kapitalwert der PV-Anlage der Dachfläche Ost und $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ beträgt $C_{20} = -4943$ €, jener der Dachfläche West bei $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ beträgt hingegen $C_{20} = -10960$ €. Dies begründet sich damit, dass eine Ausrichtung Osten der PV-Module für das Standardlastprofil H0 nicht besonders geeignet ist um einen positiven Kapitalwert nach 20 Jahren zu erzeugen. Bei dem flacheren Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ der Dachfläche Ost werden $ModAnz = 502$ PV-Module, bei der Dachfläche West bei $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ beträgt die Anzahl der installierten PV-Module $ModAnz = 530$, bei jeweiliger Ausrichtung Osten. Somit sind die Investitionskosten bei der Dachfläche West aufgrund der höheren Modulanzahl größer und der Kapitalwert trotz höheren elektrischen Jahresertrages geringer.

Werden die PV-Module mit $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ geneigt, wo wie auch bei der Dachfläche Ost, der höchste Kapitalwert nach 20 Jahren erzielt wird, so ergibt sich die Kurvenschar für die betrachteten Modulreihenabstände I_{Reihe} und die Werte der elektrischen Jahreserträge W_{PV} nach Abbildung 5-18.

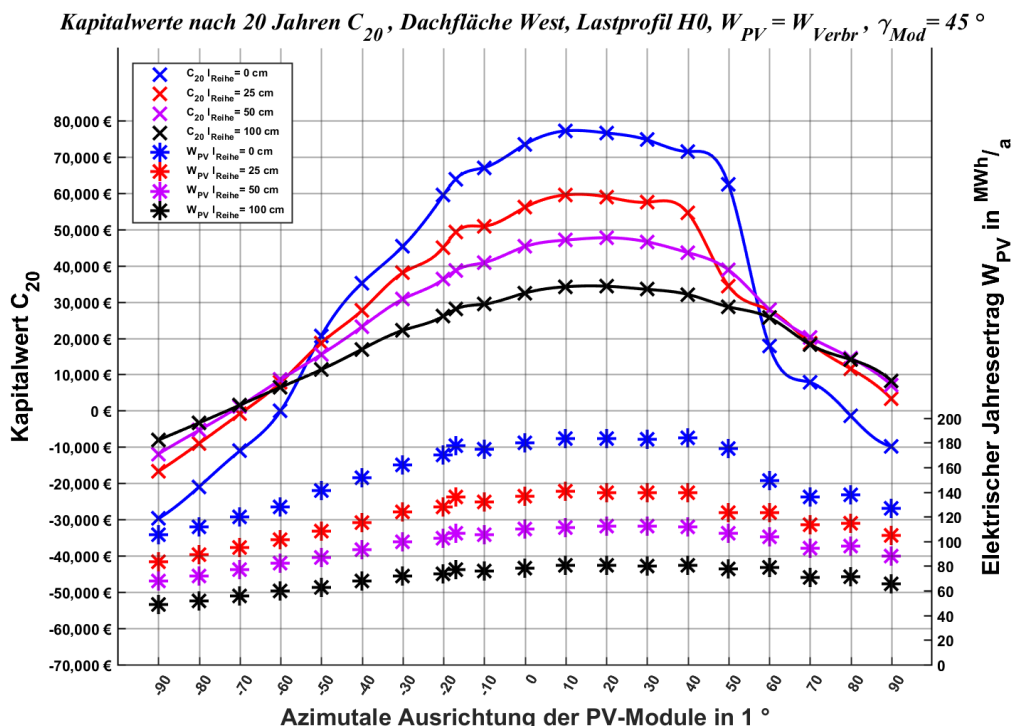


Abbildung 5-18: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Stellt man wiederum einen Vergleich der Dachfläche Ost und der Dachfläche West, bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ (vergleiche Abbildung 5-16 und Abbildung 5-18), her, so haben die Kurven des Kapitalwerts den gleichen Verlauf, jedoch sind aufgrund der geringeren Verschattung jene der Dachfläche West minimal auf der Ordinate nach oben verschoben.

Auf die Kurvenscharen der laut Tabelle 5-3 restlichen Modulneigungswinkel sei auf den Anhang von Abbildung A 22 bis Abbildung A 24 verwiesen. Bei einer Bestimmung der Maxima der Kapitalwerte C_{20} aller sich aufgrund der nach Tabelle 5-3 ergebenden Positionierungen, ergibt sich Tabelle 5-16, wo unter anderem auch die dabei resultierende azimutale Ausrichtung der PV-Module α_{Mod} , sowie die elektrischen Jahreserträge W_{PV} für die vier definierten Modulreihenabstände I_{Reihe} eingetragen sind.

Tabelle 5-16: Maximal erzielbare Kapitalwerte bei $W_{PV} = W_{Verbr}$ nach 20 Jahren C_{20} , Dachfläche West

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}
	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€
25 °	20	144,6	63,0	20	115,0	50,3	20	94,9	41,6	20	70,5	30,9
30 °	10	151,4	66,8	20	119,7	53,1	20	98,8	43,9	20	73,4	32,7
35 °	10	160,7	70,9	20	125,8	55,7	20	103,2	45,8	20	76,1	33,9
40 °	20	172,8	74,5	20	132,6	57,6	20	107,3	46,8	20	78,0	34,1
45 °	10	183,6	77,2	10	140,9	59,5	20	112,3	47,7	20	80,6	34,3

Der maximal erzielbare Kapitalwert ergibt sich wie bei der Dachfläche Ost für die Dachfläche West bei der in Tabelle 5-16 grün hinterlegten Positionierung, jedoch ist er um 2000 € höher.

5.3.4 Dachfläche Unten

Die Dachfläche Unten wird wie in Kapitel 5.2.4 beschrieben über den lichten Tag lange durch den westlich von ihr gelegenen Gebäudekomplex verschattet. Die Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} für den Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und die zugehörigen elektrischen Jahreserträge W_{PV} sind in Abbildung 5-19 dargestellt.

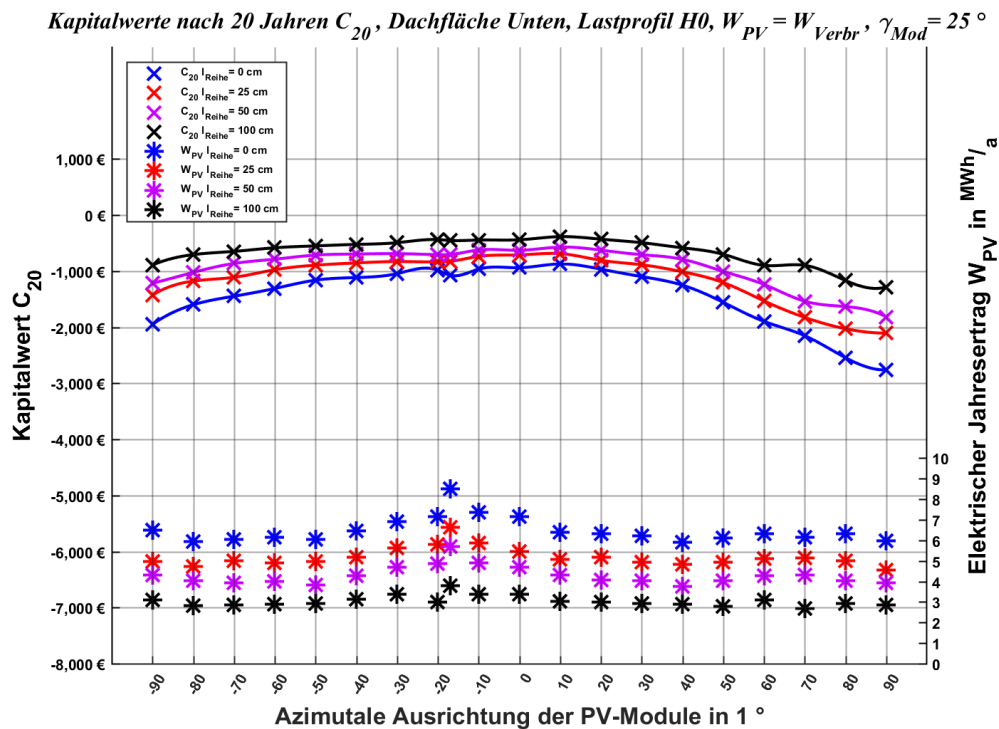


Abbildung 5-19: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Aufgrund der Verschattung der PV-Module ab Mittag wird der Kapitalwert wie in Abbildung 5-19 zu

sehen bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ unabhängig von der azimutalen Ausrichtung der PV-Module und des Reihenabstandes I_{Reihe} nach 20 Jahren nicht positiv. Der kapitale Verlust fällt bei einer Steigerung der Modulanzahl durch einen höheren Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ wie in Abbildung 5-20 dargestellt, trotz mehr an jährlich elektrisch produzierter Energie, höher aus.

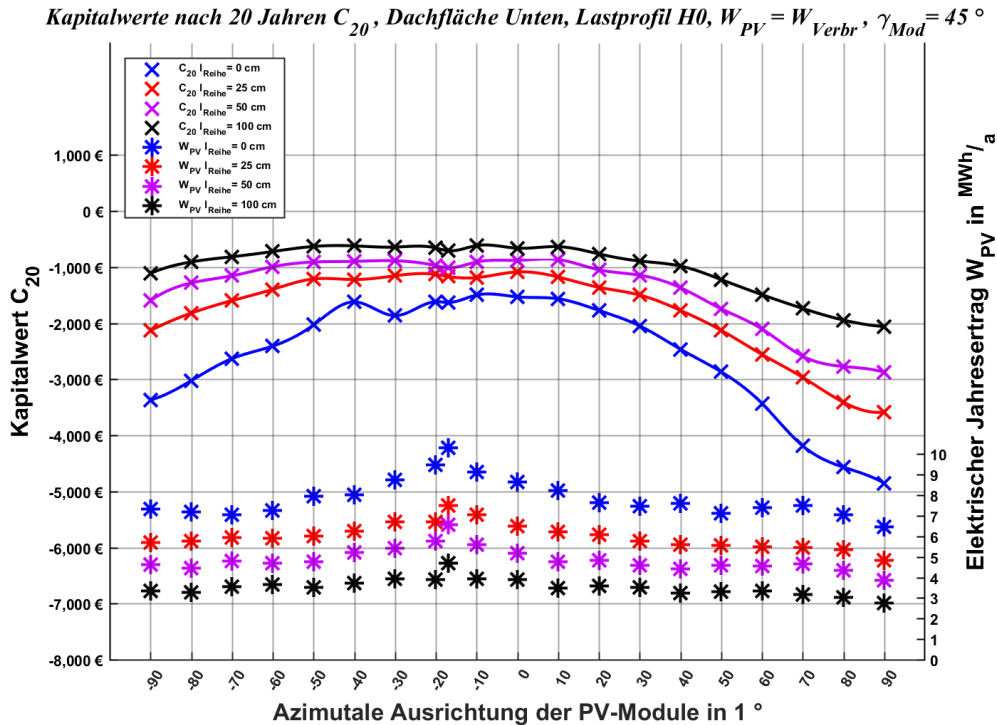


Abbildung 5-20: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Die PV-Module können aufgrund der Verschattung durch den westlichen Gebäudekomplex am Nachmittag kaum den durch das Standardlastprofil H0 vorgegebenen Energiebedarf (siehe Abbildung 5-12) decken, wodurch laut Gleichung (4-31) kein Gewinn durch Eigennutzung der produzierten elektrischen Energie erwirtschaftet wird. Bei den vorhin betrachteten Dachflächen Oben (siehe Kapitel 5.3.1), – Ost (siehe Kapitel 5.3.2) und – West (siehe Kapitel 5.3.3) wird der höchste Kapitalwert nach 20 Jahren C_{20} bei der laut Tabelle 5-3 definierten höchsten Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und dem geringsten Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm erwirtschaftet, dies ist bei der Dachfläche Unten genau andersherum. Gleiches gilt für die hier nicht betrachteten Modulneigungswinkel, deren Kurvenscharen im Anhang von Abbildung A 25 bis Abbildung A 27 dargestellt sind. Sucht man sich jene Positionierungen aus allen Kurvenscharen heraus, wo der kapitale Verlust minimal wird, ergibt sich Tabelle 5-17.

Tabelle 5-17: Maximal erzielbare Kapitalwerte bei $W_{PV} = W_{Verbr}$ nach 20 Jahren C_{20} Dachfläche Unten

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0$ cm			$I_{Reihe} = 25$ cm			$I_{Reihe} = 50$ cm			$I_{Reihe} = 100$ cm		
	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}
	1°	MWh/a	€	1°	MWh/a	€	1°	MWh/a	€	1°	MWh/a	€
25°	10	6,4	-870	10	5,1	-686	10	4,3	-570	10	3,0	-383
30°	10	6,8	-919	0	5,7	-707	0	4,6	-555	10	3,2	-422
35°	10	7,1	-1027	0	6,0	-797	-10	4,9	-621	10	3,2	-430
40°	0	8,0	-1214	0	6,2	-904	0	5,1	-743	0	3,6	-506
45°	-10	9,1	-1496	0	6,5	-1084	10	4,8	-864	-10	3,9	-614

Der kapitale Verlust fällt laut Tabelle 5-17 (grün markiert) bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 100$ cm am geringsten aus, da hier die Anzahl der verbauten PV-Module gering ist, nämlich $ModAnz = 34$ und somit die Investitionskosten der PV-Anlage niedrig ausfallen. Bei einer Positionierung der PV-Module bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und $I_{Reihe} = 0$ cm, wo für den in Tabelle 5-17 betrachteten Fall 49 PV-Module installiert werden, fallen die Investitionskosten um zirka 3750 € höher aus und folge dessen sind die kapitalen Verluste nach 20 Jahren ebenso höher.

Wird die Planung der PV-Anlage auf eine Kapitalvermehrung fokussiert, ist, mit der Annahme $W_{PV} = W_{Verbr}$ und dem Standardlastprofil H0, von einer Installation an PV-Modulen auf die Dachfläche Unten abzuratet.

5.3.5 Vorbau Links

Die Besonderheit der Fläche Vorbau Links liegt in wie in Kapitel 5.2.5 erörtert in ihren geometrischen Abmessungen, wodurch sich in Kombination mit den Abmessungen der PV-Module eine starke Variation der installierbaren PV-Module, welche sich ebenso im elektrischen Jahresertrag widerspiegelt, in Abhängigkeit der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module, ergibt. Eine solche Variation tritt ebenso bei einem Kapitalwert nach 20 Jahren C_{20} in Erscheinung und ist für den Fall einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ durch Abbildung 5-21 ersichtlich.

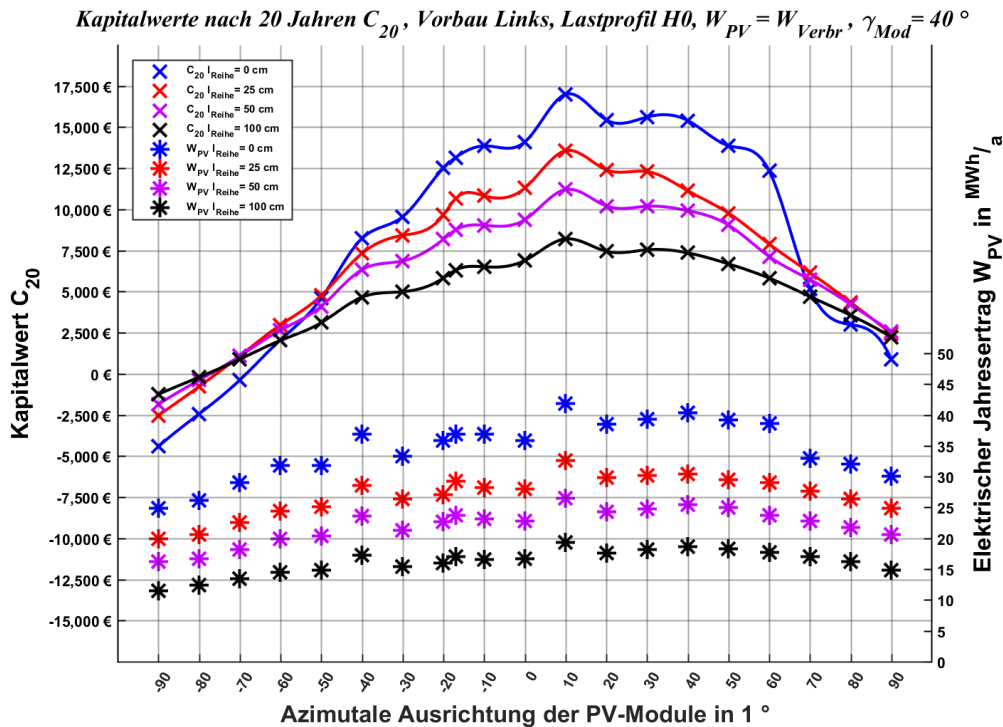


Abbildung 5-21: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Wie in Abbildung 5-21 erkennbar, reagieren die Kapitalwerte ebenso sensibel auf eine Änderung der azimuthalen Ausrichtung der PV-Module wie der elektrische Jahresertrag W_{PV} . Der maximale Kapitalwert wird bei einer Modulausrichtung von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ und einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm erreicht, wo ebenso bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ der höchste elektrische Jahresertrag W_{PV} zustande kommt. Betrachtet man in Abbildung 5-21 die zwei Punkte der Kapitalwerte C_{20} bei $I_{Reihe} = 0$ cm bei der azimuthalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = -10^\circ$ und $\alpha_{Mod} = 50^\circ$, so sind diese nahezu gleich groß (13880 € bzw. 13860 €), die Differenz in der elektrischen Energieerzeugung beträgt jedoch $2,4 \text{ MWh/a}$ zu Gunsten der westlichen Ausrichtung. Der Unterschied zwischen den installierten PV-Modulen ist ebenso gering, so beträgt er $ModAnz = 135$ bei $\alpha_{Mod} = 50^\circ$ und

$ModAnz = 129$ bei $\alpha_{Mod} = -10^\circ$. Bei einer westlichen Ausrichtung ($\alpha_{Mod} = 50^\circ$) überdeckt sich das Erzeugerprofil der PV-Anlage vorrangig mit der Abendspitze des Standardlastprofils H0 (siehe Abbildung 5-12), folge dessen wird durch Eigennutzung der erzeugten elektrischen Energie zu diesen Zeiten ein Gewinn nach Gleichung (4-31) kumuliert. Werden die PV-Module nahezu Richtung Süden ausgerichtet ($\alpha_{Mod} = -10^\circ$), liefert die PV-Anlage den größten Anteil ihrer erzeugten elektrischen Energie in den Mittagsstunden. Hier erfolgt eine größtenteils Überdeckung des Erzeugerprofils mit der Mittagsspitze des Standardlastprofils H0 und in der Mittagszeit wird größtenteils der Gewinn nach Gleichung (4-31) erwirtschaftet. Beide Positionierungen sind aus ökonomischer Sicht unter der Voraussetzung $W_{PV} = W_{Verbr}$ gleichwertig, aus ökologischer wäre die westliche zu bevorzugen, da hier der elektrische Jahresertrag ein höherer ist.

Bei einer Neigung der PV-Module mit $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ ergibt sich hinsichtlich der Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} und der elektrischen Jahreserträge W_{PV} das Bild nach Abbildung 5-22.

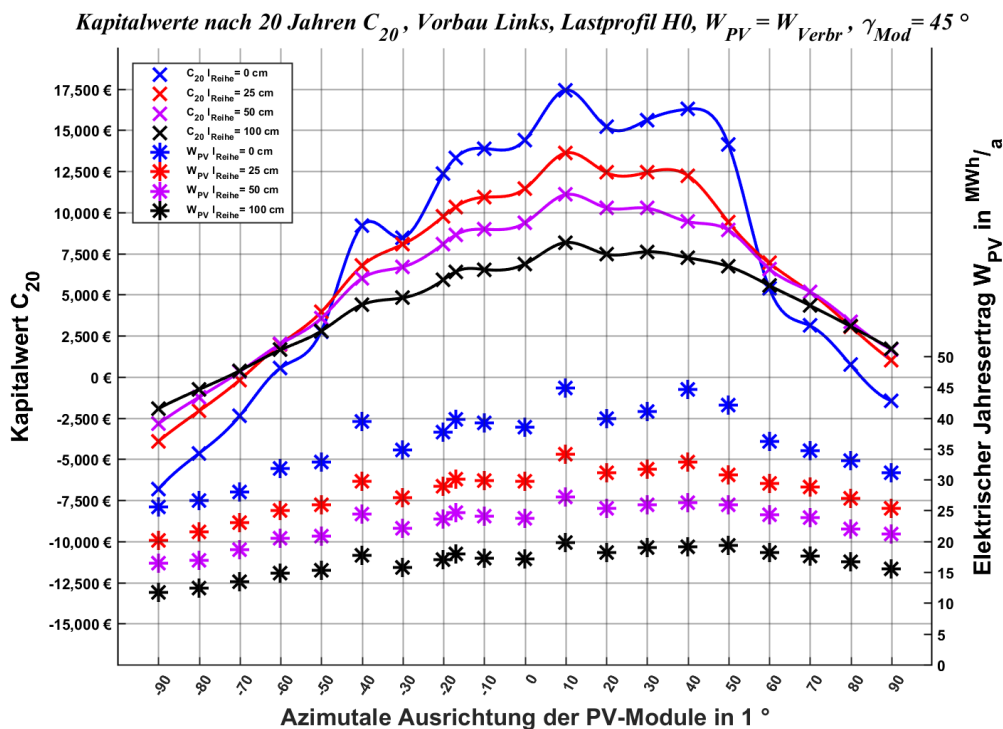


Abbildung 5-22: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Die Variation des Kapitalwerts fällt bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, wie in Abbildung 5-22 dargestellt, noch stärker aus als bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ (siehe Abbildung 5-21). Das Maximum des Kapitalwerts liegt ebenso bei jener Positionierung ($I_{Reihe} = 0$ cm, $\alpha_{Mod} = 10^\circ$), wo der höchste elektrische Jahresertrag erreicht wird. Erwähnenswert sei jedoch, dass dieser bei selbigem Modulreihenabstand, aber einer Modulausrichtung von $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ nur um $0,2 \text{ MWh/a}$ geringer ist, jedoch der Kapitalwert nach 20 Jahren um 1160 € schmaler ausfällt. Somit sind eine westliche und südliche Ausrichtung der PV-Module nicht mehr wie vorhin bei $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ als ökonomisch gleichwertig zu betrachten. Liefert die westliche Ausrichtung bei einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ einen deutlich höheren elektrischen Jahresertrag, so sind sie bei einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ als gleich hoch einzustufen. Auf die hier nicht grafisch gezeigten Ergebnisse der Kapitalwerte für die übrigen nach Tabelle 5-3 definierten Modulneigungen sei auf den Anhang von Abbildung A 28 bis Abbildung A 30 verwiesen.

Das Maximum aus sich jeder ergebenden Kurve der Kapitalwerte, sowie die dazugehörige Positionierung der PV-Module (beschrieben durch I_{Reihe} , γ_{Mod} , α_{Mod}) und der dabei generierte elektrische Jahresertrag W_{PV} ist für den Vorbau Links in Tabelle 5-18 eingetragen, wobei jener Fall, bei dem der höchste Kapitalwert nach 20 Jahren erreicht wird grün hervorgehoben ist.

Tabelle 5-18: Maximal erzielbare Kapitalwerte bei $W_{PV} = W_{Verbr}$ nach 20 Jahren C_{20} , Vorbau Links

γ_{Mod}	$I_{Reihe} = 0 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 25 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 50 \text{ cm}$			$I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$		
	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}	α_{Mod}	W_{PV}	C_{20}
	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€	1 °	MWh/a	k€
25 °	10	35,6	14,9	10	28,4	12,0	10	23,7	10,0	10	17,5	7,4
30 °	10	37,4	15,7	10	29,6	12,6	10	24,9	10,7	10	18,3	7,9
35 °	10	39,3	16,4	10	30,9	13,1	10	25,6	11,0	10	18,7	8,1
40 °	10	41,8	17,0	10	32,6	13,6	10	26,6	11,2	10	19,4	8,2
45 °	10	44,9	17,4	10	34,1	13,6	10	27,2	11,1	10	19,8	8,2

Die in Tabelle 5-18 eingetragenen Maximalwerte der Kapitalwerte C_{20} finden sich immer bei einer azimutalen Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ wieder, da bei dieser einerseits eine hohe Anzahl an PV-Modulen installiert werden kann, andererseits bei dieser Ausrichtung sich das Erzeugerprofil der PV-Anlage mit der Mittagsspitze des Standardlastprofils H0 überdeckt.

5.4 BESTIMMUNG DES KAPITALWERTS DER GESAMTEN PHOTOVOLTAIKANLAGE BEI SZENARIO BASIERTEN STROMVERBRÄUCHEN

Die Positionierung der PV-Module auf den einzelnen Dachflächen (definiert nach Tabelle 5-1) für den maximalen Kapitalwert nach 20 Jahren wird in Kapitel 5.3 unter der Voraussetzung bestimmt, dass der elektrische Energiebedarf (Stromverbrauch) auf ein Kalenderjahr gleich dem je nach Positionierung ergebenden elektrischen Jahresertrages ($W_{PV} = W_{Verbr}$) der jeweiligen PV-Anlage ist. Da der elektrische Energiebedarf höher oder auch kleiner als die erzeugte elektrische Energie der PV-Anlage sein kann, werden in diesem Kapitel drei weitere jährliche Stromverbräuche untersucht und miteinander verglichen.

Die dadurch entstehenden Szenarien sind wie folgt definiert und in sämtlichen Diagrammen dieses Kapitels farblich folgendermaßen gekennzeichnet:

- $W_{PV} = W_{Verbr}$ (grün)
- $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ (hellblau)
- $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ (rot)
- $W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$ (violett)

Die Bestimmung der optimalen Positionierung folgt dem gleichen Schema wie in Kapitel 5.3, mit der Abänderung, dass bei der Normierung auf den jährlichen elektrischen Energieverbrauch des wiederum verwendeten Standardlastprofils H0 dieser mit einem Szenario abhängigen Faktor multipliziert wird. Die Ergebnisse, bei sich je nach Szenario ergebener Positionierung der PV-Module, werden miteinander verglichen, wobei explizit auf die Entwicklung des Kapitalwerts über den Beobachtungszeitraum von 20 Jahren eingegangen wird.

Diese Entwicklung ist für den/die Investor/en deshalb von Interesse, da er so bestimmen kann, nach welcher Zeit die PV-Anlage ihre Investitionskosten refinanziert. Die bis dahin vergehende Zeitspanne wird als Amortisationsdauer bezeichnet, nach welcher der sogenannte Break-Even-Point erreicht wird, wo der Kapitalwert der PV-Anlage null wird. [16]

Schlussendlich wird für die gesamte PV-Anlage, zusammensetzend aus allen Teilanlagen der Dach- und Frontflächen (siehe Abbildung 5-1), für jedes Szenario der Kapitalwert nach 20 Jahren berechnet mit dem ein Urteil getroffen werden kann, ob für das jeweilige Szenario eine Investition in die PV-Anlage lukrativ oder defizitär wäre.

5.4.1 Dachfläche Oben

Die Dachfläche Oben besticht mit einer annähernd quadratischen Form (siehe Abbildung 5-1), ihre hohe Lage vom Erdboden gemessen (siehe Tabelle 5-2) und den auf ihr fallenden geringen zeitlichen Schattenwurf durch umliegende Objekte. Sie ist somit ein guter Indikator für andere im Raum Graz, frei von Verschattung durch umliegende Objekte, installierte PV-Anlagen hinsichtlich des elektrischen Jahresertrages W_{PV} und der Entwicklung des Kapitalwerts C_t über mehrere Jahre. Für zwei Jahrzehnte sind in Abbildung 5-23 für die optimalen Positionierungen der PV-Module in Bezug auf die maximale kapitale Wertschöpfung nach 20 Jahren die zeitliche Entwicklung des Kapitalwerts bei den vier definierten Szenarien dargestellt.

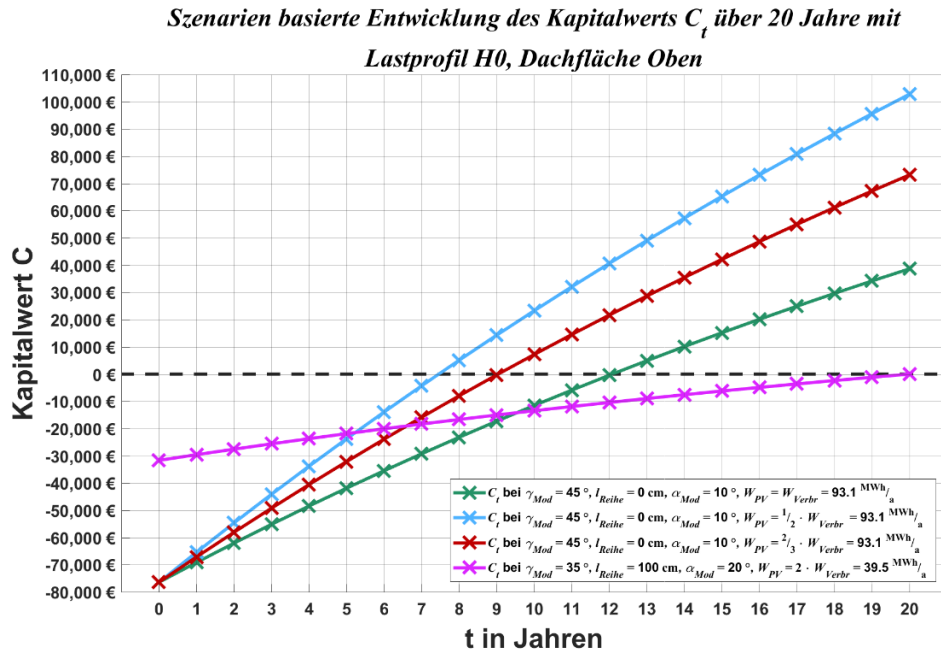


Abbildung 5-23: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Dachfläche Oben bei unterschiedlichen Stromverbräuchen bei Lastprofil H0

Für die drei größten jährlichen elektrischen Energieverbräuche der definierten Szenarien ergibt sich, wie durch Abbildung 5-23 ersichtlich, dieselbe Positionierung der PV-Module mit einer Modulneigung von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, bei einem Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 0$ cm und einer azimuthalen Ausrichtung von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$. Bei einem Vergleich mit jener Positionierung der PV-Module, mit welcher der maximale elektrische Jahresertrag erzielt wird (siehe Tabelle 5-4), zeigt sich, dass sich bei der Positionierung der PV-Module nur eine Änderung in der azimuthalen Ausrichtung ergibt: Für den maximalen elektrischen Jahresertrag beträgt diese $\alpha_{Mod} = 40^\circ$ und beim maximalen Kapitalwert nach 20 Jahren $\alpha_{Mod} = 10^\circ$. Der Unterschied der verbauten PV-Module fällt mit einer Differenz von vier, ebenso wie die Differenz in der jährlichen Energieerzeugung von $3,2 \text{ MWh/a}$ gering aus. Bei dem Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ amortisiert sich die PV-Anlage nach zwölf Jahren, erhöht man den elektrischen Energieverbrauch, so fällt der Gewinn durch Eigennutzung der produzierten elektrischen Energie nach Gleichung (4-31) höher aus und die Amortisationszeit verkürzt sich bei $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ auf neun Jahre und bei $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ auf zirka sieben Jahre. Wird der elektrische Energieverbrauch auf die Hälfte der Produktion der PV-Anlage reduziert (Szenario $W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$), so schlägt die Kapitalwertmethode vor, weniger PV-Module zu installieren, was durch einen höheren Modulreihenabstand von $I_{Reihe} = 100$ cm und einen flacheren Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ erreicht wird. Beträgt die Anzahl der installierten PV-Module bei den drei Szenarien eines hohen Stromverbrauchs $ModAnz = 316$, so reduziert sie sich für das Szenario mit geringsten Stromverbrauch auf $ModAnz = 128$. Gegenläufig zu dieser Reduktion verhält sich die Amortisationsdauer: Der Break-Even-Point wird erst nach 20 Jahren erreicht.

Eine Szenario basierte Aufschlüsselung der Kapitalwerte der Dachfläche Oben im 5-Jahres-Intervall ist mit nachfolgender Tabelle 5-19 gegeben.

Tabelle 5-19: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Dachfläche Oben bei unterschiedlichen Stromverbräuchen bei Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-76,5	-41,9	-11,5	15,2	38,7
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-76,5	-32,1	7,2	42,1	73,2
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-76,5	-23,8	23,3	65,3	102,8
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-31,7	-21,9	-13,4	-6,2	7,0

Zum Investitionszeitpunkt ($t = 0$) geben Kapitalwerte der PV-Anlage die Investitionskosten wieder, für die drei Szenarien ab $W_{PV} = W_{Verbr}$ belaufen sie sich auf denselben Wert, da die sich die Investitionskosten aus der installierten Spitzenleistung berechnen (siehe Gleichung (4-26)), welche sich durch die Anzahl der installierten PV-Module ergibt. Da die Anzahl dieser bei allen drei Szenarien gleich ist, müssen ebenso die Kapitalwerte zum Zeitpunkt $t = 0$ (C_0), respektive die Investitionskosten A_0 gleich sein.

5.4.2 Dachfläche Ost und Dachfläche West

Die Dachfläche Ost und Dachfläche West haben dieselben geometrischen Abmessungen (siehe Tabelle 5-1) und liefern ähnliche Ergebnisse hinsichtlich des maximalen elektrischen Jahresertrages (siehe Kapitel 5.2.2 und Kapitel 5.2.3) sowie des Kapitalwerts bei gleicher Positionierung der PV-Module (siehe Kapitel 5.3.2 und Kapitel 5.3.3). Für die Dachfläche Ost ist diese für die vier Szenarien in Abbildung 5-24 dargestellt.

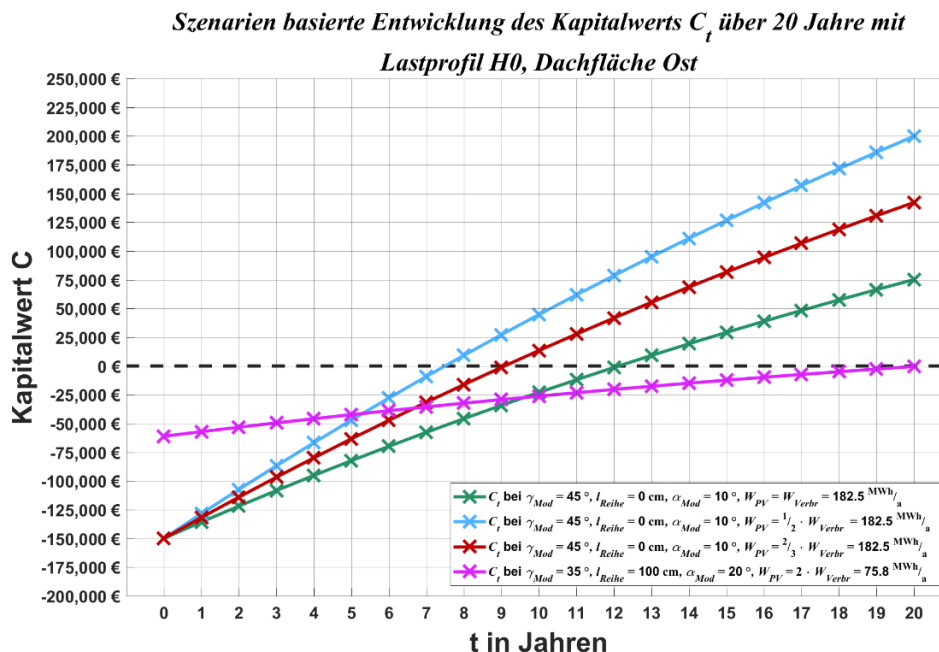


Abbildung 5-24: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Dachfläche Ost bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Die Positionierung der PV-Module bei den drei Szenarien des höchsten Stromverbrauchs ist wie in Abbildung 5-24 dargestellt dieselbe, die PV-Module werden mit $\gamma_{Mod} = 45^\circ$ geneigt, mit $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ azimuthal ausgerichtet und der Modulreihenabstand beläuft sich auf $I_{Reihe} = 0$ cm. Bei diesen drei Szenarien ist der elektrische Jahresertrag der PV-Anlage um nur $0,8 \text{ MWh/a}$ geringer als bei dessen erzielbaren Maximum (siehe Tabelle 5-5), jedoch ist der kapitale Zuwachs über 20 Jahre, wie z.B.

beim Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ um 4660 €, höher. Die Amortisationszeit beläuft sich beim Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ auf zirka zwölf Jahre, wird der elektrische Energiebedarf erhöht, so haben die Kurven nicht nur einen steileren Verlauf, sondern der Break-Even-Point wird wie beim Szenario $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ nach neun Jahren und beim Szenario $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ bereits nach zirka sieben-einhalb Jahren erreicht. Ist die Erzeugung an elektrischer Energie der PV-Anlage doppelt so groß wie der Verbrauch durch den Betreiber dieser (Szenario $W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$), so wird trotz der weniger installierten PV-Module, vorrangig bedingt durch den höheren Modulreihenabstand ($I_{Reihe} = 100 \text{ cm}$) und den weniger als halb so großen elektrischen Jahresertrag ($W_{PV} = 75,8 \text{ MWh/a}$) als bei den drei anderen Szenarien, der Break-Even-Point nach 20 Jahren nicht erreicht. Der Kapitalwert beläuft sich für dieses Szenario wie in Tabelle 5-20 gelistet auf $C_{20} = -400 \text{ €}$, würde die Berechnung um ein weiteres Jahr ausgedehnt werden, so wäre er jedoch positiv.

Tabelle 5-20: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Dachfläche Ost bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-149,9	-82,3	-34,2	29,2	75,2
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-149,9	-63,4	-1,2	82,7	142,2
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-149,9	-47,1	27,2	126,7	199,9
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-61,1	-42,3	-29,2	-12,3	-0,4

Bei einer Betrachtung der Kapitalwerte nach 20 Jahren C_{20} in Tabelle 5-20 beginnend ab einem Stromverbrauch mit $W_{PV} = W_{Verbr}$, fällt auf, dass zwischen dem Stromverbrauch und dem Kapitalwert kein linearer Zusammenhang besteht. Geht man vom Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ aus, so führt eine Erhöhung des Stromverbrauchs um 50 % (Szenario $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$) zu einem kapitalen Mehrgewinn von zirka 90 %. Wird der Stromverbrauch verdoppelt (Szenario $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$), sprich um 100 % gegenüber dem Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ gesteigert, so beläuft sich der kapitale Mehrgewinn auf 166 %. Die kapitale Wertschöpfung des Szenarios $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ ist jedoch nur um 40 % höher als beim Szenario $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$. Aufgrund dieser Nichtlinearität, ist es nicht möglich nur über den jährlichen Stromverbrauch und den elektrischen Jahresertrag eine exakte Prognose des Kapitalwerts zu tätigen, da vor allem der Gewinn durch Eigenverbrauch wie auch die Auszahlung durch Konsum an elektrischer Energie aus dem öffentlichen Stromnetz mit dem Stromverbrauch nicht linear einher geht. Es ist auf jeden Fall das Erzeugerprofil der PV-Anlage mit dem Lastprofil des Betreibers zu überlagern um eine repräsentative Aussage über den Kapitalwert treffen zu können, denn ein doppelter Stromverbrauch führt in der Praxis seltenstes zu einem doppelt so hohen Kapitalwert bei gleichen elektrischen Jahresertrag. Für die Dachfläche West liefert die Kapitalwertmethode für die vier Szenarien aufgrund der oben erwähnten Tatsachen ähnliche Ergebnisse wie bei der Dachfläche Ost. Die Ergebnisse der Kapitalwerte sind in Tabelle 5-21 gelistet, der Verlauf sei im Anhang mit Abbildung A 31 dargestellt.

Tabelle 5-21: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Dachfläche West bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-149,9	-81,8	-21,9	30,8	77,2
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-149,9	-62,5	15,0	83,9	145,1
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-149,9	-46,0	46,7	129,5	203,4
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-61,1	-42,2	-25,9	-12,0	0,0

Bei einem Vergleich der Kapitalwerte der jeweiligen Szenarien zwischen der Dachfläche Ost (siehe Tabelle 5-20) und der Dachfläche West (siehe Tabelle 5-21) ergeben sich für die Dachfläche West höhere Werte. Bei einer Gegenüberstellung der Kapitalwerte nach 20 Jahren (C_{20}) ergibt sich für das

Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ für die Dachfläche West ein um 2000 € höherer Kapitalwert als bei der Dachfläche Ost. Somit fällt bei der Dachfläche Ost der kapitale Zuwachs, aufgrund der bei ihr auftretenden längeren Verschattung durch umliegende Objekte, auf 20 Jahre um 2000 € geringer aus als bei der Dachfläche West.

5.4.3 Dachfläche Unten

Bei der Dachfläche Unten zeigt sich bei der Berechnung des elektrischen Jahresertrages (siehe Kapitel 5.2.4), dass die Einbußen aufgrund der Verschattung durch umliegende Objekte gravierend sind. Ebenso wird in Kapitel 5.4.3 offengelegt, dass die Kapitalwerte, unabhängig von der Positionierung der PV-Module, beim Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ nicht positiv werden. Die zeitlichen Verläufe der Kapitalwerte dieses Szenarios und der drei weiteren sind in Abbildung 5-25 dargestellt.

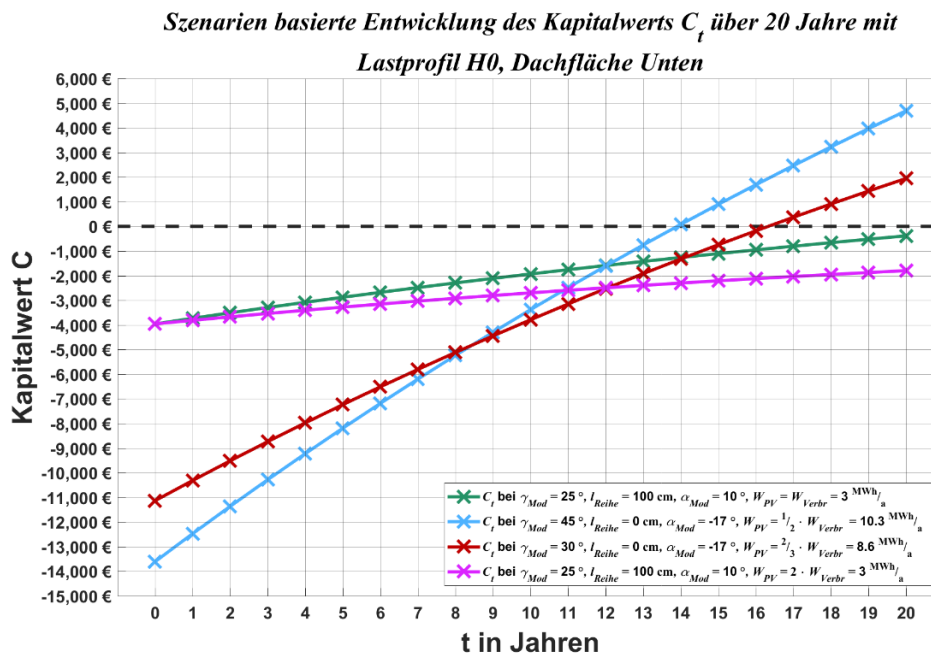


Abbildung 5-25: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Dachfläche Unten bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Die Kapitalwertmethode gibt für die zwei Szenarien mit den geringeren Strombedarf ($W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$ und $W_{PV} = W_{Verbr}$) eine Positionierung der PV-Module vor, wo eine geringe Anzahl an PV-Modulen installiert werden soll um die Investitionskosten und somit auch die kapitalen Verluste über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren möglichst gering zu halten. In beiden Fällen wird wie ebenso durch Tabelle 5-22 ersichtlich der Break-Even-Point nach 20 Jahren nicht erreicht.

Tabelle 5-22: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Dachfläche Unten bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-4,0	-2,9	-1,9	-1,1	-0,4
$W_{PV} = 2/3 \cdot W_{Verbr}$	-11,1	-7,0	-3,8	-0,7	1,9
$W_{PV} = 1/2 \cdot W_{Verbr}$	-13,6	-8,0	-3,3	-0,9	4,7
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-4,0	-3,3	-2,7	-2,2	-1,8

Erst ab den zwei Szenarien, wo der Stromverbrauch über dem elektrischen Jahresertrag liegt, schlägt die Kapitalwertmethode eine Installation von mehr PV-Modulen vor, der Break-Even-Point wird im Vergleich mit z.B. der Dachfläche Oben (siehe Kapitel 5.4.1), welche nahezu frei von Verschattung durch umliegende Objekte ist, bei denselben Szenarien erst weit später erreicht.

5.4.4 Vorbau Links

Das Charakteristikum der Fläche Vorbau Links liegt wie in Kapitel 5.2.5 beschrieben in der hohen Abhängigkeit der installierbaren PV-Module von der Vorgabe der azimuthalen Ausrichtung dieser bei der Wahl der Positionierung. Die Entwicklungen der Kapitalwerte der zu untersuchenden Szenarien über 20 Jahre ist in Abbildung 5-26 dargestellt.

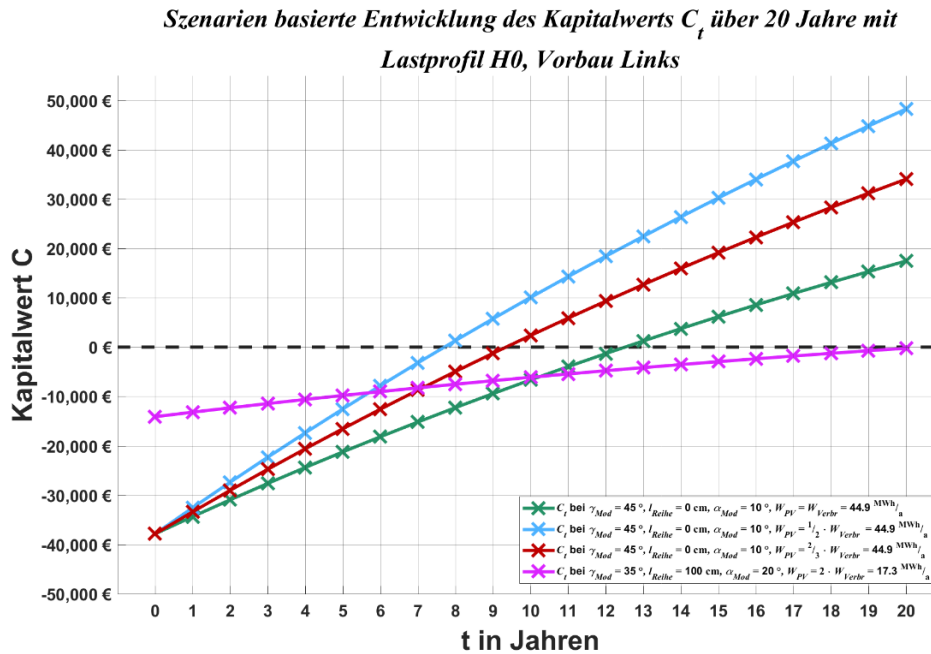


Abbildung 5-26: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Vorbau Links bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Bei den drei zu untersuchenden Szenarien ab einem Stromverbrauch von $W_{PV} = W_{Verbr}$ bis $W_{PV} = 1/2 \cdot W_{Verbr}$ gibt wie in Abbildung 5-26 dargestellt die Kapitalwertmethode die gleiche Positionierung der PV-Module aus, wo auch der maximale elektrische Jahresertrag (siehe Tabelle 5-8) erzielt wird. Zeigt sich eine azimuthale Ausrichtung der PV-Module von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ bei den Dachflächen Oben, – Ost und – West (siehe Kapitel 5.4.1 und Kapitel 5.4.2) bei dem verwendeten Standardlastprofil H0 (siehe Abbildung 5-12) als sinnvoll, wird bei dieser azimuthalen Ausrichtung der PV-Anlagen dieser drei Dachflächen jedoch nicht der maximale elektrische Jahresertrag erzielt sondern bei $\alpha_{Mod} = 40^\circ$. Beim Vorbau Links fällt der Kapitalwert bei einer geringen Abweichung von $\alpha_{Mod} = 10^\circ$ rapide ab (siehe Kapitel 5.3.5), da sich aufgrund der geometrischen Abmessungen der Fläche selbst, sowie jene der PV-Module weniger PV-Module installieren lassen, der elektrische Jahresertrag ebenso abfällt und folge dessen wegen der gewichteten Normierung des Lastprofils auf W_{PV} die Einnahmen geringer ausfallen. Bei einer Betrachtung der Amortisationsdauer ergeben sich für alle vier Szenarien nahezu idente Werte wie bei der Dachfläche Ost (siehe Kapitel 5.4.2): Bei $W_{PV} = W_{Verbr}$ liegt sie bei 12,5 Jahren, bei $W_{PV} = 1/2 \cdot W_{Verbr}$ etwas über neun Jahren, bei $W_{PV} = 2/3 \cdot W_{Verbr}$ bei fast acht Jahren und bei $W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$ wird der Break-Even-Point ebenso nicht nach 20 Jahren erreicht. Daraus lässt sich schließen, dass trotz niedrigerer Lage der Fläche Vorbau Links und dadurch bedingter längerer zeitlicher Verschattung durch die umliegenden Objekte als bei der Dachfläche Ost sich dieses mehr an zeitlicher Verschattung kaum auf den Kapitalwert auswirkt.

Die Ergebnisse der Kapitalwerte des jeweiligen Szenarios sind mit Tabelle 5-23 im 5-Jahres-Intervall für den Vorbau Links angegeben.

Tabelle 5-23: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Vorbau Links bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-37,9	-21,2	-6,6	3,7	17,4
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-37,9	-16,5	2,3	15,9	34,0
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-37,9	-12,5	10,0	26,4	48,2
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-14,1	-9,8	-6,1	-3,5	-0,2

Bis auf das Szenario des geringsten Stromverbrauchs ($W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$) erwirtschaften alle anderen Szenarien laut Tabelle 5-23 einen kapitalen Zuwachs.

5.4.5 Frontfläche Unten und Frontfläche Oben

Für die südlich ausgerichtete Fassade, aufgeteilt in Frontfläche Unten und Frontfläche Oben (siehe Abbildung 5-1), stehen laut Kapitel 5.1.2 die Montageart Längs und – Quer für die Installation der PV-Module zur Auswahl. Somit ergeben sich für jede der beiden Flächen zwei Erzeugerprofile der PV-Anlage, aus denen ebenso zwei elektrische Jahreserträge W_{PV} berechnet werden können (siehe Kapitel 5.2.6). Mit der Montageart Quer lässt sich für die Frontfläche Unten und dem Standardlastprofil H0 der maximale Kapitalwert nach 20 Jahren C_{20} erzielen, dessen zeitliche Entwicklung für die vier definierten Szenarien in Abbildung 5-27 dargestellt ist.

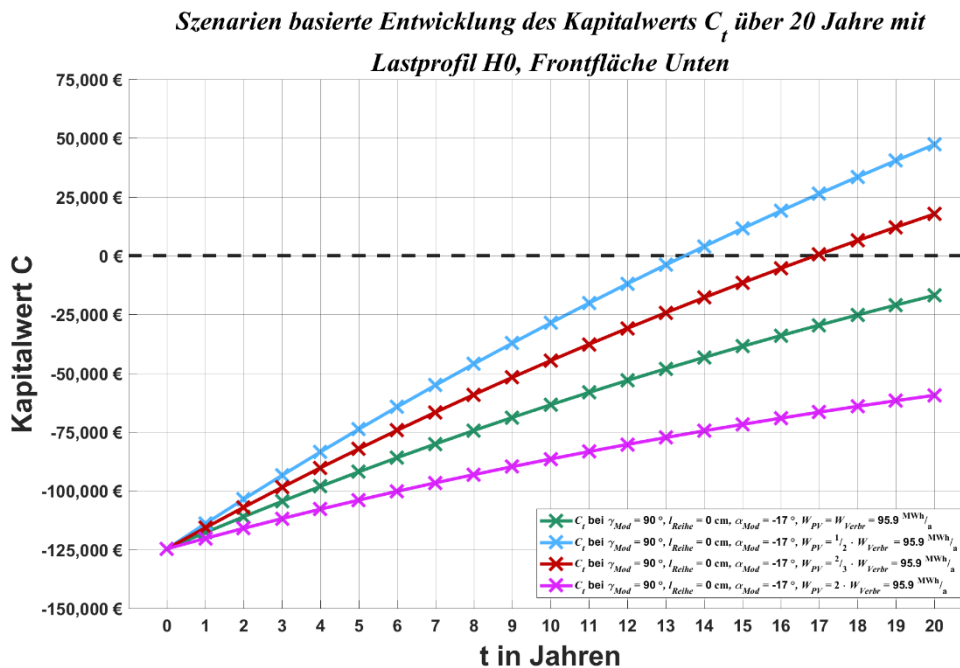


Abbildung 5-27: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Frontfläche Unten bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Da es zu keiner Variation der Positionierung und ebenso die Anzahl der PV-Module konstant ist, belaufen sich die Investitionskosten ($A_0 = C_0$) wie in Abbildung 5-27 für alle vier Szenarien auf denselben Wert. Durch den Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 90^\circ$ erzeugen die PV-Module, durch den in Kapitel 4.1 beschriebenen Umständen, weniger elektrische Energie als bei einer Installation auf einer ebenen Fläche mit einem Modulneigungswinkel von $\gamma_{Mod} = 45^\circ$. So sind die Investitionskosten relativ zur erzeugten elektrischen Energie hoch und wie durch Abbildung 5-27 ersichtlich, kann ein

positiver Kapitalwert nach 20 Jahren nur mit den Szenarien des höheren Stromverbrauchs als der elektrischen Energieerzeugung ($W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ und $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$) erzielt werden. Die Amortisationsdauern belaufen sich selbst bei diesen auf 17 bzw. 13,5 Jahre. Die dabei erzielte kapitale Wertschöpfung bzw. bei den anderen zwei Szenarien erzielte kapitale Defizit ist durch Tabelle 5-24 im 5-Jahres-Intervall für die Frontfläche Unten ersichtlich.

Tabelle 5-24: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Frontfläche Unten bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-124,7	-92,0	-63,5	-38,6	-16,9
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-124,7	-82,2	-44,7	-11,6	17,7
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-124,7	-73,8	-28,6	11,5	47,2
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-124,7	-104,0	-86,5	-71,8	-59,4

Kumuliert die PV-Anlage der Dachfläche Oben beim Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ über 20 Jahre Nettoerlöse (Einzahlungen minus laufende Kosten) in der Höhe von 115200 € (siehe Tabelle 5-19), erwirtschaftet die PV-Anlage der Frontfläche Unten bei nahezu identen elektrischen Jahresertrag, aber bei um zirka 50 % höheren Investitionskosten geringere Nettoerlöse, in der Höhe von 107800 €. Legt man den Fokus bei demselben Vergleich auf das Szenario mit dem höchsten Stromverbrauch ($W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$), so kumulieren beide Anlagen über 20 Jahre denselben Gewinn, die Dachfläche Oben 179300 € (siehe Tabelle 5-19) und die Frontfläche Unten 171900 €. Dem/den Investor/en stehen jedoch bei der Dachfläche Oben nach 20 Jahren mehr als das doppelte an Kapital zur Verfügung, nämlich 102800 € bei der Dachfläche Oben (siehe Tabelle 5-19) im Vergleich zu 47200 € bei der Frontfläche Unten (siehe Tabelle 5-24).

Bei der Frontfläche Oben zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der Frontfläche Unten, da sie unmittelbar über ihr liegt und nahezu derselbe Sachverhalt hinsichtlich elektrischer Energieerzeugung gegeben ist. Ein markanter Unterschied um die maximalen Kapitalwerte zu erreichen ist die Montageart der PV-Module: Diese werden bei der Frontfläche Oben im Gegensatz zu Frontfläche Unten Längs montiert. Da die Frontfläche Oben weniger von Verschattung betroffen ist, als die Frontfläche Unten sind ihre Amortisationsdauern bei den Szenarien $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ und $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ um zirka ein halbes Jahr kürzer (dargestellt im Anhang durch Abbildung A 32). Wie durch Tabelle 5-25 ersichtlich zeigt sich bei den berechneten Kapitalwert nach 20 Jahren C_{20} dasselbe Bild wie bei der Frontfläche Unten, nur dass aufgrund der höheren Anzahl an PV-Modulen die Investitionskosten höher sind und die Kapitalwerte entweder höher oder niedriger sind als bei der Frontfläche Unten.

Tabelle 5-25: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Frontfläche Oben bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-276,6	-202,0	-136,9	-80,2	-30,7
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-276,6	-179,8	-94,4	-18,9	47,8
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-276,6	-160,8	-57,9	33,7	115,0
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-276,6	-229,2	-189,1	-155,4	-126,9

Bei Betrachtung der Kapitalwerte der PV-Anlagen der Frontfläche Oben und Frontfläche Unten zeigt sich, dass in Kombination mit dem Standardlastprofil H0 eine Installation von PV-Modulen parallel zu einer senkrechten südlich ausgerichteten Fläche nur dann ökonomisch sinnvoll ist, wenn der Stromverbrauch ausreichend hoch ist. Ob für einen Investor der relativ hohe Kapitaleinsatz in Bezug auf die kapitale Wertschöpfung über zwei Jahrzehnte sinnvoll ist, muss individuell abgewogen werden.

5.4.6 Frontfläche West

Die Frontfläche West ist die westliche Fassade des Gebäudekomplexes (siehe Abbildung 5-1), auf der die PV-Module wie bei den Frontflächen Unten und – Oben entweder Quer oder Längs parallel zur Fläche installiert werden können (siehe Kapitel 5.1.2). Die Neigung der PV-Module beträgt somit $\gamma_{Mod} = 90^\circ$, wodurch ihre elektrische Energieerzeugung wie in Kapitel 4 eine geringere ist als bei $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, ebenso wird sie durch die azimutale Ausrichtung nahezu Richtung Westen ($\alpha_{Mod} = 83^\circ$) noch weiter dezimiert. Für die vier Szenarien ist die zeitliche Entwicklung der Kapitalwerte für die Montageart Quer, mit welcher der jeweilig betrachtete Kapitalwert nach 20 Jahren maximal wird, in Abbildung 5-28 dargestellt.

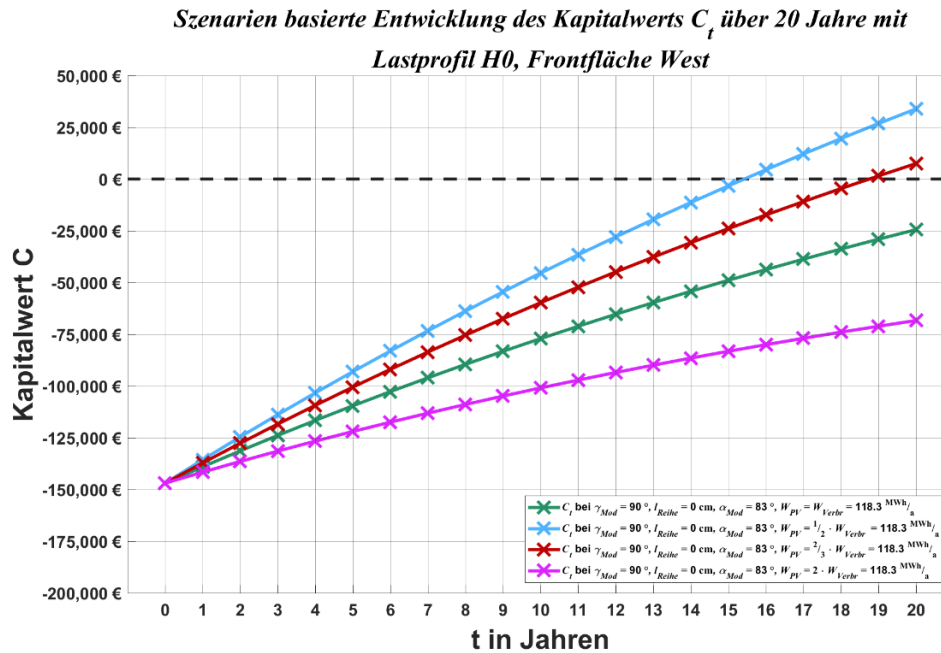


Abbildung 5-28: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Frontfläche West bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Stellt man einen Vergleich der Szenarien basierten zeitlichen Verläufe der Kapitalwerte der Frontfläche Unten (dargestellt in Abbildung 5-27) und der in Abbildung 5-28 dargestellten Verläufe der Frontfläche West her, so werden die Break-Even-Points bei der Frontfläche West, bei den Szenarien $W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$ und $W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$ um zirka zwei Jahre später durchbrochen. Bei den anderen zwei Szenarien, des geringeren Stromverbrauchs, ist wie bei der Frontfläche Unten eine Investition laut Tabelle 5-26 mit Verlusten des eingesetzten Kapitals behaftet.

Tabelle 5-26: Maximal erzielbare Kapitalwerte C_t Frontfläche West bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenario	C_0	C_5	C_{10}	C_{15}	C_{20}
	k€	k€	k€	k€	k€
$W_{PV} = W_{Verbr}$	-147,0	-109,6	-77,1	-48,9	-24,5
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	-147,0	-100,5	-59,8	-24,0	7,5
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	-147,0	-93,1	-45,4	-3,3	33,9
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	-147,0	-122,0	-100,9	-83,2	-68,4

Selbst bei der Betrachtung des Szenarios mit dem höchsten definierten Stromverbrauch ($W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$) ergibt sich über 20 Jahre nur ein kapitaler Zuwachs von 33900 €. Sogar bei diesem Szenario würde ein Investor aufgrund der hohen Investitionskosten im Vergleich zu dem geringen Kapitalzuwachs unter rein ökonomischen Aspekten wahrscheinlich auf eine Investition in diesen Teil der PV-Anlage verzichten.

5.4.7 Maximal erzielbarer Kapitalwert der gesamten Photovoltaikanlage

Für die Erfüllung des Wunsches, dem/den Investor/en eine absolute Zahl des erzielbaren Kapitalwerts der gesamten PV-Anlage vorzulegen hat eine Summation der Szenarien basierten Berechnung der Ergebnisse des Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} (siehe Kapitel 5.4.1 bis Kapitel 5.4.6) zu erfolgen. In dieser Zahl sind folgende Einflussfaktoren wie die

- ökonomischen Parameter des Kapitalmarkts laut Tabelle 5-13,
- technische Parameter wie der
 - elektrische Energiebedarf (Szenario basiert) und daraus resultierende
 - Anzahl und Positionierung der PV-Module, sich somit ergebene
 - Erzeugerprofil der PV-Anlage und der
 - elektrische Jahresertrag

vereint (siehe Kapitel 4.5). In Tabelle 5-27 sind die Ergebnisse der maximal erzielbaren Kapitalwerte C_{20} der jeweiligen vier Szenarien, welche einen unterschiedlich hohen Stromverbrauch repräsentieren, ebenso die dabei generierten elektrischen Jahreserträge W_{PV} eingetragen. Zusätzlich ist in Tabelle 5-27 die Anzahl an österreichischen Haushalten gelistet, mit einem durchschnittlichen elektrischen Energiebedarf von 4394 kWh/a ([17]), welche mit der PV-Anlage elektrisch zu 100 % autonom (siehe Kapitel 4.4.2) werden würden. Ebenso wird je nach Szenario in Tabelle 5-27 die PV-Anlage in ihre Dach- und Frontflächen nach Tabelle 5-1 unterteilt, deren Summation der jeweiligen Werte zum gesamten elektrischen Jahresertrag bzw. zum Kapitalwert der PV-Anlage führt.

Tabelle 5-27: Maximal erzielbarer Kapitalwert nach 20 Jahren der Flächen mit Flachdach, der Frontflächen, der gesamten Anlage, elektrischer Jahresertrag W_{PV} und Anzahl der versorgbaren Haushalte

Szenario	Dachflächen		Frontflächen		Gesamt		Haushalte
	C_{20}	W_{PV}	C_{20}	W_{PV}	C_{20}	W_{PV}	
	k€	MWh/a	k€	MWh/a	k€	MWh/a	
$W_{PV} = W_{Verbr}$	208,1	507,0	-72,1	431,7	136,0	938,7	214
$W_{PV} = \frac{2}{3} \cdot W_{Verbr}$	396,4	512,6	73,0		469,4	944,3	215
$W_{PV} = \frac{1}{2} \cdot W_{Verbr}$	559,5	514,3	196,1		755,6	946,0	215
$W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$	4,6	211,7	-254,7		-250,1	643,4	146

Bei einer Analyse der Ergebnisse in Tabelle 5-27 fällt auf, dass sich die PV-Anlage erst ab einem Stromverbrauch von $W_{PV} = W_{Verbr}$ wirtschaftlich lukrativ betreiben lässt. Bei dem Szenario $W_{PV} = 2 \cdot W_{Verbr}$ fallen trotz eines elektrischen Jahresertrages von $643,4 \text{ MWh/a}$ Verluste in der Höhe von 250100 € an. Weiters ist ersichtlich, dass die Dachflächen je nach Szenario eine höhere kapitale Wertschöpfung kreieren, dies liegt an der in Kapitel 5.4.1 bis Kapitel 5.4.6 Begebenheiten wie der Modulneigung, azimutalen Ausrichtung der PV-Module und des verwendeten Standardlastprofils H0. Die Höhe des Stromverbrauchs spiegelt sich ebenso im gesamten Kapitalwert wieder: Ist der elektrische Jahresertrag ab dem Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ bis $W_{PV} = \frac{1}{2} W_{Verbr}$ nahezu gleich groß, so steigert sich der Kapitalwert um über 450 % bei einer Verdoppelung des elektrischen Energiebedarfs des Betreibers der PV-Anlage. Dies zeigt die Wichtigkeit der Implementierung des Lastprofils des Betreibers der PV-Anlage in die Planung: Ohne dessen Kenntnis kann eine Beurteilung über die ökonomische Lukrativität der PV-Anlage schnell zu einer hohen Diskrepanz zwischen den prognostizierten und tatsächlich eintretenden Kapitalwerten führen. Vor allem bei Großanlagen, welche oftmals an kleine Privatanleger verkauft wird, kann eine solche Diskrepanz über eine Investition entscheiden. Bei der Annahme, dass die PV-Anlage an die Anzahl an elektrisch versorgbaren Haushalte laut Tabelle 5-27 verkauft wird, beträgt der kumulierte Kapitalwert bei dem Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ pro Anleger $C_{20} = 635 \text{ €}$ und beim Szenario $W_{PV} = \frac{1}{2} W_{Verbr}$ würde sich das eingesetzte Kapital jedes Anlegers um $C_{20} = 3514 \text{ €}$ vermehren, wodurch sich eine Differenz zwischen den zwei Szenarien für jeden Anleger hinsichtlich des Kapitalwerts nach 20 Jahren von 2879 € ergeben würde. Der Kapitalgewinn auf 20 Jahre würde beim Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$ pro Anleger 14 % betragen und bei dem Szenario $W_{PV} = \frac{1}{2} W_{Verbr}$ wäre der kapitale Zuwachs pro Anleger bei 77 %, wobei

sich die pro Anleger zu tätigen Investitionskosten auf $A_0 = 4520 \text{ €}$ (Szenario $W_{PV} = W_{Verbr}$), bzw. $A_0 = 4540 \text{ €}$ (Szenario $W_{PV} = 1/2 W_{Verbr}$) belaufen.

5.5 SENSITIVITÄTSANALYSE DES KAPITALWERTS

Auf die Kapitalwerte der einzelnen Flächen der PV-Anlage, wie in Kapitel 5.4 berechnet, können die ökonomischen Parameter laut Tabelle 5-13 einen nichtlinearen Einfluss haben. So führt eine Erhöhung des Einspeisetarifs Et um 50 % nicht zwingend zu einem 50 % höheren Kapitalwert C_{20} . Für die Untersuchung, welche ökonomischen Parameter sich wie stark auf den Kapitalwert nach 20 Jahren auswirken, bietet sich die Durchführung einer Sensitivitätsanalyse an, welche nach folgenden iterativen Schema durchgeführt wird:

1. Auswahl eines Parameters
 - 1.1. Veränderung des Wertes dieses Parameters unter einem definierten Wertebereich
 - 1.2. Berechnung des Kapitalwerts C_{20} unter Beibehaltung des ursprünglichen Wertes der anderen Parameter
2. Durchführung von Punkt 1 für alle weiteren Parameter
3. Darstellung der Ergebnisse in einem Diagramm
4. Bewertung der Ergebnisse

Dieses Verfahren wird auch singuläre Sensitivitätsanalyse genannt, da immer nur ein Parameter variiert wird, während die anderen betragsmäßig konstant gehalten werden. Man erhält somit für jeden Parameter eine Gerade, mit deren Steigung eine Aussage über die Empfindlichkeit (Sensitivität) einer minimalen Änderung des Parameters auf den Kapitalwert getroffen werden kann. [18]

Die laut Tabelle 5-13 festgelegten, vom Kapitalmarkt vorgegebenen Parameter werden zwischen -80 % und +80 % variiert, wodurch sich die betrachteten Maximalwerte dieser laut nachfolgender Tabelle 5-28 ergeben.

Tabelle 5-28: Vom Kapitalmarkt vorgegebenen Parameter bei maximaler Abweichung

Parameter	Abweichung	
	-80 %	+80 %
Investitionskosten A_0	200 €	1800 €
Degradation $Degr$	0,20 %	1,80 %
Einspeisetarif Et	0,60 ct/kWh	5,40 ct/kWh
Zinssatz i	0,20 %	1,80 %
Inflation e	0,40 %	3,60 %
Strompreis Sp	4,00 ct/kWh	36,00 ct/kWh
Versicherungskosten A_{Vers}	2,00 €/kWp a	18,00 €/kWp a
Wartungskosten A_{Wart}	1,00 €/kWp a	9,00 €/kWp a

Die Parameter laut Tabelle 5-13 werden in 10 %-Schritten erhöht, wodurch sich für jeden Parameter zusätzlich zum ursprünglichen Wert 16 weitere Kapitalwerte ergeben. Die Ergebnisse der Dachfläche Ost und Frontfläche West (definiert nach Abbildung 5-1) werden in diesem Kapitel näher untersucht. Das gewählte Szenario, definiert in Kapitel 5.4, ist dabei $W_{PV} = W_{Verbr}$, bei jener Positionierung der PV-Module wo der Kapitalwert nach 20 Jahren maximal wird ($C_{20} = \max.$). Für die restlichen laut Tabelle 5-1 festgelegten Flächen sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse im Anhang von Abbildung A 33 bis Abbildung A 38 in Diagrammform dargestellt.

Der Dachfläche Ost gilt deswegen Interesse, da sie flächenmäßig mit der Dachfläche West laut Tabelle 5-1 die größte aller Dachflächen ist, nur der Einfluss der Verschattung durch umliegende Objekte bei der Dachfläche Ost geringfügig höher ist als bei der Dachfläche West (siehe Kapitel 5.2.2, Kapitel 5.2.3 und Kapitel 5.4.2). Die Sensitivitätsanalyse liefert mit den sich laut Tabelle 5-28 ergebenden Maximalwerten der ökonomischen Parameter das grafisch in Abbildung 5-29 dargestellte Ergebnis.

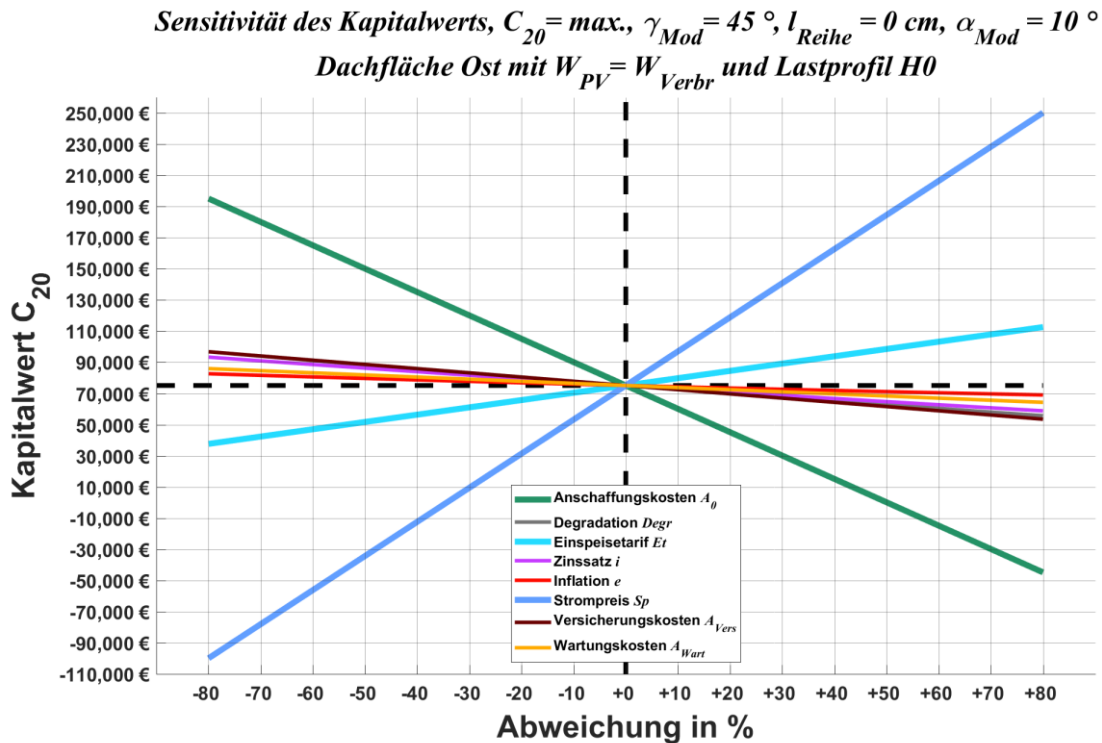


Abbildung 5-29: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Dachfläche Ost mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Der Ausgangswert des Kapitalwerts in Abbildung 5-29, beträgt laut Tabelle 5-20 , bei einer Abweichung von null Prozent, 75200 €. Bei der Betrachtung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 5-29 stechen drei ökonomische Parameter hervor, die

- Anschaffungskosten A_0 (grüne Linie), der
- Einspeisetarif Et (türkise Linie) und der
- Strompreis Sp (blaue Linie).

Die drei Geraden dieser Parameter haben eine im Vergleich mit den anderen Parametern, wie die laufenden Kosten oder der Zinssatz eine relativ hohe Steigung und sind somit als kritisch einzustufen. Bereits eine geringe Veränderung dieser führt zu einer starken Abweichung vom Ausgangswert des Kapitalwerts, so beträgt beispielsweise bei einer Erhöhung des Einspeisetarifs Et um 30 % der Kapitalwert C_{20} bereits 89200 € und bei einer Reduktion um 30 % des ursprünglichen Wertes des Einspeisetarifs von 3 ct/kWh auf $2,1 \text{ ct/kWh}$ reduziert sich der Kapitalwert auf $C_{20} = 61100 \text{ €}$. Dies bedeutet bei einer Betrachtung der Steigung der Gerade des Einspeisetarifs, dass eine Änderung von einem Prozent des Einspeisetarifs ($0,03 \text{ ct/kWh}$) zu einem um 468 € höheren oder niederen Kapitalwert C_{20} führt. Eine noch drastischere Variation ergibt sich bei der Betrachtung des Strompreises, so beträgt der Kapitalwert der Anlage bei einer Erhöhung um 30 % des Ausgangswertes ($Sp = 26 \text{ ct/kWh}$) bereits fast das doppelte, nämlich $C_{20} = 140800 \text{ €}$ wodurch sich eine Steigung seiner Geraden in Abbildung 5-29 von $2150 \text{ €/}\%$ ergibt. Der große Einfluss der Handelspreise der elektrischen Energie (Strompreis und Einspeisetarif) auf den Kapitalwert liegt daran, dass diese über die Höhe der einzigen Einnahmen der PV-Anlage bestimmen (siehe Gleichung (4-32)). Die Gerade der oft bei PV-Anlagen kritisierten hohen Investitionskosten in Abbildung 5-29 weist eine Steigung von $1500 \text{ €/}\%$

auf, was nach wie vor hoch im Vergleich mit z.B. dem Zinssatz (230 €/%) ist, jedoch ist sie deutlich niedriger als jene des Strompreises.

Eine Durchführung einer Sensitivitätsanalyse unter dem gleichen Schema wie bei der Dachfläche Ost, führt für die Frontfläche Oben zu den in Abbildung 5-30 dargestellten Ergebnissen.

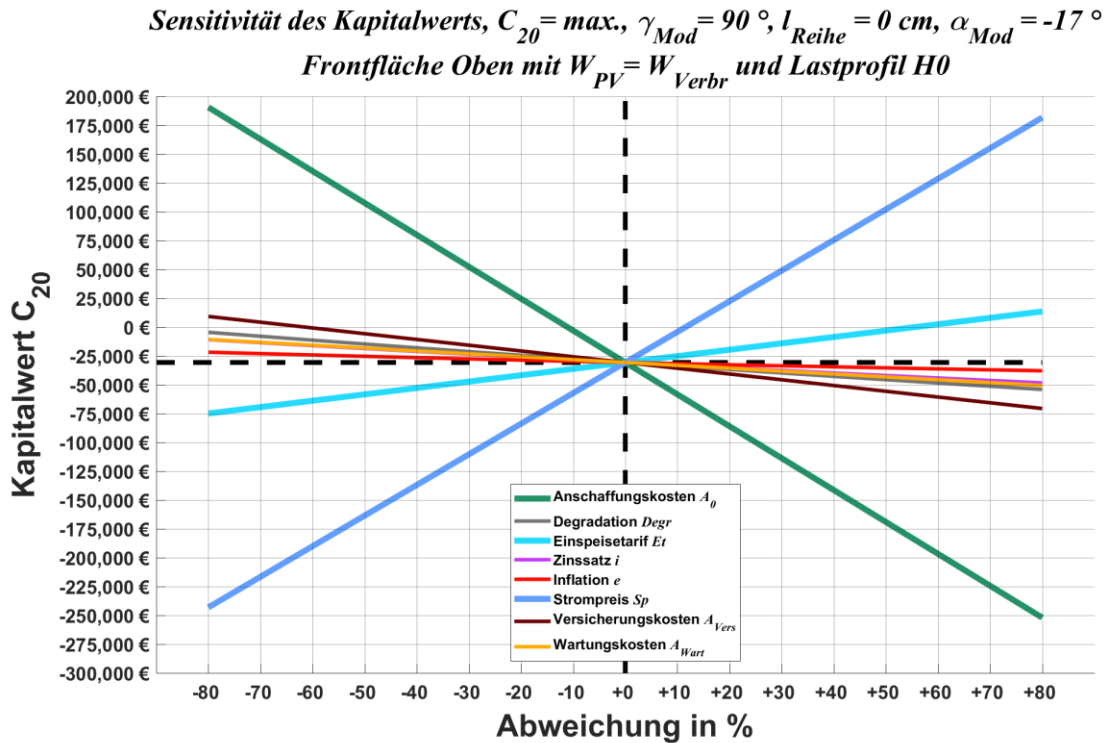


Abbildung 5-30: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Frontfläche Oben mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Es sind in Abbildung 5-30 wie auch bei der Dachfläche Ost (dargestellt in Abbildung 5-29) bei der Frontfläche Oben der Strompreis, der Einspeisetarif und die Anschaffungskosten kritisch anzusehen bei einem Ausgangswert nach Tabelle 5-25 von $C_{20} = -30700 \text{ €}$. Die Steigung der Geraden bei der Frontfläche Oben sind aber um einiges größer als bei der Dachfläche Ost: Für den Einspeisetarif ist sie um 84 €/% höher, nämlich 552 €/%, die des Strompreises steigt um 500 €/% an, zwar mit 2650 €/% und die Steigung der Investitionskosten beträgt 2770 €/%, was einer Erhöhung gegenüber jenen der Dachfläche Ost um 1270 €/% entspricht. Der Kapitalwert der Frontfläche Oben reagiert somit empfindlicher auf eine Veränderung einer dieser drei Parameter als die Dachfläche Ost, weiters hat auf ihn nicht wie bei der Dachfläche Ost der Strompreis den größten Einfluss, sondern die Investitionskosten. Dies liegt vor allem daran, dass wie bereits in Kapitel 5.4.5 erklärt diese Positionierung der PV-Module ($\alpha_{Mod} = -17^\circ$, $\gamma_{Mod} = 90^\circ$) keine optimale in Verbindung mit dem Standardlastprofil H0 ist und sich die Amortisationsdauer (siehe Abbildung A 32) erhöht. Um nahezu denselben Kapitalwert wie die auf der Dachfläche Ost situierte PV-Anlage ohne Variation eines Parameters von $C_{20} = 75200 \text{ €}$ zu erwirtschaften, müssten für die Frontfläche Oben die PV-Module um 40 % billiger sein, womit ein Kapitalwert von $C_{20} = 79900 \text{ €}$ erreicht werden könnte.

Die Ergebnisse der hier durchgeführten Sensitivitätsanalysen sind mit Vorsicht zu genießen und nicht zu verallgemeinern. So könnte eine Sensitivitätsanalyse für eine an einem anderen Ort positionierte PV-Anlage, mit einem anderen Erzeugerprofil und Lastprofil ein anderes Ergebnis, mit den gleichen wie hier verwendeten ökonomischen Parametern liefern. Es steht aber außer Frage, dass vor allem der Strompreis, wegen den 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 nach 20 Jahren auswirken.

ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Bei dem 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, eines möglichst hohen Kapitalwerts z.B. nach 20 Jahren oder einem möglichst hohen elektrischen Jahrestrag, eine optimale Positionierung der PV-Module und/oder eine optimale Anlagengröße.

Es zeigt sich, dass der Standort einen sehr großen Einfluss auf den jeweiligen Ertrag der PV-Anlage hat, was einerseits auf die auftreffende Einstrahlungsenergie der Sonne zurückzuführen ist, ebenso mit der möglichen Verschattung durch umliegende Objekte. Für eine exakte Ertragsprognose ist eine genaue standortspezifische Aufzeichnung der Wetterdaten, inkludierend der Globalstrahlung und der Außentemperatur, unerlässlich. Es sollte bei Standorten geringer Einstrahlungsenergie nicht auf die Berücksichtigung des Einflusses der Modultemperatur auf den Ertrag verzichtet werden, da die Differenz zwischen Modultemperatur und Außentemperatur, aber vor allem zur STC-Temperatur erheblich sein kann. Südlich positionierte Objekte, die nicht allzu hoch und nahe der PV-Anlage liegen, verschatten diese in der Zeitzone UTC+1, wenn überhaupt, im Winter, da hier die Sonnenhöhe im Vergleich zum Sommer niedrig ist. Befinden sich jedoch Objekte östlich oder westlich der PV-Anlage, können sie diese vor allem in den Morgen- und Abendstunden verschatten, da zu diesen Zeiten die Sonnenhöhe eine niedrigere ist als zu Mittag, wo die azimutale Ausrichtung der Sonne eine südliche auf der nördlichen Hemisphäre ist.

Ist das Ziel ein ökonomischer Profit, oder eine vom Betreiber der PV-Anlage gewünschte möglichst hohe Autonomie vom öffentlichen Stromnetz, ist um die optimale Größe der PV-Anlage sowie die dafür bestmögliche Positionierung zu finden, die Nachfrage an elektrischer Energie des zukünftigen Betreibers zu berücksichtigen. Optimal verläuft dies, wenn möglich, durch eine Messung, welche schlussendlich zum Lastprofil führt, zeitlich parallel zu der Aufzeichnung der Wetterdaten, da z.B. an Schlechtwettertagen der Strombedarf höher sein kann als an Schönwettertagen und bei einer Nichtbeachtung dieses Umstandes die Ertragsprognose verfälscht werden kann.

Der erzielbare ökonomische Profit einer PV-Anlage ist in einer Linie abhängig vom prozessgetriebenen Lastprofil des Betreibers, in einer anderen ebenso von den wirtschaftlichen Parametern, vor allem wie die in Kapitel 5.5 durchgeführten Sensitivitätsanalysen belegen, von den Anschaffungskosten, dem Strompreis und dem Einspeisetarif. Diese drei wirtschaftlichen Parameter sind wiederum standortspezifisch, so könnten die Handelspreise der Elektrizität in Deutschland andere sein als in Österreich. Zusammen mit dem Lastprofil, welches ebenso vom Standort abhängig sein kann, wie z.B. durch unterschiedliches Konsumverhalten an elektrischer Energie verschiedener Betreiber von PV-Anlagen, zeigt sich, dass eine allgemeine Aussage über die Rentabilität von PV nicht getroffen werden kann. Für repräsentative Ergebnisse muss jeder Standort, die damit verbundenen unterschiedlichen technischen – wie auch ökonomischen Einflüsse und ebenso mögliche unterschiedliche Erwartungen der zukünftigen Betreiber der PV-Anlage, separat untersucht werden um schluss-

endlich nutzer- und standortspezifische Ertragsprognosen zu erhalten. Mit einer solchen Ertragsprognose, sei sie ökonomischer oder ökologischer Natur, kann für jeden Standort individuell entschieden werden, ob eine Installation einer PV-Anlage sinnvoll ist.

Eine Autarkie vom öffentlichen Stromnetz ist mit einer PV-Anlage alleine (ohne Speicher) nicht herzustellen, da ihr Erzeugerprofil eine Abhängigkeit von der Globalstrahlung besitzt, welche wiederum an die Sonne gebunden ist, so ist z.B. in der Nacht die Globalstrahlung null, wodurch die PV-Anlage keine elektrische Energie erzeugt, jedoch ein Bedarf durch den Betreiber der PV-Anlage herrscht. Einen weiteren Einfluss hat wiederum das Wetter, wird am lichten Tage die Sonne durch Wolken verdeckt, bricht die erzeugte Leistung der PV-Anlage ein und könnte die verlangte elektrische Energie nicht mehr zur Verfügung stellen; der Betreiber der PV-Anlage müsste somit zumindest einen Teil der geforderten elektrischen Energie aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen. Drastisch reduziert wird die elektrische Energieproduktion der PV bei Vergleich der Sommermonate mit den Wintermonaten, wo die Globalstrahlung betragsmäßig geringer ist, und der lichte Tag ebenso, wodurch die elektrische Energieproduktion der PV auf einen Tag zeitlich kürzer und betragsmäßig geringer ausfällt. Verschlechternd kommt hinzu, dass in dieser Dunkelphase meist der elektrische Energiebedarf höher ist als in den Sommermonaten, wie z.B. durch ein Mehr an Beleuchtung oder durch Raumheizung und somit die PV-Anlage in Zeiten hohen elektrischen Energiebedarfs weit unter ihrer möglichen Lieferleistung betrieben wird. Um diese Zeiten geringer elektrischer Energieerzeugung zu überbrücken, bietet sich die Installation eines Stromspeichers an, ob dieser aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist, muss wie die PV-Anlage selbst individuell betrachtet werden.

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, der PV-Anlage und dem Speicher ergibt sich somit ein Gesamtsystem, welches optimal aufeinander abgestimmt werden kann. Eine Änderung des Lastprofils ist häufig schwer durchführbar, da diese einen Eingriff in das Konsumverhalten der Betreiber bedeutet und somit für diesen einen Prozesseingriff, der häufig mit Komfortverlusten verbunden ist, so ist die PV-Anlage technisch variabel hinsichtlich Installationsleistung und Positionierung der PV-Module und der Speicher in seiner Kapazität. Die PV-Anlage und der Speicher sind aus technischer Betrachtungsweise in ihrer Variabilität meist nur in der Größe der zur Verfügung stehenden Fläche eingeschränkt. Eine Untersuchung der Amortisationsdauer des Speichers wäre aufgrund der nach wie vor hohen Anschaffungskosten eines solchen anstrebenswert.

Abschließend konnte mit dieser Arbeit gezeigt werden, dass die Photovoltaik Zukunftspotenzial hinsichtlich dezentraler, emissionsfreier elektrischer Energieversorgung besitzt, mit der über ihre Lebensdauer von meist 20 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 zu machen, um das Maximum an ökologischer – und/oder auch an ökonomischer Wertschöpfung zu erzielen.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] N. Copernicus, "de revolutionibus orbium coelestium", Erstes Buch, Nürnberg 1543, Norimbergae apud Petreium; übersetzt von Menzzer, C.L.; Cantor, Moritz in "Über die Kreisbewegungen der Weltkörper", Thorn 1879, C. f. W. u. K. z. Thorn, Hrsg.
- [2] N. Copernicus, „de revolutionibus orbium coelestium“, Erstes Buch, Nürnberg 1543, Norimbergae apud Petreium; übersetzt von Hamel Jürgen; Posch, Thomas in "Über die Umschwünger der himmlischen Kreise", Haan-Gruiten 2008, "Europa-Lehrmittel.
- [3] K. Leonhartsberger und H. Fechner, „Marktentwicklung Photovoltaik,“ in *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016*, Österreich, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2017, pp. 101-129.
- [4] H.-G. Wagemann und E. Heinz, Photovoltaik Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben, Bd. 2, Wiesbaden: Vieweg+Teubner | GWV Fachverlage GmbH, 2010.
- [5] V. Wesselak und S. Voswinckel, Photovoltaik Wie Sonne zu Strom wird, Nordhausen: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [6] M. Pottorff. [Online]. Available: <https://www.quora.com/How-do-I-physically-differentiate-a-monocrystalline-panel-from-a-polycrystalline-panel>. [Zugriff am 08. 04. 2018].
- [7] Möller GmbH, [Online]. Available: <http://www.moeller.eu/pages/seiten.php?Seite=photovoltaik-informationen-solarmodule-poly>. [Zugriff am 11. 04. 2018].
- [8] E. H. Wagemann Hans-Günther, „Die Solarstrahlung als Energiequelle der Photovoltaik,“ in *Photovoltaik Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben*, Wiesbaden, Vieweg+Teubner, 2010, pp. 7-18.
- [9] J. Giesen. [Online]. Available: <http://www.geoastro.de/astro/mittag/ekliptik.gif>. [Zugriff am 10. 04. 2018].
- [10] V. Quaschnig, „Sonnenstrahlung,“ in *Regenerative Energiesysteme*, München, Carl Hanser Verlag München, 2015, pp. 68-74.
- [11] V. Quaschnig, „Sonnenstand und Strahlungsverteilung,“ in *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*, Bd. 6, Berlin, Dr. Köster, 1996, pp. 95-110.
- [12] K. A. Stefan, „Sonnscheindauer, Wind und Globalstrahlung im Raum Innsbruck und diesbezügliche Aspekte alternativer Energiegewinnung, Diplomarbeit,“ Innsbruck, Leopold-Franzens-Universität, 2004, pp. 22-58.
- [13] M. Fürnschuß, M. A. Lagler, E. Schmutzner, Bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen, Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, 2018.
- [14] 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].
- [15] M. A. Lagler, Wirkungsgradbestimmung von Photovoltaikanlagen und Solarzellen - Mureck, Bachelorarbeit, Graz: TU Graz, 2013.

- [16] T. Schuster und L. Rüdert von Collenberg, *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, Mannheim, Bonn: Springer Gabler, 2017.
- [17] Statistik Austria, „www.statistik.at,“ [Online]. Available: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/022680.html. [Zugriff am 15. 02. 2018].
- [18] H. Preuß und M. Kurscheidt, „Kosten und Nutzen Olympischer Winterspiele in Deutschland,“ in *Eine Analyse von München 2018*, Universität Mainz, Gabler Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2011, pp. 169-173.

ANHANG

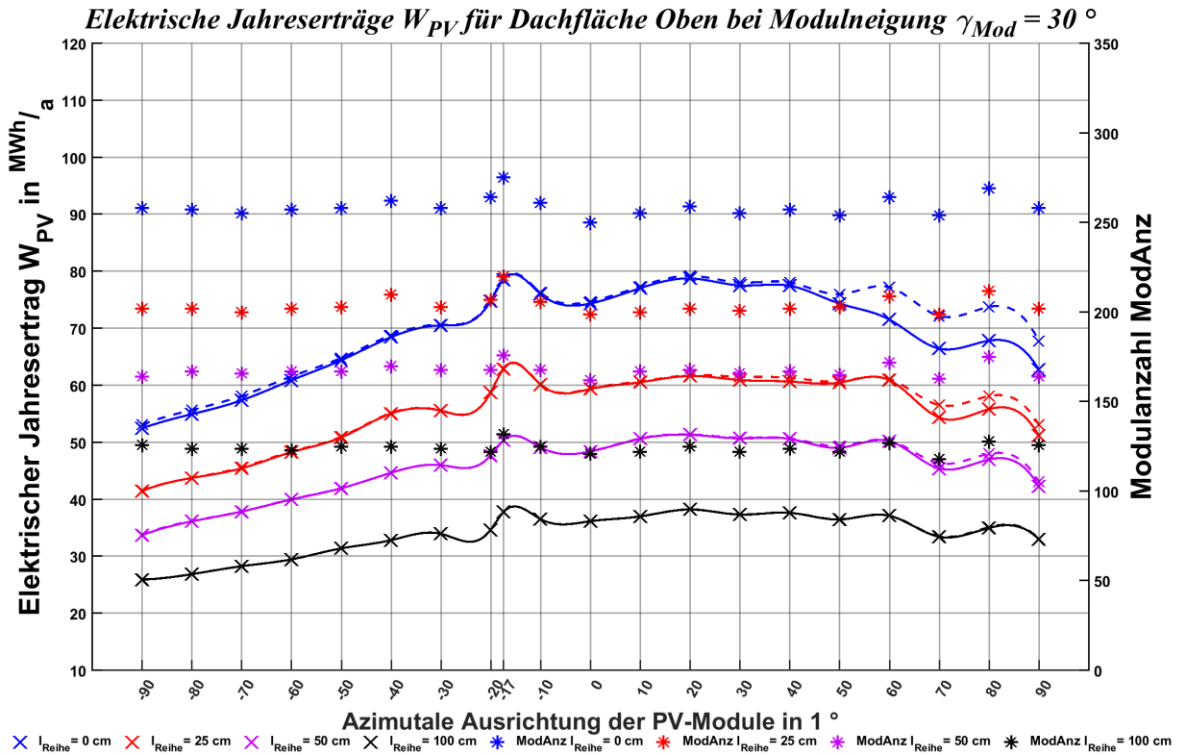


Abbildung A 1: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

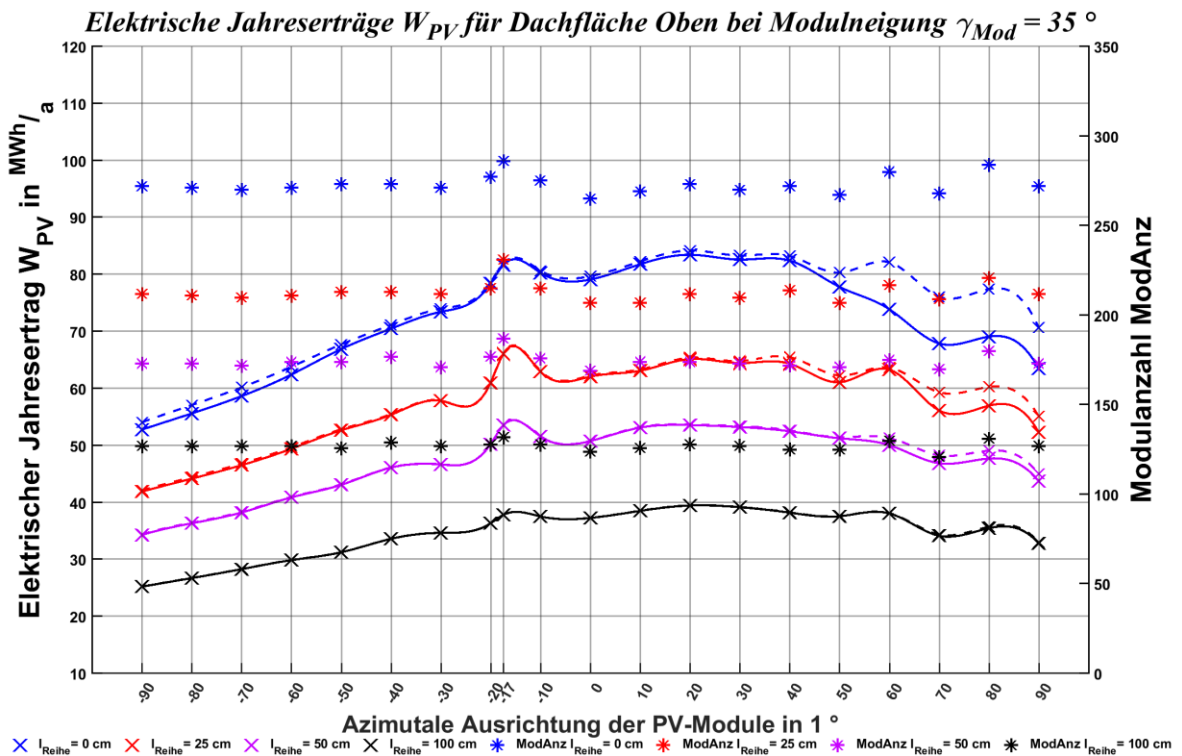


Abbildung A 2: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

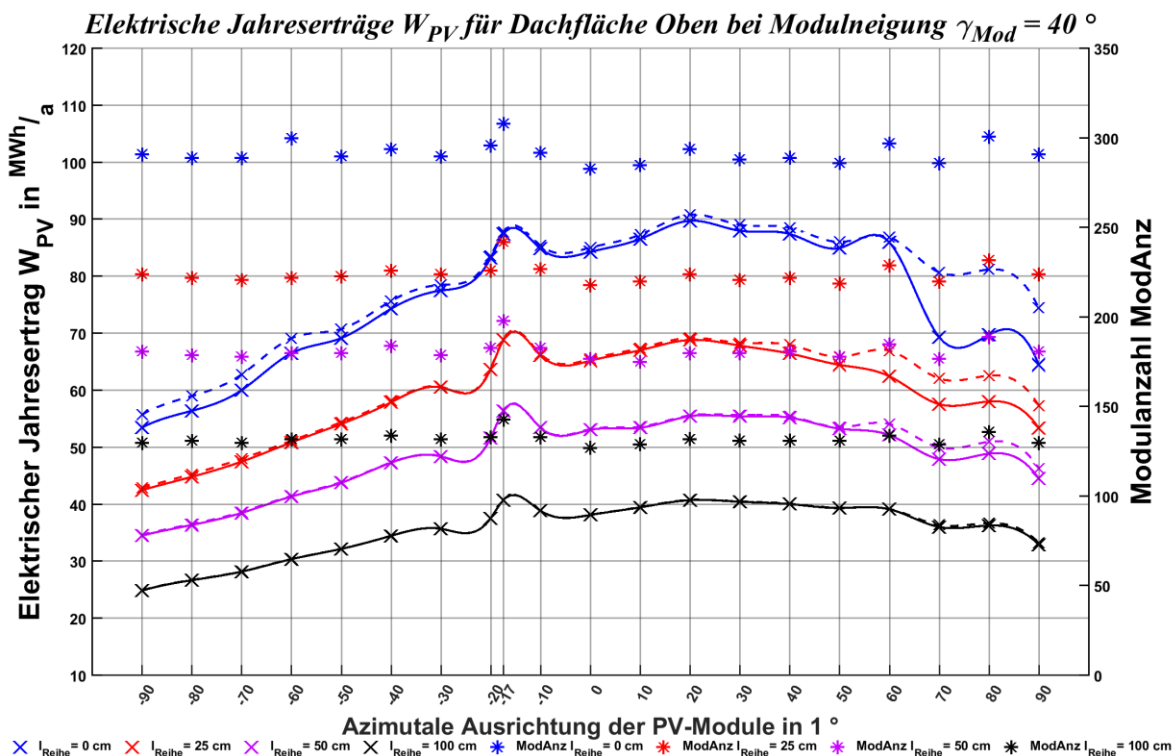


Abbildung A 3: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

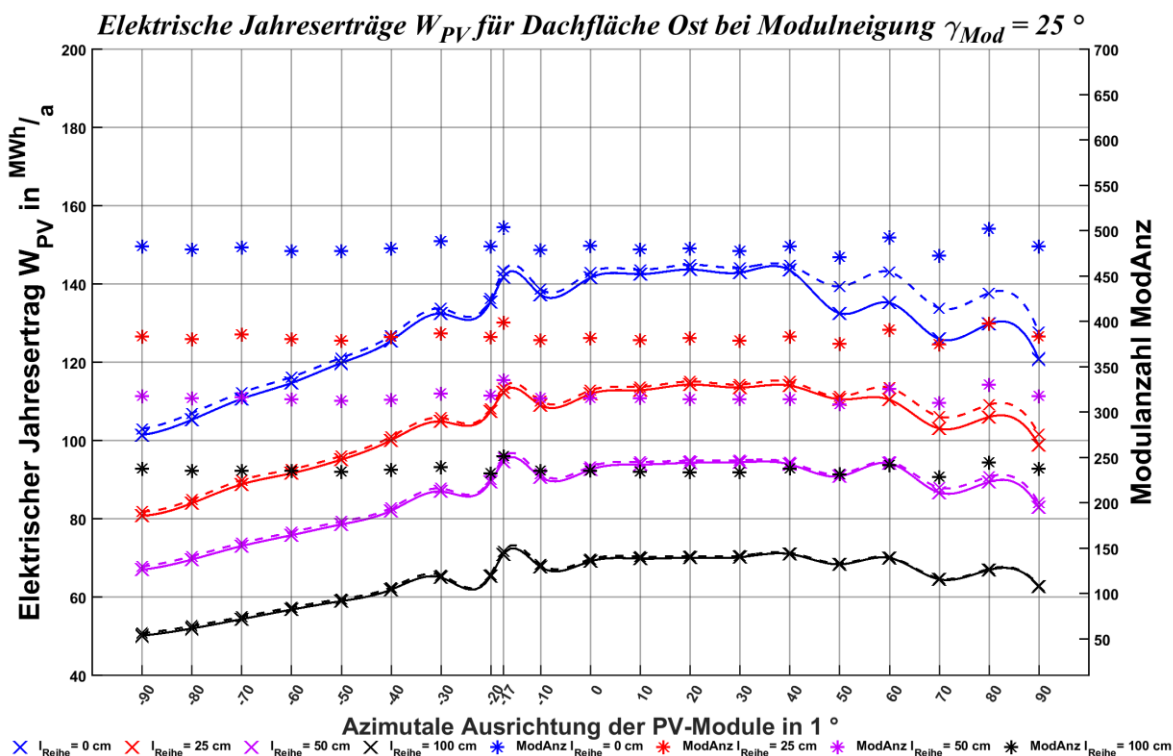


Abbildung A 4: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

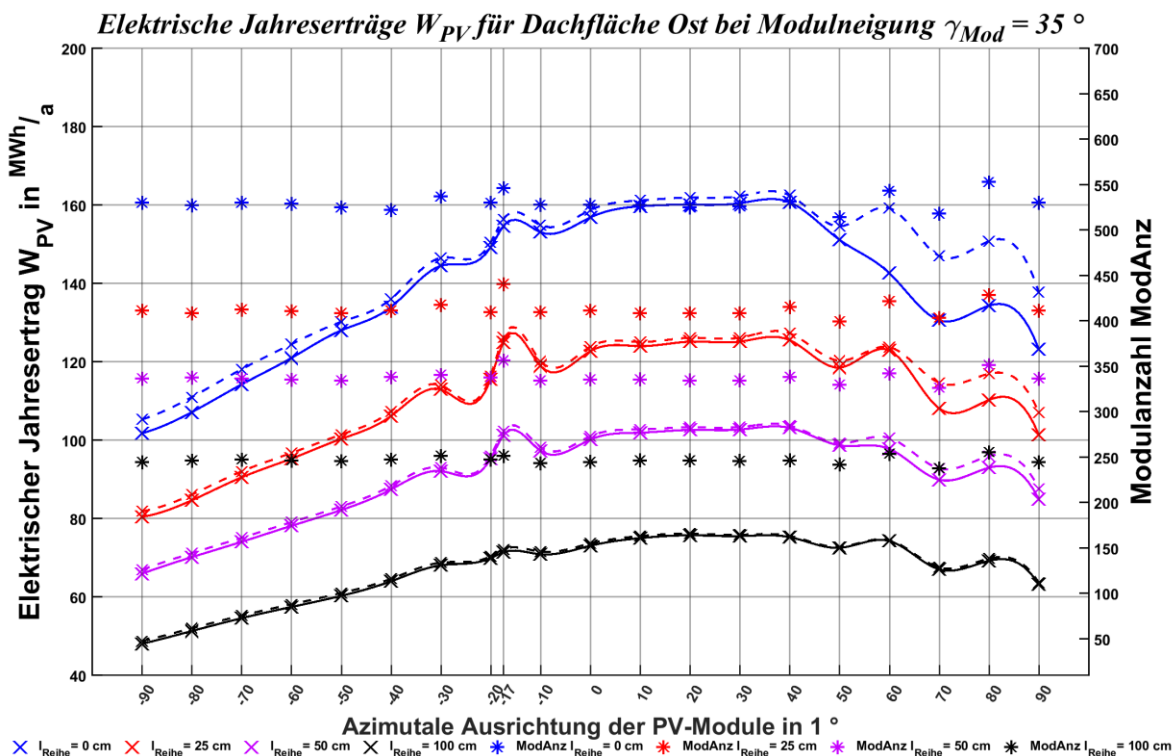


Abbildung A 5: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

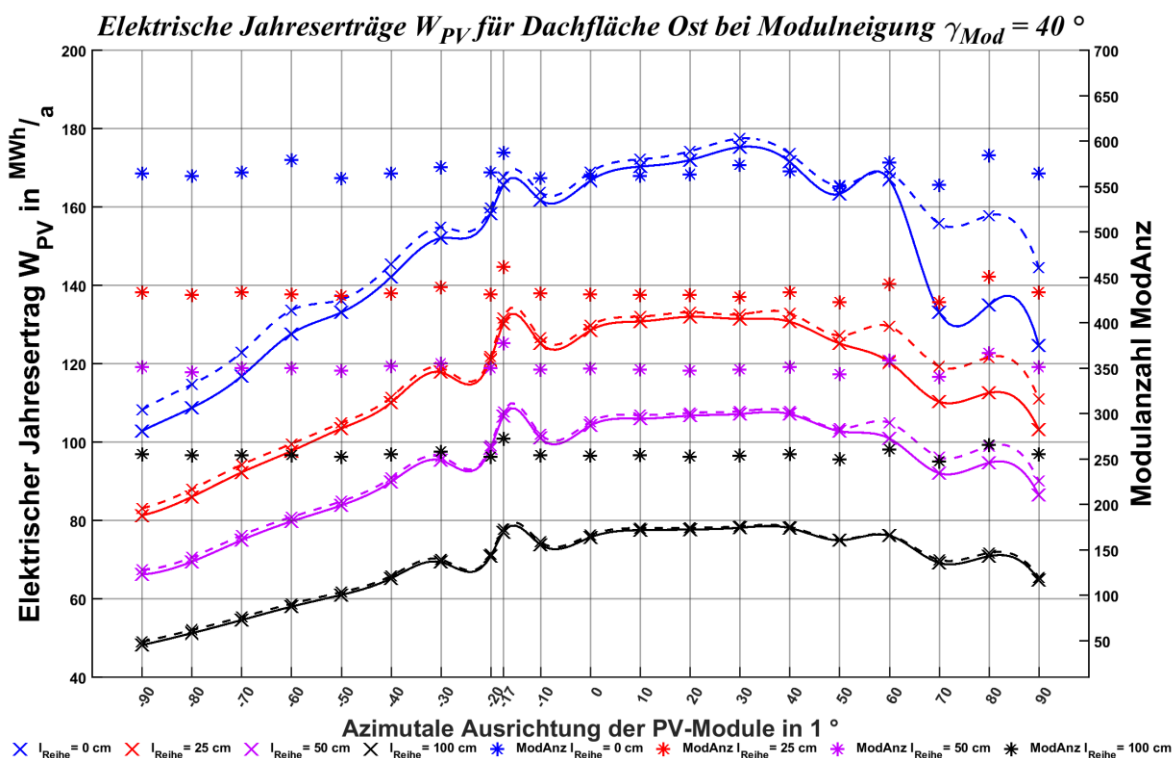


Abbildung A 6: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

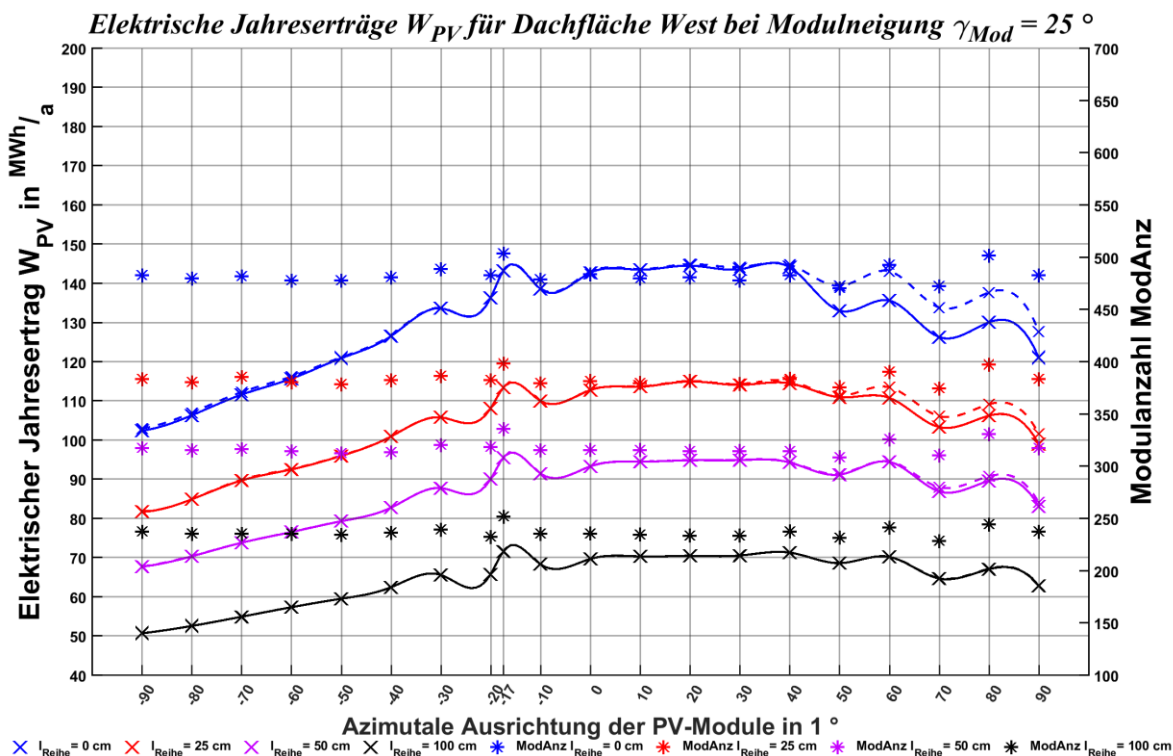


Abbildung A 7: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

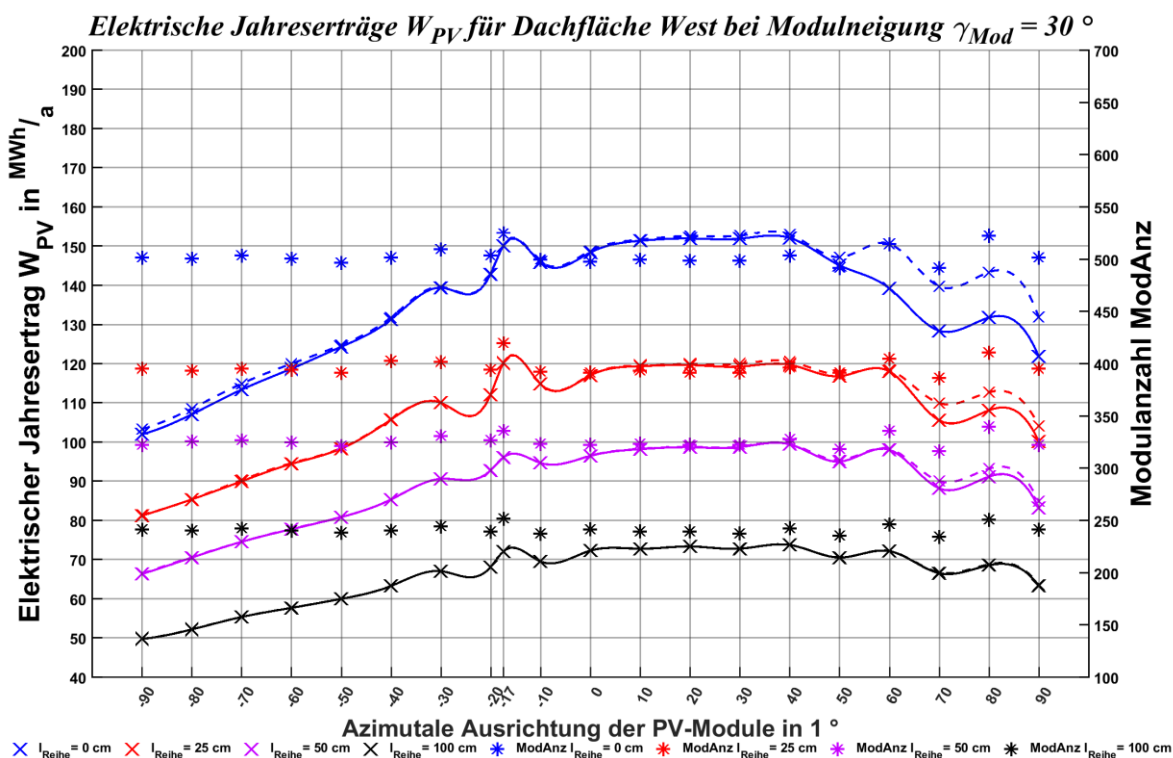


Abbildung A 8: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

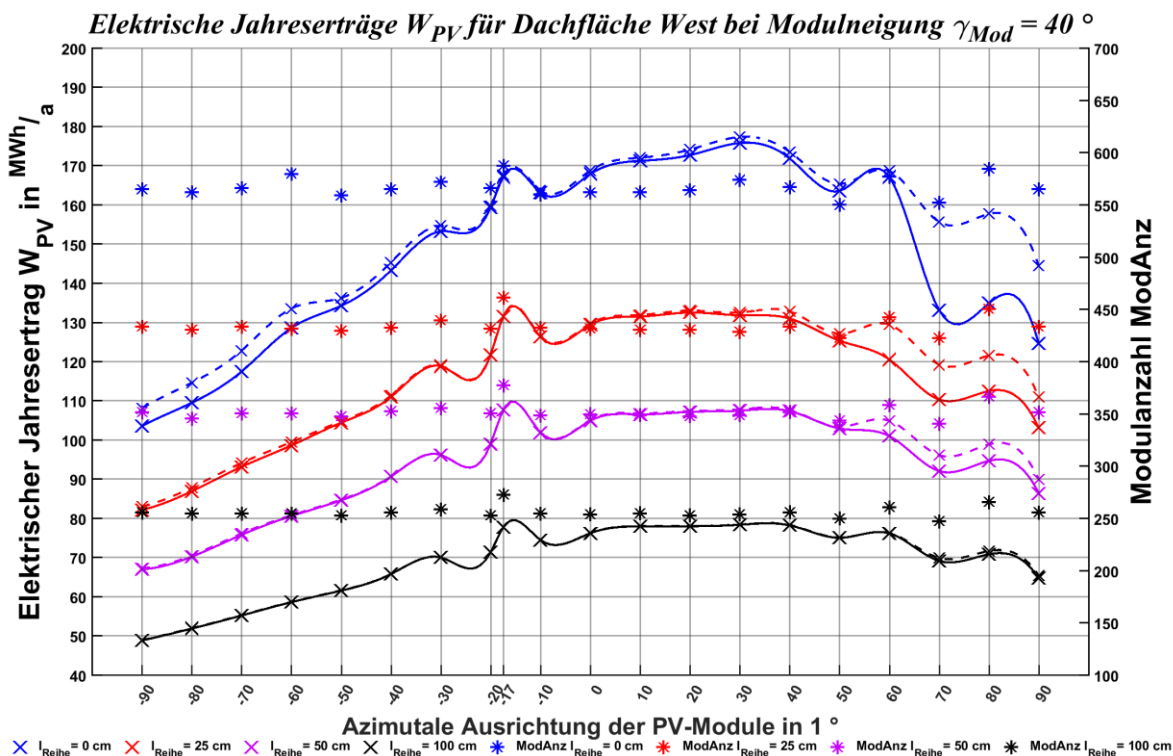


Abbildung A 9: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

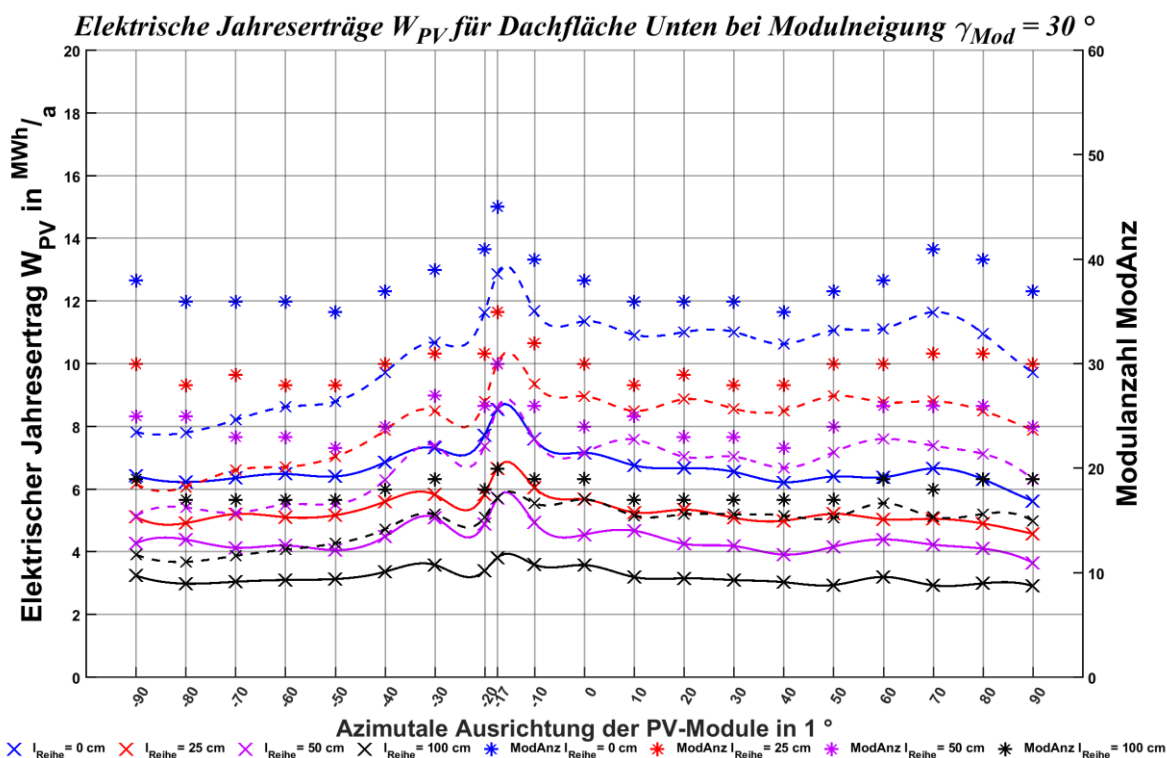


Abbildung A 10: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

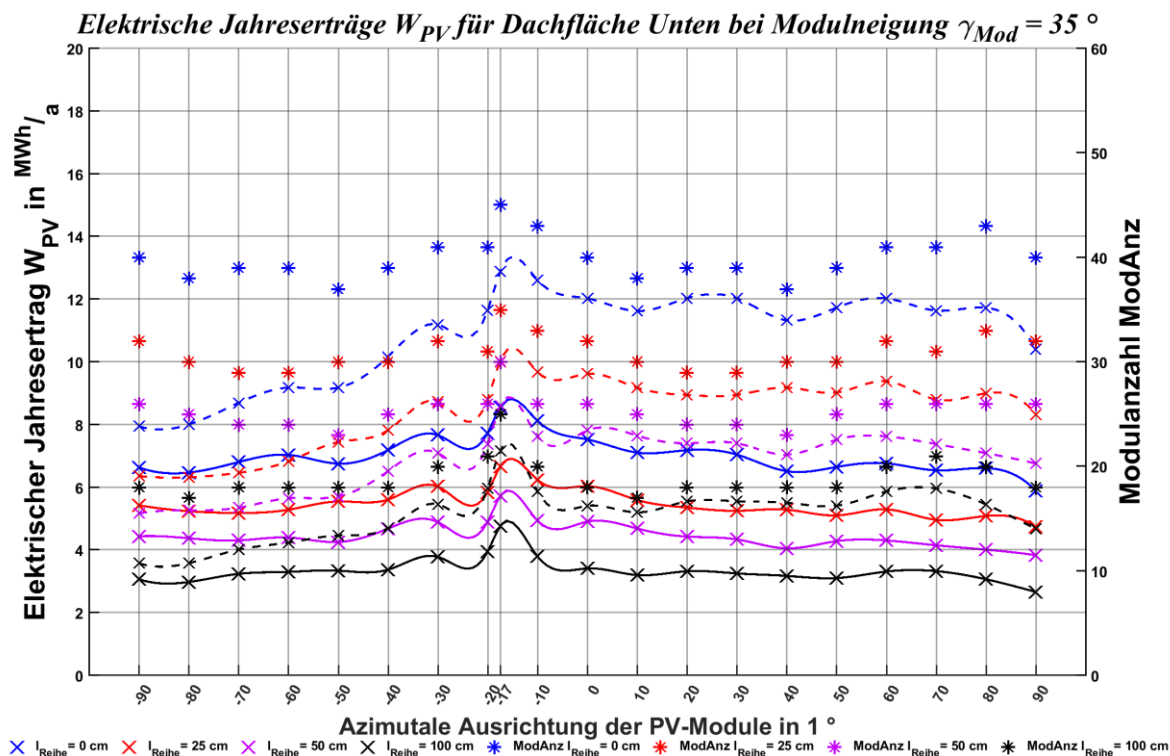


Abbildung A 11: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

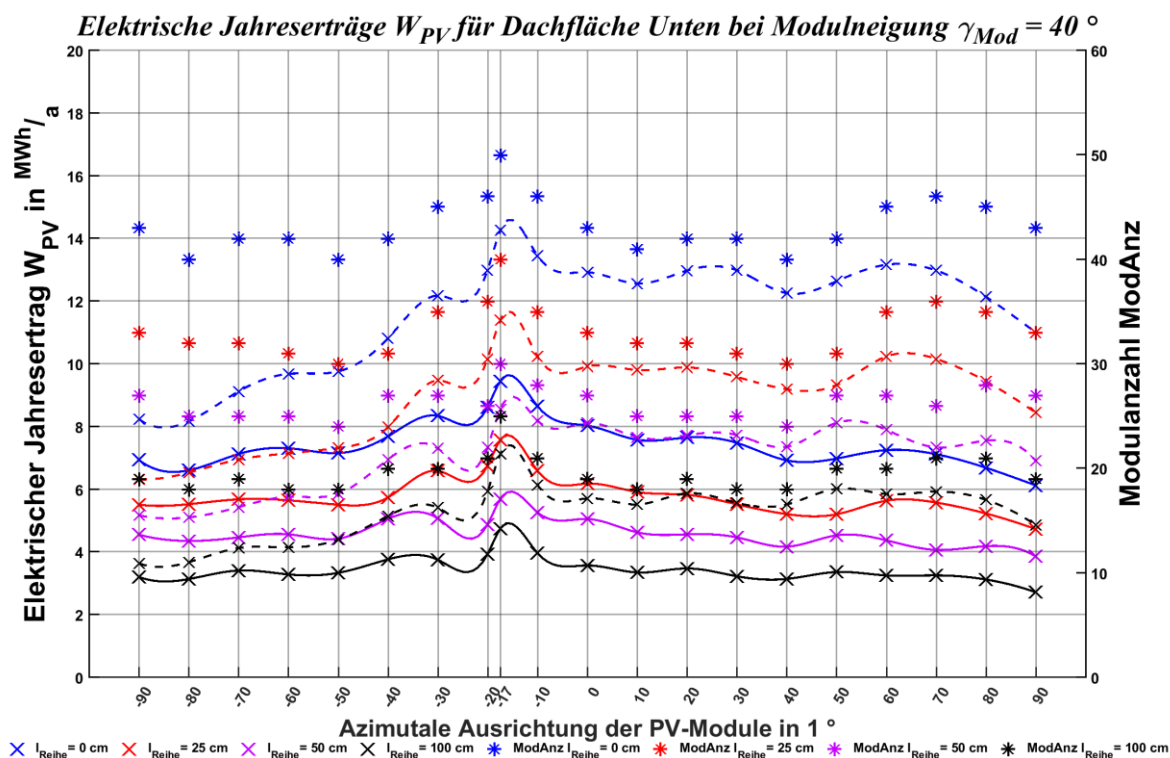


Abbildung A 12: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

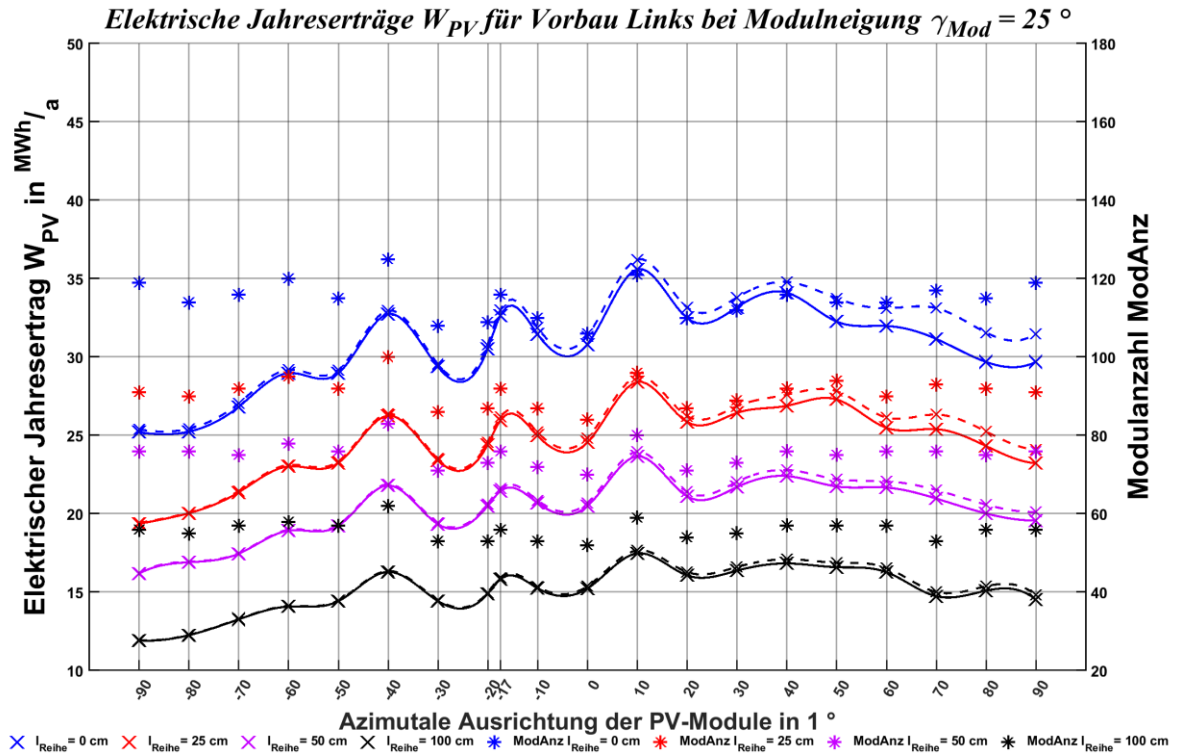


Abbildung A 13: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

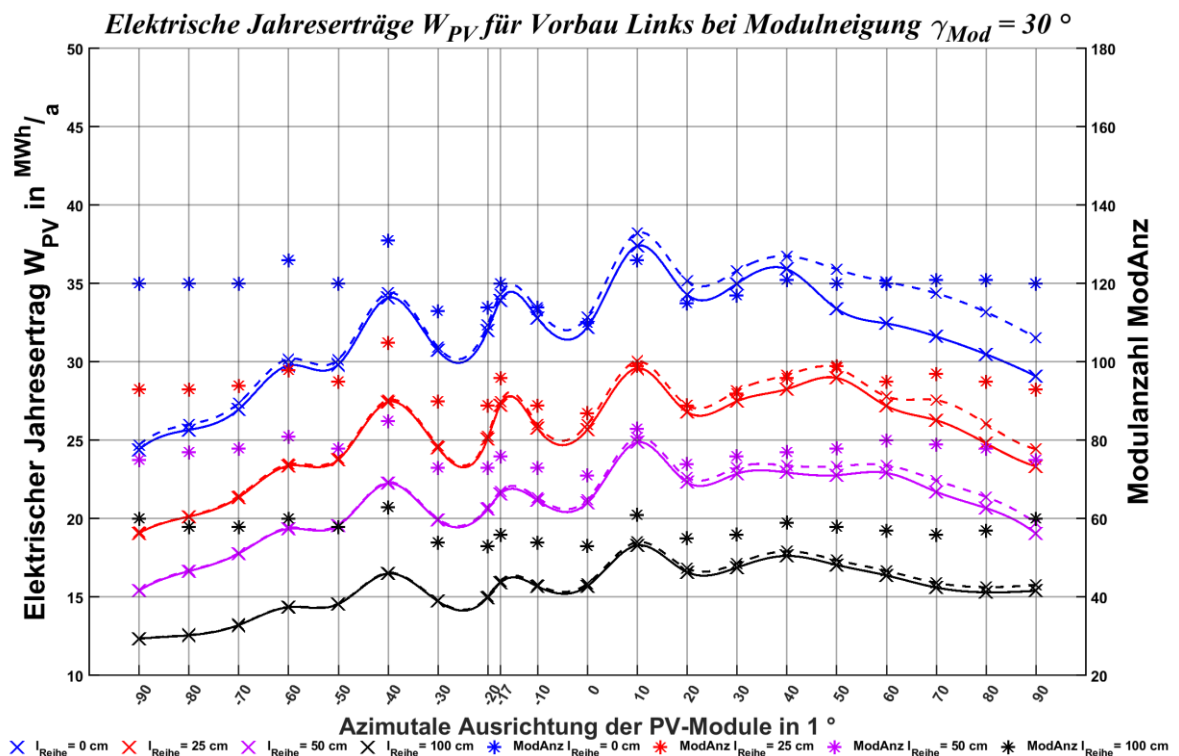


Abbildung A 14: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

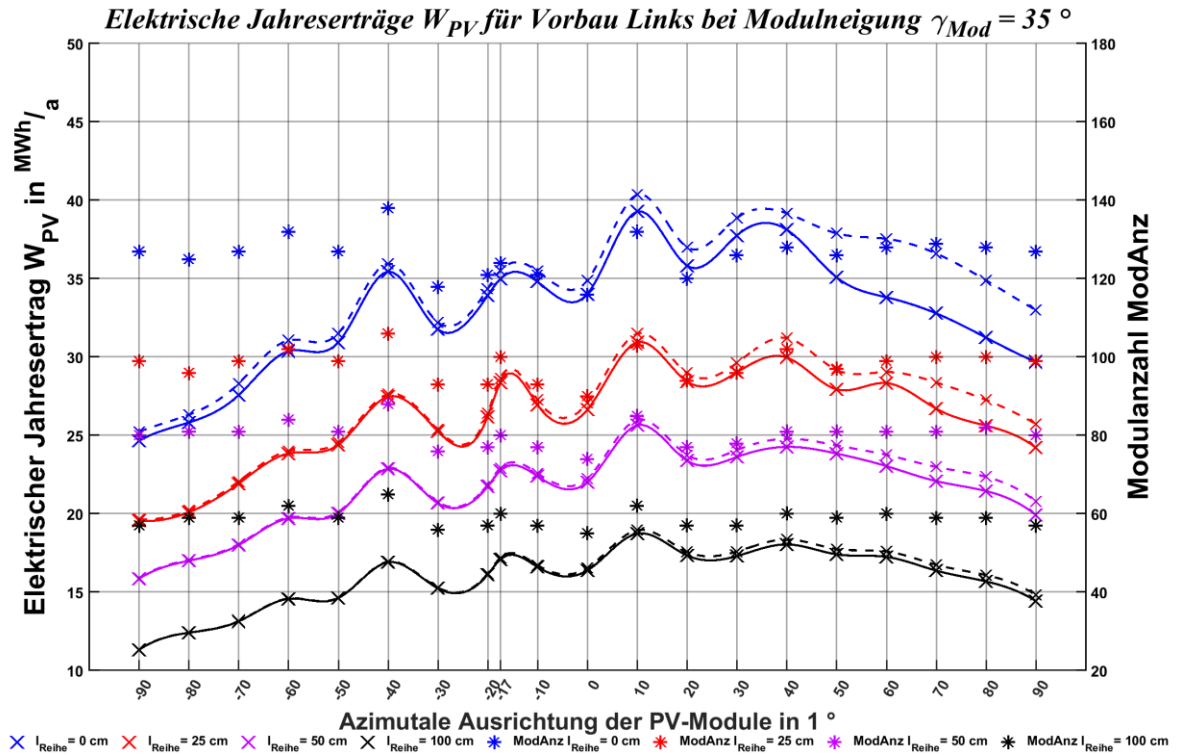


Abbildung A 15: Elektrische Jahreserträge W_{PV} und Modulanzahl $ModAnz$ Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

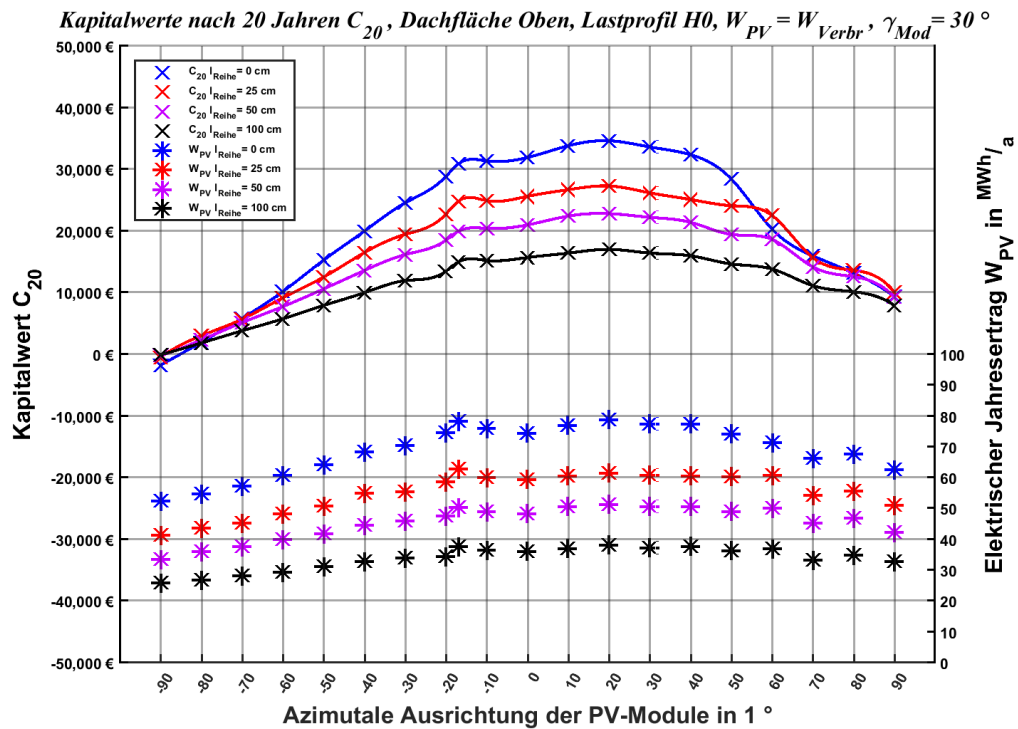


Abbildung A 16: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

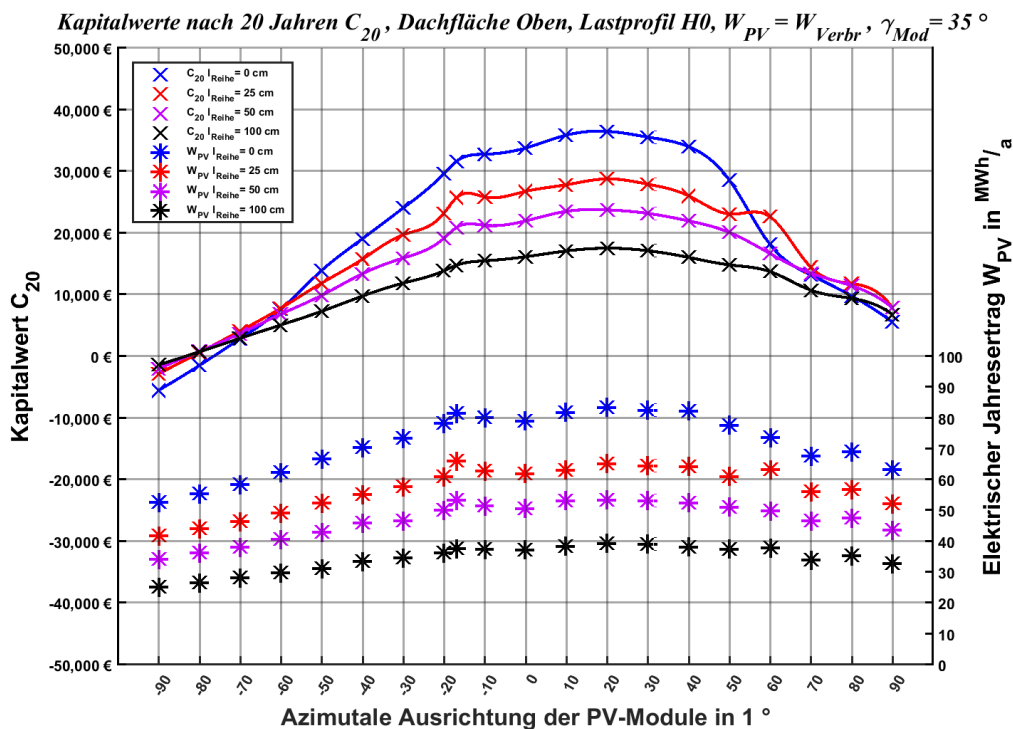


Abbildung A 17: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

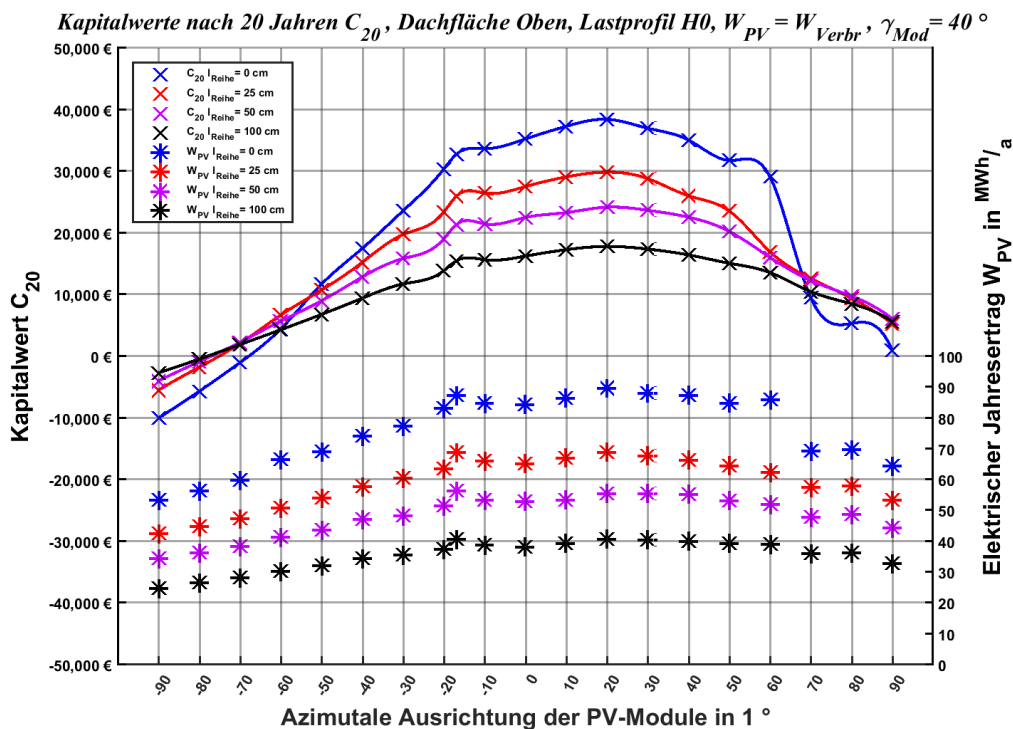


Abbildung A 18: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Oben bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

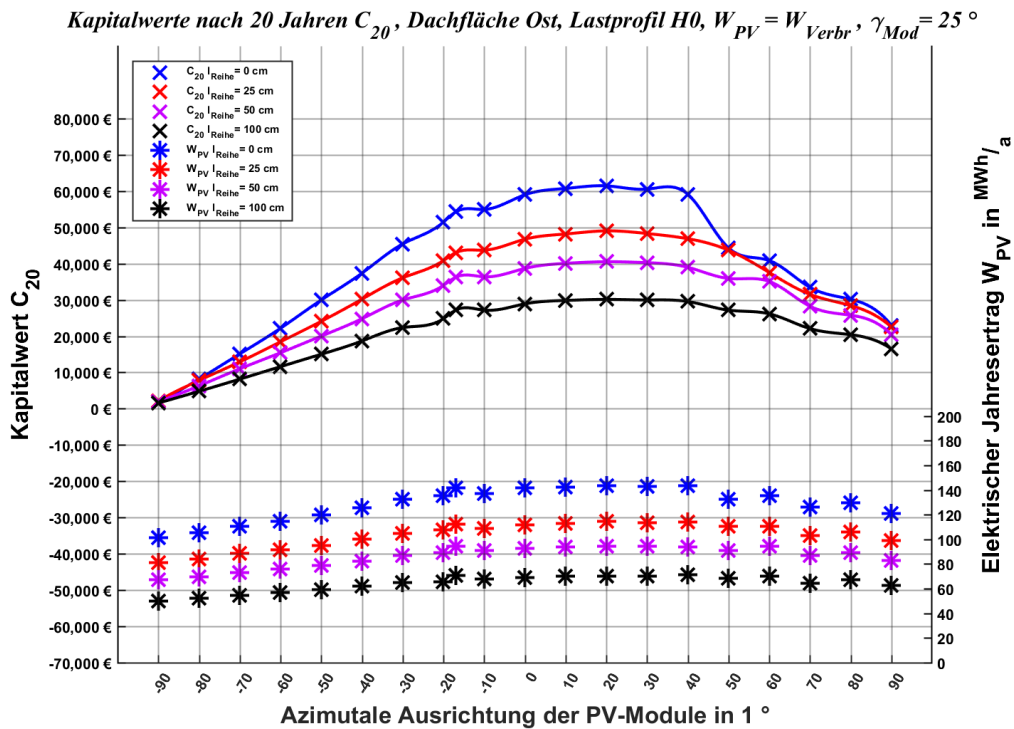


Abbildung A 19: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

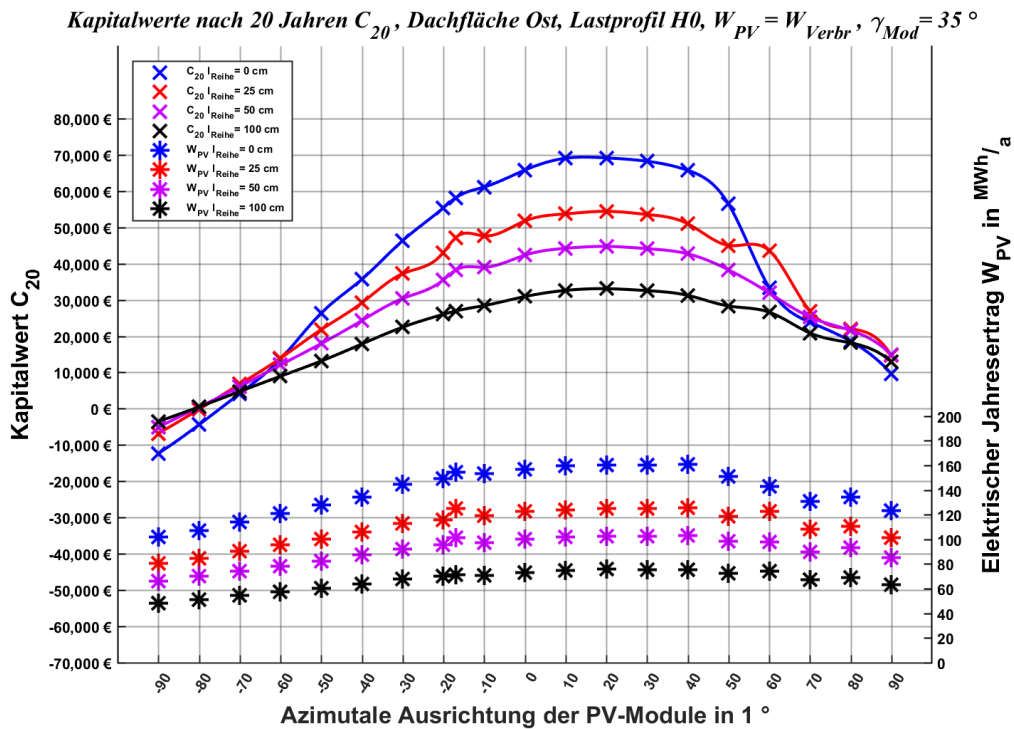


Abbildung A 20: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen l_{Reihe}

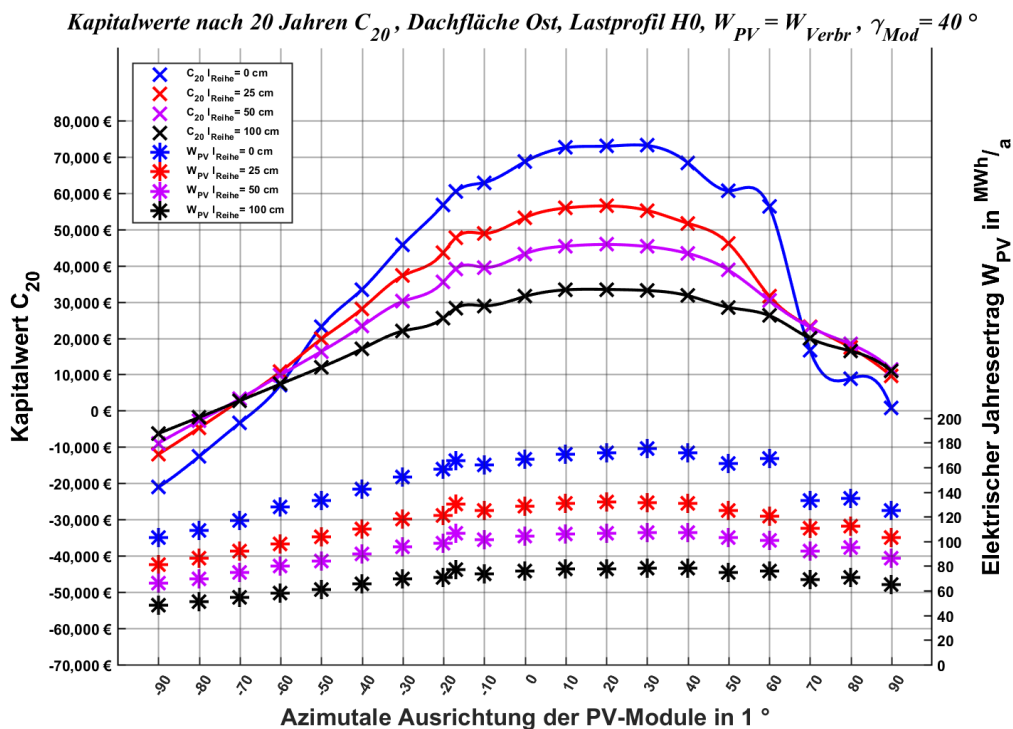


Abbildung A 21: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Ost bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

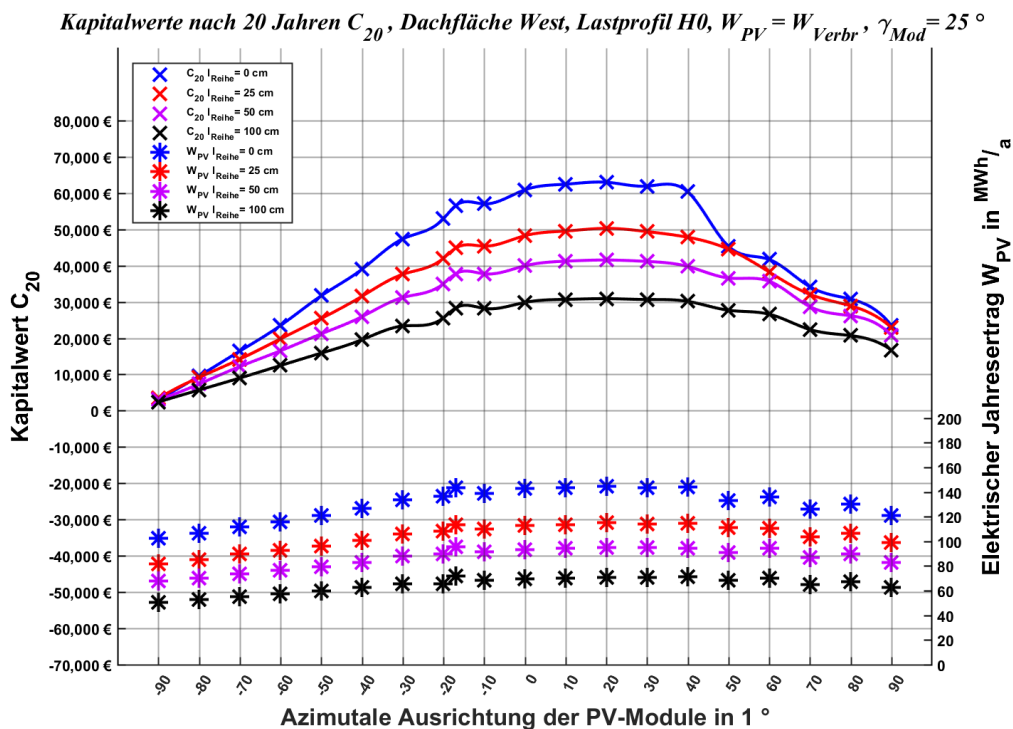


Abbildung A 22: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

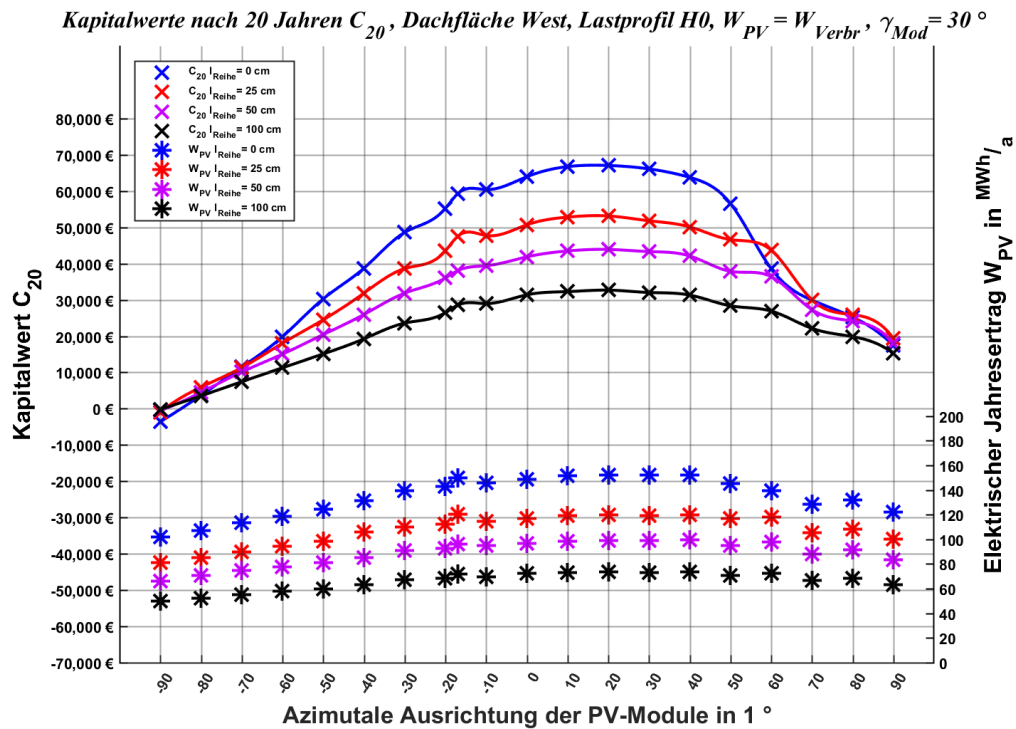


Abbildung A 23: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

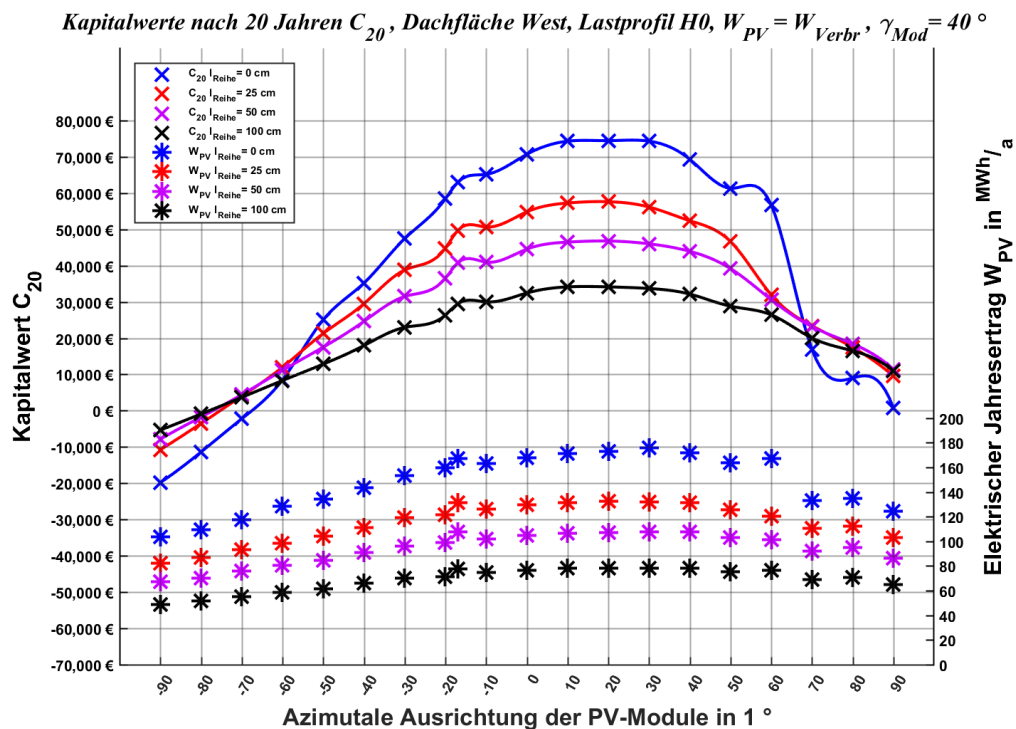


Abbildung A 24: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche West bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

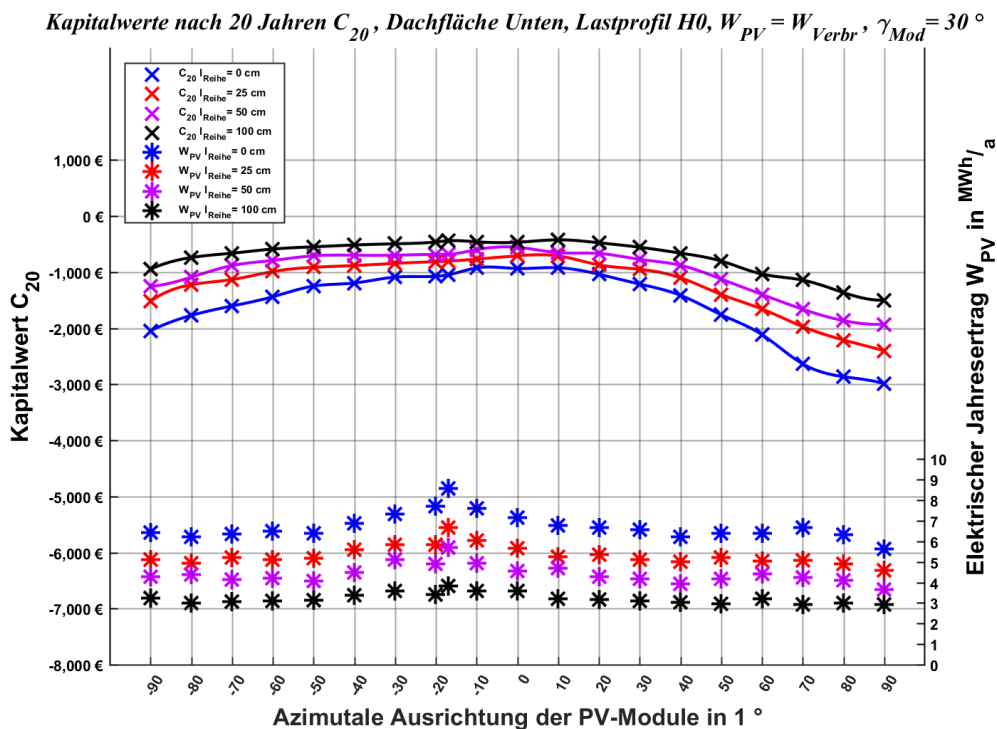


Abbildung A 25: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

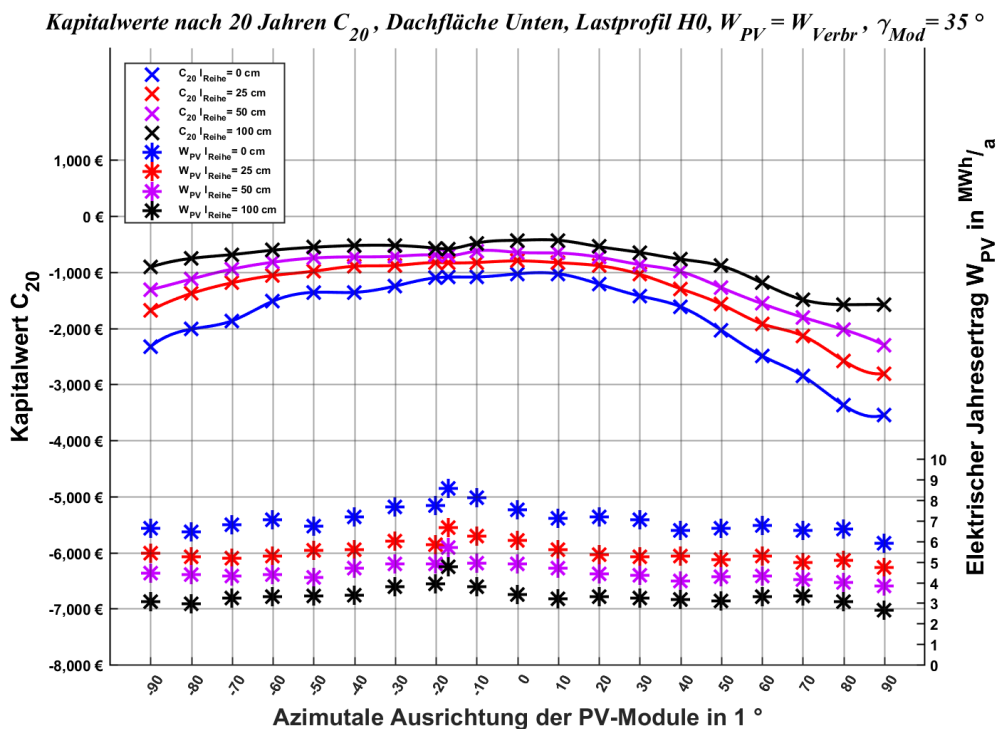


Abbildung A 26: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

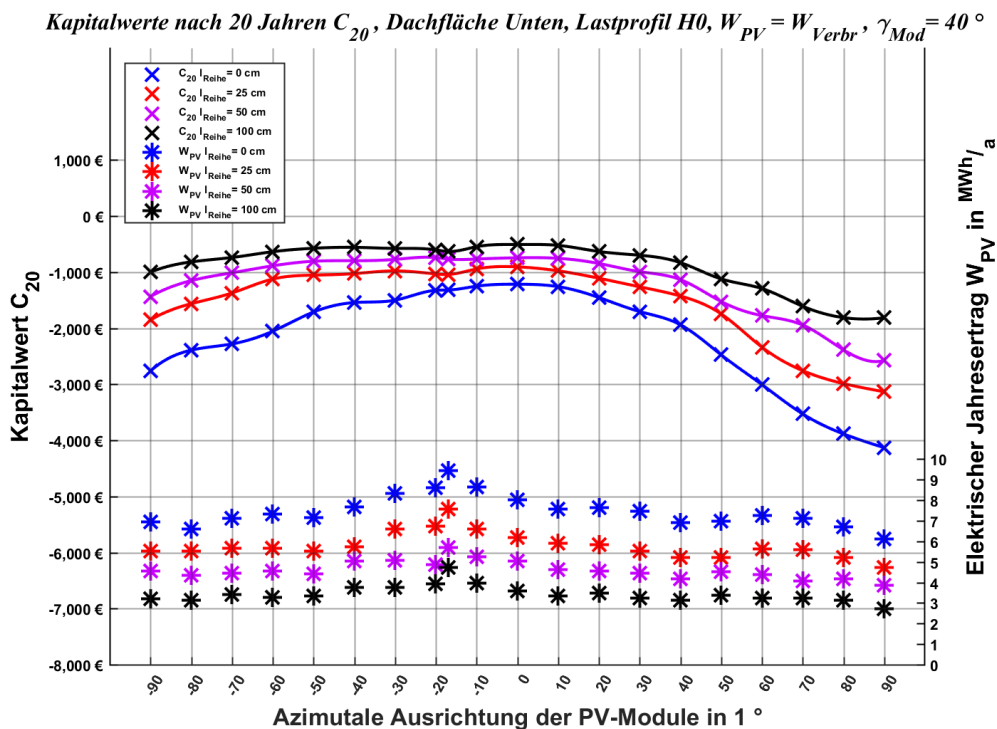


Abbildung A 27: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Dachfläche Unten bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 40^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

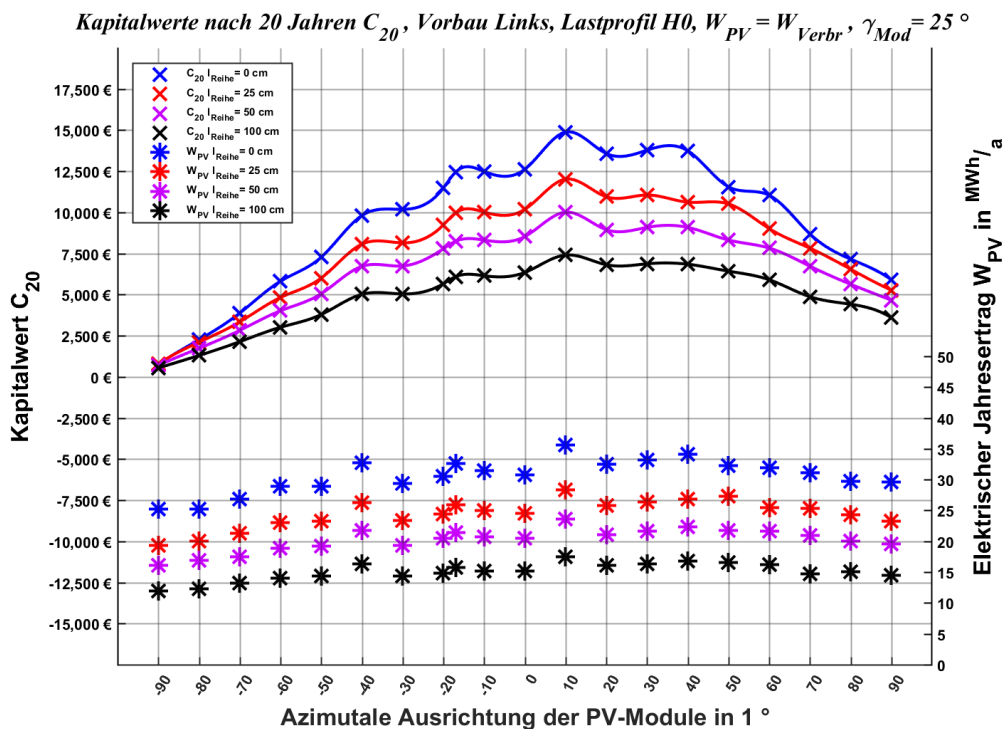


Abbildung A 28: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 25^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

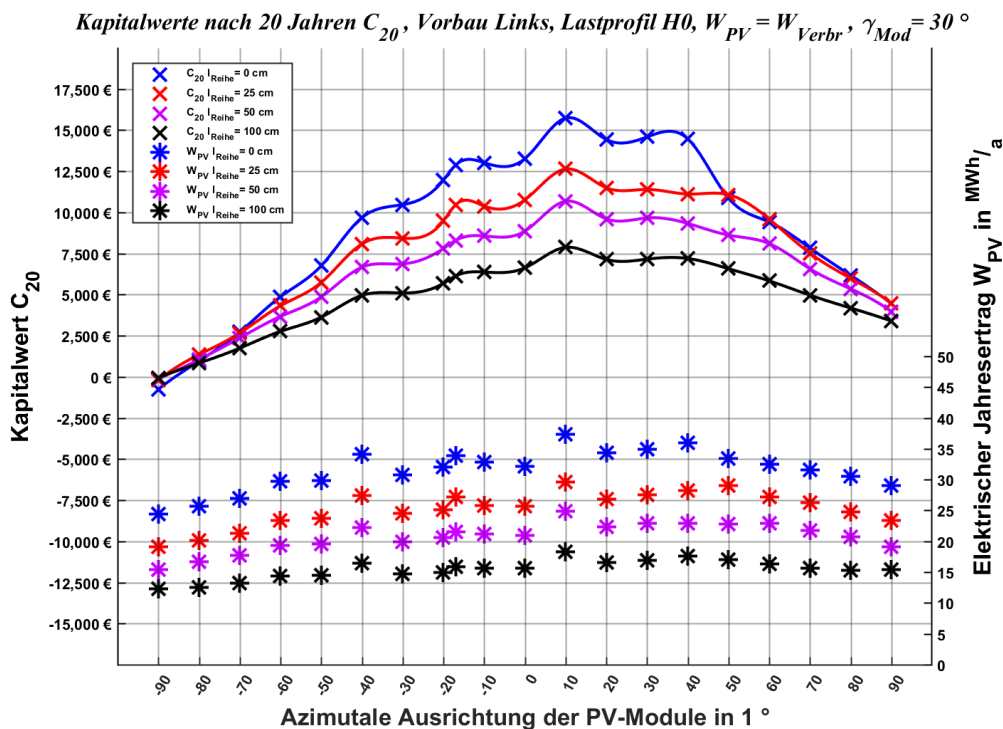


Abbildung A 29: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 30^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

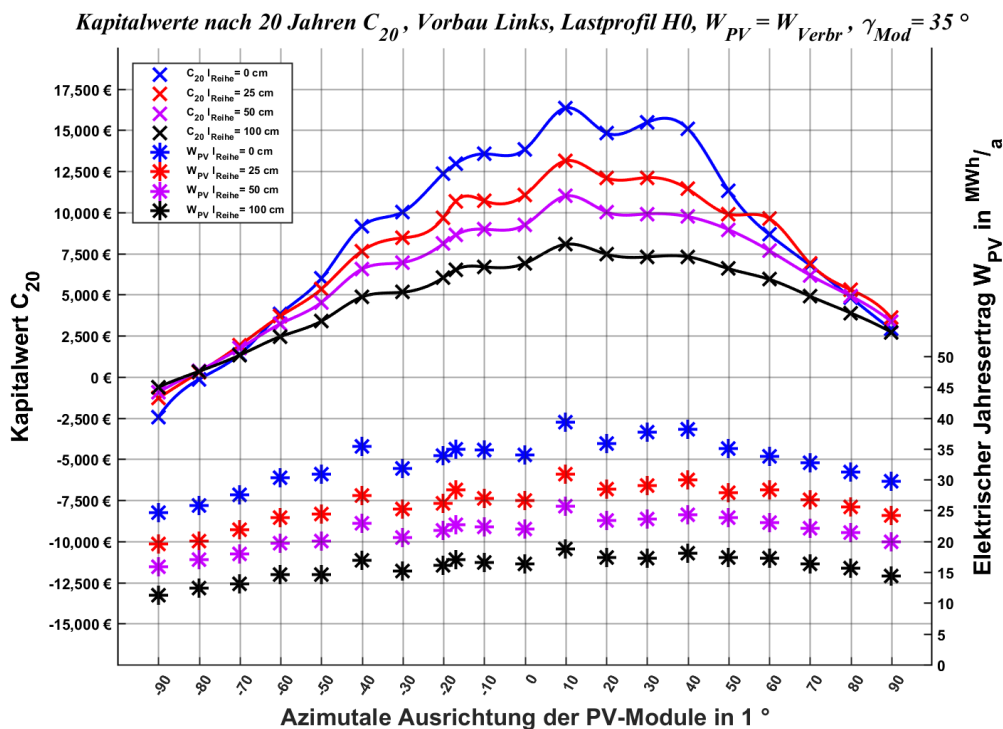


Abbildung A 30: Kapitalwerte C_{20} , elektrische Jahreserträge W_{PV} Vorbau Links bei Modulneigungswinkel $\gamma_{Mod} = 35^\circ$ und unterschiedlichen Modulreihenabständen I_{Reihe}

Szenarien basierte Entwicklung des Kapitalwerts C_t über 20 Jahre mit Lastprofil H0, Dachfläche West

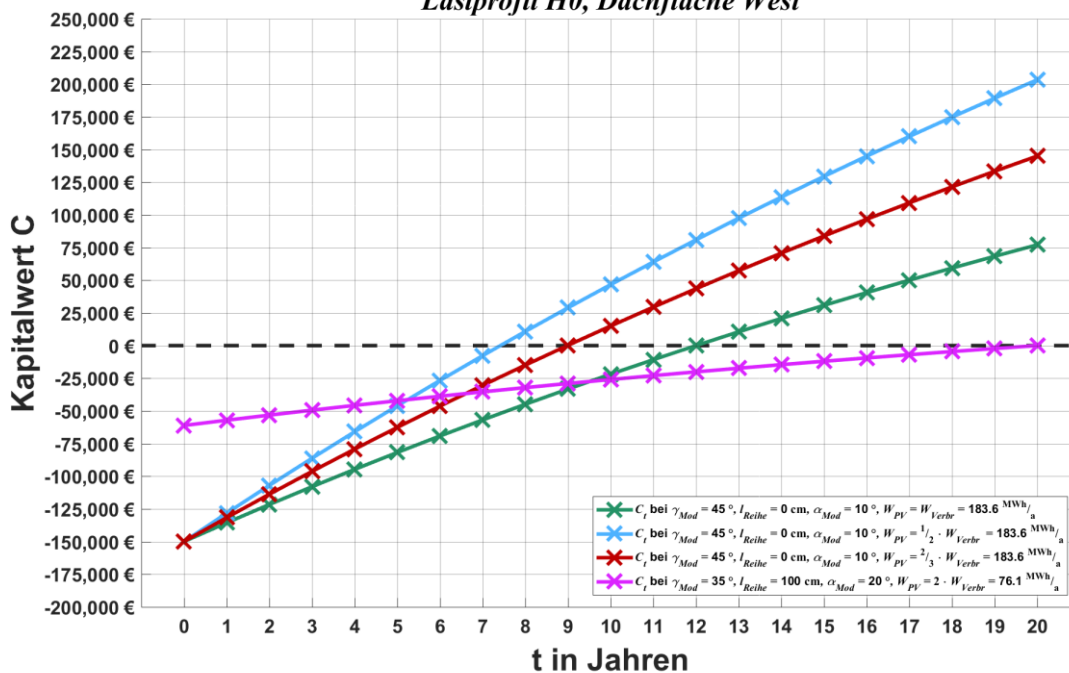


Abbildung A 31: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Dachfläche West bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Szenarien basierte Entwicklung des Kapitalwerts C_t über 20 Jahre mit Lastprofil H0, Frontfläche Oben

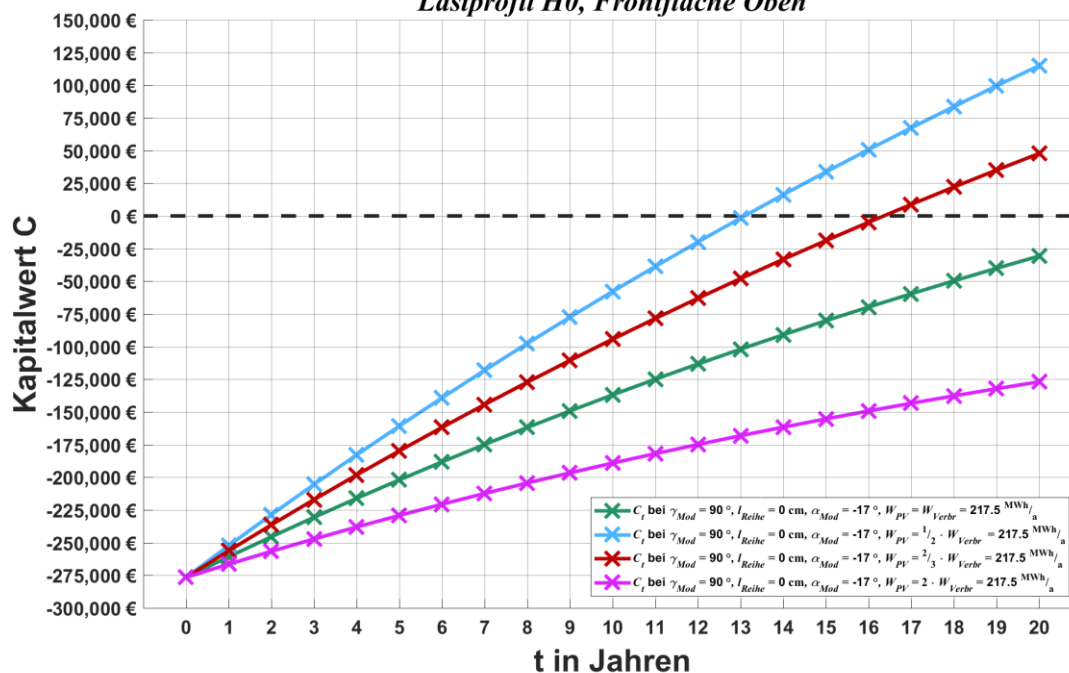


Abbildung A 32: Entwicklung des maximal erzielbaren Kapitalwerts C_t Frontfläche Oben bei unterschiedlichen Stromverbräuchen mit Lastprofil H0

Sensitivität des Kapitalwerts, $C_{20} = \max.$, $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, $l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$, $\alpha_{Mod} = 10^\circ$
 Dachfläche Oben mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

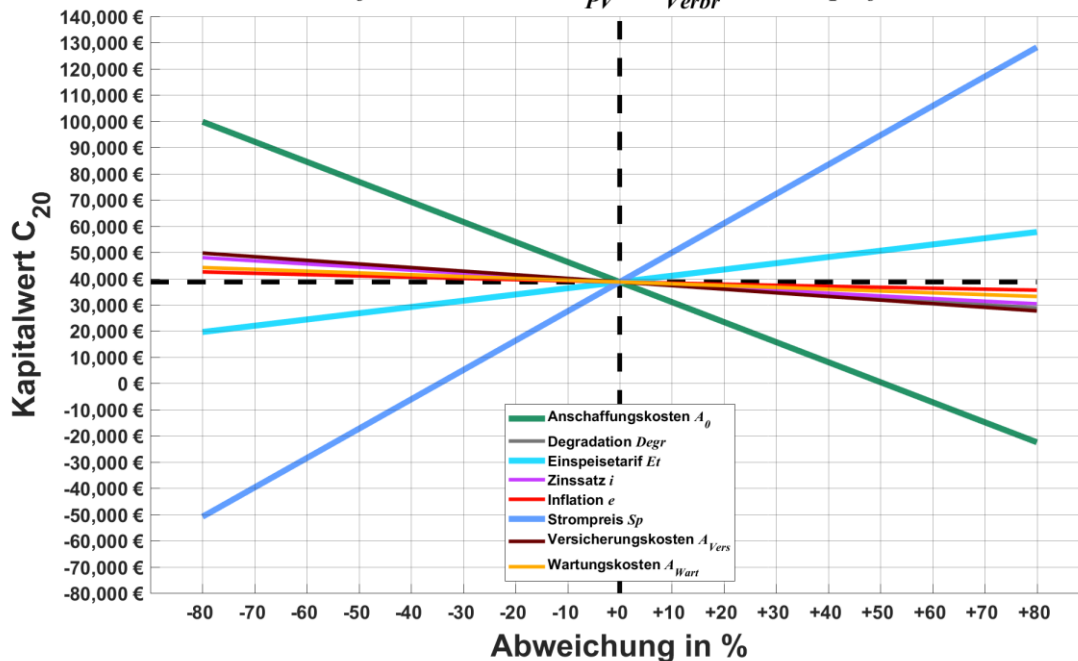


Abbildung A 33: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Dachfläche Oben mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Sensitivität des Kapitalwerts, $C_{20} = \max.$, $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, $l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$, $\alpha_{Mod} = 10^\circ$
 Dachfläche West mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

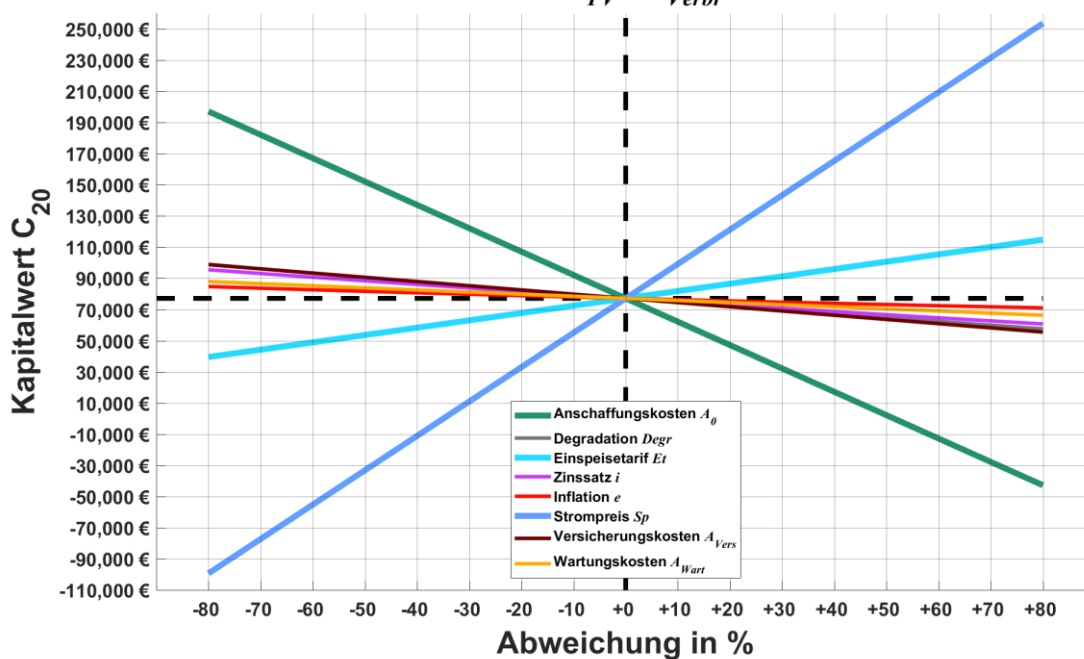


Abbildung A 34: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Dachfläche West mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Sensitivität des Kapitalwerts, $C_{20} = \max.$, $\gamma_{Mod} = 25^\circ$, $l_{Reihe} = 100 \text{ cm}$, $\alpha_{Mod} = 10^\circ$
 Dachfläche Unten mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

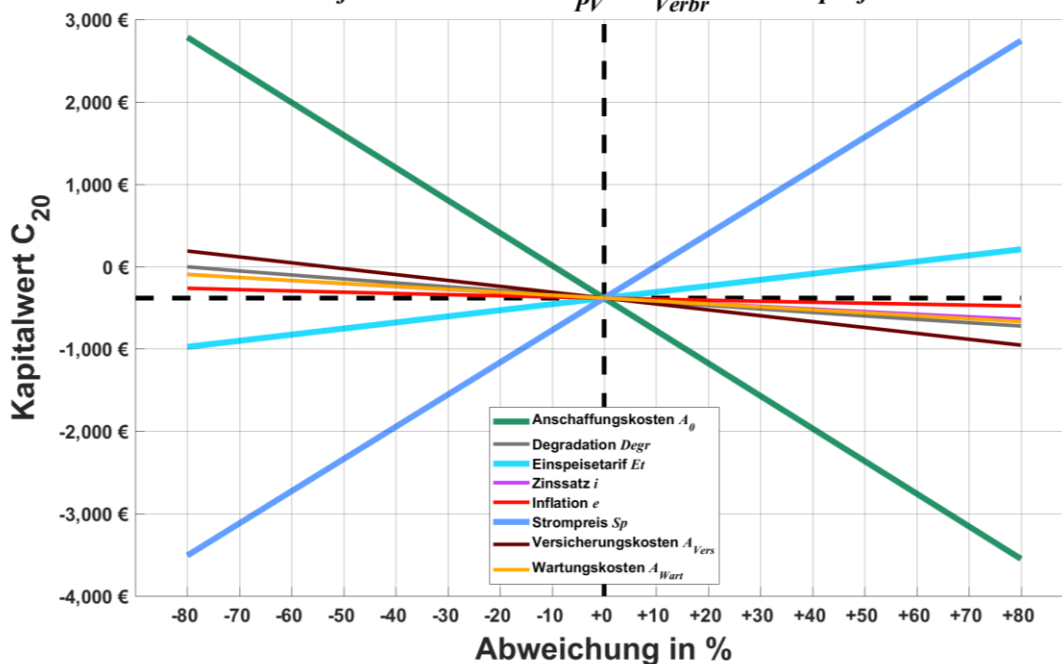


Abbildung A 35: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Dachfläche Unten mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Sensitivität des Kapitalwerts, $C_{20} = \max.$, $\gamma_{Mod} = 45^\circ$, $l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$, $\alpha_{Mod} = 10^\circ$
 Vorbau Links mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

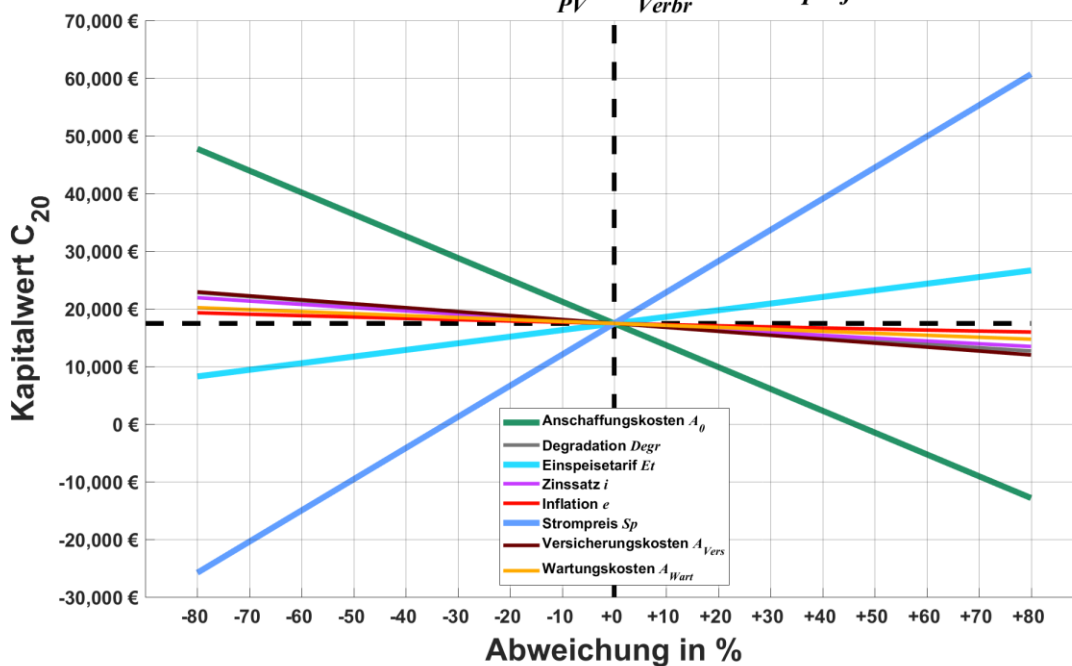


Abbildung A 36: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Vorbau Links mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Sensitivität des Kapitalwerts $C_{20} = \max.$, $\gamma_{Mod} = 90^\circ$, $l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$, $\alpha_{Mod} = -17^\circ$
 Frontfläche Unten mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

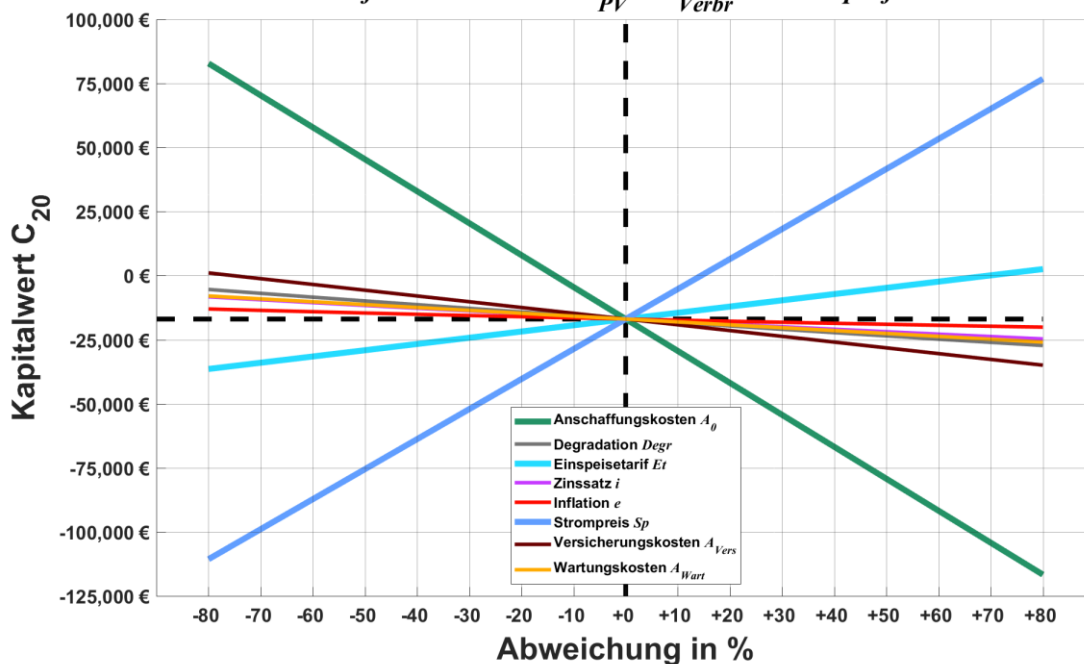


Abbildung A 37: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Frontfläche Unten mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

Sensitivität des Kapitalwerts, $C_{20} = \max.$, $\gamma_{Mod} = 90^\circ$, $l_{Reihe} = 0 \text{ cm}$, $\alpha_{Mod} = 83^\circ$
 Frontfläche West mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

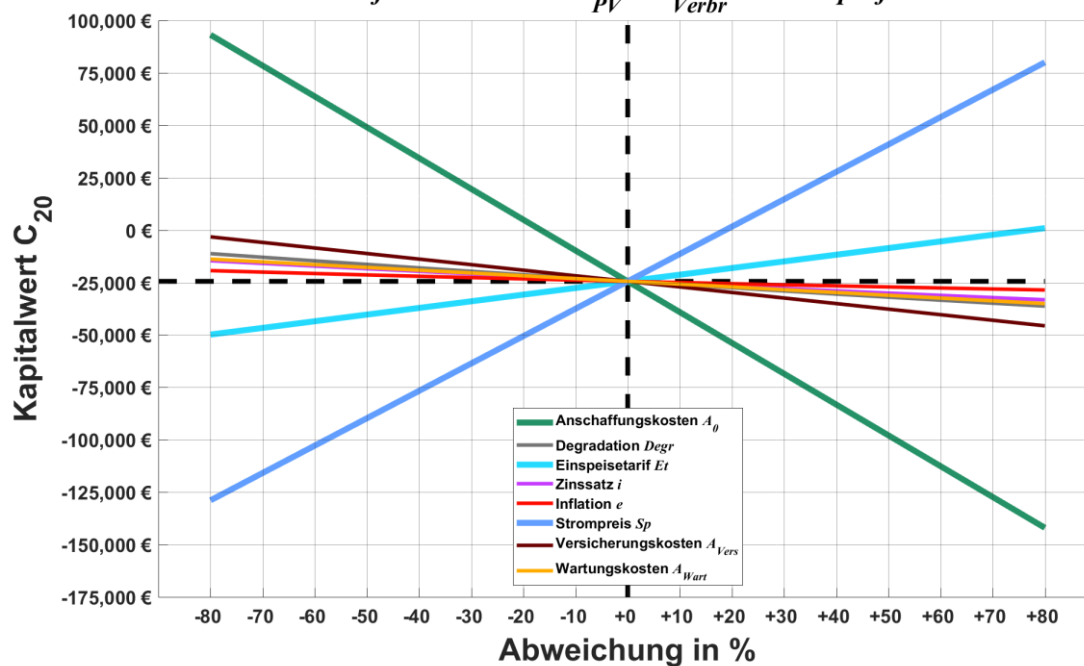


Abbildung A 38: Sensitivität des maximal erzielbaren Kapitalwerts nach 20 Jahren C_{20} Frontfläche West mit $W_{PV} = W_{Verbr}$ und Lastprofil H0

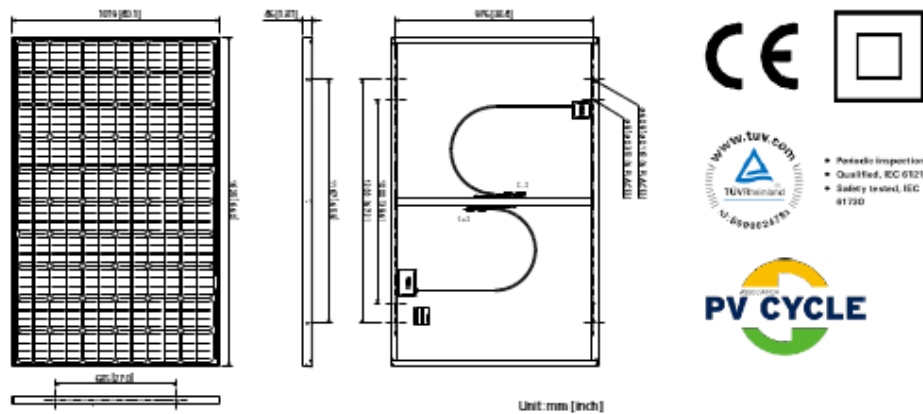
MITSUBISHI ELECTRIC PHOTOVOLTAIC MODULES

SPECIFICATIONS SHEET

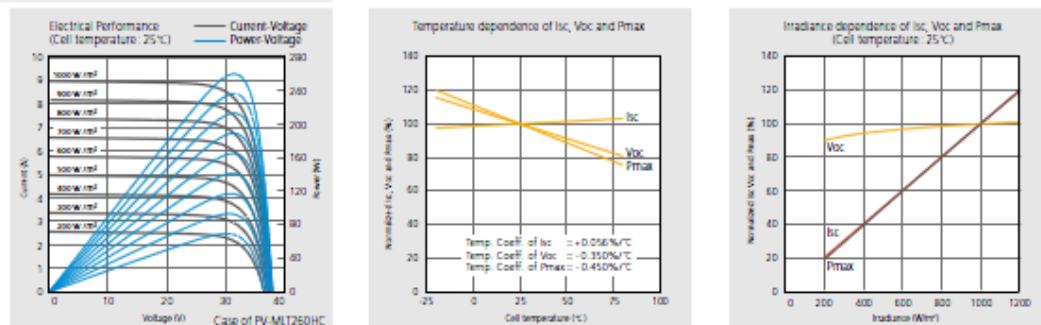
MITSUBISHI ELECTRIC			
Model name	PV-MLT265HC	PV-MLT260HC	PV-MLT255HC
Cell type	Monocrystalline silicon, 78mm x 156mm		
Number of cells	120 cells		
Performance at STC			
Maximum power rating (Pmax)	265W	260W	255W
Warranted minimum Pmax	257.1W	252.2W	247.4W
Tolerance of Pmax	±3% (The average Pmax of each pair of modules has a positive tolerance)		
Open circuit voltage (Voc)	38.2V	38.0V	37.8V
Short circuit current (Isc)	9.08A	8.98A	8.89A
Maximum power voltage (Vmp)	31.7V	31.4V	31.2V
Maximum power current (Imp)	8.38A	8.29A	8.18A
Normal operating cell temperature (NOCT)	47°C		
Performance at NOCT*			
Maximum power rating [Pmax]	191W	187W	184W
Open circuit voltage [Voc]	34.7V	34.5V	34.4V
Short circuit current [Isc]	7.35A	7.27A	7.20A
Maximum power voltage [Vmp]	28.5V	28.3V	28.1V
Maximum power current [Imp]	6.70A	6.63A	6.54A
Maximum system voltage	1000V		
Fuse rating	15A		
Dimensions	1625x1019x46mm (64.0x40.1x1.81inches)		
Weight	20kg (44lbs.)		
Output terminal	(+)- 800mm(-) 1250mm with MC connector (PV-KTB4/6II-UR, PV-KST4/6II-UR) Cable conforms with TÜV Specification 2 PFG 1169/08.2007		
Module efficiency	16.0%	15.7%	15.4%
Packing condition	2 pcs / 1 carton		
Certificates	IEC 61215 Second Edition, IEC 61730		
Product Warranty	10 years		
Output Warranty	90% of rated minimum Pmax for 10 years 80% of rated minimum Pmax for 25 years		

*Measured at 800W/m², ambient temp. 20°C, wind speed 1m/s

DRAWINGS AND DIMENSIONS



ELECTRICAL CHARACTERISTICS



MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
 HEAD OFFICE: TOKYO BLDG., 2-7-3, MARUNOUCHI, CHIYODA-KU, TOKYO 100-8310, JAPAN
<http://www.mitsubishielectric.com/bu/solar/>

L-175-0-B8719-C NK1203 Printed in Japan (MDOO)

Revised Publication, effective Mar. 2012.
 Superseding Publication, L-175-0-B8719-B of Mar. 2011.
 Specifications subject to change without notice.

Abbildung A 39: Datenblatt des verwendeten PV-Moduls (PV-MLT255HC)