

Inhaltsverzeichnis

I. Abbildungsverzeichnis.....	I
II. Tabellenverzeichnis.....	II
III. Abkürzungsverzeichnis	III
1. Einleitung	1
2. Grundlagen der Photovoltaikanlage	4
2.1 Die Photovoltaik nach heutigem Stand	4
2.2 Das Konzept einer Photovoltaikanlage	5
2.3 Einflussfaktoren einer PV Anlage	18
3. PV bei der Adler Smart Solutions.....	25
3.1 PV*SOL® als Planungssoftware.....	26
3.2 Darstellung der Problematik.....	31
4. Darstellung der Methodik.....	32
4.1 Eingrenzung/Darstellung der Einflussfaktoren	34
4.2 Gewichtung der Einflussfaktoren	45
5. Anwendung des Tools bei einem fiktiven Projekt.....	52
5.1 Umsetzung des Tools.....	52
5.2 Bewertung der Ergebnisse.....	58
6. Fazit	60
7. Ausblick.....	62
IV. Literaturverzeichnis.....	IV
V. Anhangsverzeichnis	VI

I. Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND [BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, ET AL., 2020].....	4
ABBILDUNG 2: AUFBAU EINES SOLARMODULS [MERTENS, 2013]	5
ABBILDUNG 3: VARIANTEN WECHSELRICHTER [MERTENS, 2013]	8
ABBILDUNG 4: MAXIMUM POWER POINT [MERTENS, 2013].....	9
ABBILDUNG 5: KONZEPT ANSCHLUSS PV-ANLAGE MIT EV [MERTENS, 2013]	15
ABBILDUNG 6: OST-/WESTAUFSTÄNDERUNG PV-MODUL [B&K SOLARE ZUKUNFT GMBH]	17
ABBILDUNG 7: SÜDAUFSTÄNDERUNG PV-MODUL [B&K SOLARE ZUKUNFT GMBH]	17
ABBILDUNG 8: WINKELBEZEICHNUNG IM SONNENVERLAUF [QUASCHNING, 1996].....	18
ABBILDUNG 9: SONNENBAHNDIAGRAMM FÜR STANDORT BERLIN [QUASCHNING, 1996].....	19
ABBILDUNG 10: VERSCHATTUNG DURCH HINDERNIS [EIGENE DARSTELLUNG].....	20
ABBILDUNG 11: EINFLUSS DER SOLARGENERATORNEIGUNG AUF DIE DIREKTE STRAHLUNG [MERTENS, 2013]	21
ABBILDUNG 12: FUNKTIONSWERT DER BESTRAHLUNG IM ZUSAMMENHANG MIT AUSRICHTUNG UND NEIGUNG DER GENERATORFLÄCHE FÜR BERLIN [QUASCHNING, 2010]	24
ABBILDUNG 13: EINFACHES GEBÄUDE MIT FLACHDACH UND HINDERNISSEN [PV*SOL®, EIGENE DARSTELLUNG].....	26
ABBILDUNG 14: MODULVERSCHATTUNG UND POLYGON-CLIPPING [QUASCHNING, 1996]	27
ABBILDUNG 15: VERSCHATTUNGSHÄUFIGKEITEN [PV*SOL®, EIGENE DARSTELLUNG]	27
ABBILDUNG 16: PROGNOSE ZUR NUTZUNG DER ERZEUGTEN PV-ENERGIE [PV*SOL®, EIGENE DARSTELLUNG]	28
ABBILDUNG 17: ERGEBNIS DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG [PV*SOL®, EIGENE DARSTELLUNG].....	29
ABBILDUNG 18: GRAFISCHE DARSTELLUNG DER AMORTISATIONSZEIT [PV*SOL®, EIGENE DARSTELLUNG].....	30
ABBILDUNG 19: PRESETS FÜR HINDERNISFLÄCHEN [PV*SOL®, EIGENE DARSTELLUNG].....	36
ABBILDUNG 20: KARTE DER PLZ-BEZIRKE IN DEUTSCHLAND [ARCGIS PRO, EIGENE DARSTELLUNG]	37
ABBILDUNG 21: DARSTELLUNG DER GLOBALSTRAHLUNG IN D [ARCGIS PRO, EIGENE DARSTELLUNG].....	38
ABBILDUNG 22: DARSTELLUNG DER GLOBALSTRAHLUNG AUF EIN VORHANDENES PLZ-RASTER IN D [ARCGIS PRO, EIGENE DARSTELLUNG].....	38
ABBILDUNG 23: DARSTELLUNG DER HÄUFIGKEIT DER STRAHLUNGSWERTE IN INTERVALLEN [DWD, EIGENE DARSTELLUNG]	38
ABBILDUNG 24: BDEW-LASTPROFIL G1[BDEW/ PV SOL®].....	40
ABBILDUNG 25: CASHFLOW EINES PV-PROJEKTES [EIGENE DARSTELLUNG].....	42
ABBILDUNG 26: AUSSCHNITT AUS DEM FRAGEBOGEN DER ADLER SMART SOLUTIONS [ADLER SMART SOLUTIONS GMBH....	43
ABBILDUNG 27:] AUSSCHNITT AUS DER EINGABEMASKE [EIGENE DARSTELLUNG]	43
ABBILDUNG 28:] AUSSCHNITT AUS DER EINGABEMASKE [EIGENE DARSTELLUNG].....	44
ABBILDUNG 29: AUSSCHNITT AUS DEM ERSTEN REITER DES TOOLS: ÜBERSICHT RENDITERECHNUNG [EIGENE DARSTELLUNG]	44
ABBILDUNG 30: AUSSCHNITT AUS DER AUSWERTUNGSTABELLE [EIGENE DARSTELLUNG]	45
ABBILDUNG 31: AUSSCHNITT AUS DER TABELLE DER SENSITIVITÄTSANALYSE [EIGENE DARSTELLUNG].....	48
ABBILDUNG 32: AUSSCHNITT AUS DER SENSITIVITÄTSTABELLE, MARKIERUNG DER ABWEICHUNG DURCH EV [EIGENE DARSTELLUNG].....	48
ABBILDUNG 33: AUSSCHNITT AUS DER FINALEN AUSWERTUNGSTABELLE [EIGENE DARSTELLUNG].....	51
ABBILDUNG 34: TESTPROJEKT ZUM VERGLEICH VON EINER ANLAGENPLANUNG MITTELS PV SOL® UND DEM ERSTELLTEN TOOL [GOOGLE EARTH].....	52
ABBILDUNG 35: DARSTELLUNG DER BELEGTEN DACHFLÄCHE DES TESTPROJEKTES [PV SOL®, EIGENE DARSTELLUNG].....	53

II. Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: STRAHLUNGSSUMMEN [kWh/(m ² *d)] FÜR VERSCHIEDENE STANDORTE [MERTENS, 2013]	21
TABELLE 2:ALBEDOWERTE UNTERSCHIEDLICHER UNTERGRUNDARTEN [MERTENS, 2013].....	22
TABELLE 3: ERGEBNISBETRACHTUNG VERSCHATTUNGSABSTAND [EIGENE DARSTELLUNG]	35
TABELLE 4: ABBILDUNG STRAHLUNGSWERTE NACH POSTLEITZAHL [DWD, EIGENE DARSTELLUNG].....	38
TABELLE 5: ERRECHNETER ERTRAG DER PV-ANLAGE ÜBER 20 JAHRE [EIGENE DARSTELLUNG]	39
TABELLE 6: LASTGANG G3 MIT ANGABE DES GESAMTVERBRAUCHS [EIGENE DARSTELLUNG]	40
TABELLE 7:ERTRAGSPROGNOSEN MIT LASTGÄNGEN [EIGENE DARSTELLUNG]	41
TABELLE 8: AUFSTELLUNG DES GELDWERTES DER PV ANLAGE IM VERLAUF DER JAHRE [EIGENE DARSTELLUNG]	42
TABELLE 9: UR-SZENARIO DER SENSITIVITÄTSANALYSE [EIGENE DARSTELLUNG]	47
TABELLE 10: GEWICHTUNG DER UMSETZUNGSRELEVANTEN PARAMETER SOWIE DER PLZ [EIGENE DARSTELLUNG].....	50
TABELLE 11: GEWÄHLTE RISIKOFAKTOREN DER BEWERTUNGSTABELLE [EIGENE DARSTELLUNG]	51
TABELLE 12: ECKDATEN DES VERGLEICHSPROJEKTES [EIGENE DARSTELLUNG].....	52
TABELLE 13: DATEN DER EINGABEMATRIX MIT SICHERHEITEN [EIGENE DARSTELLUNG]	54
TABELLE 14: VERGLEICH DER PLANUNGSERGEBNISSE [EIGENE DARSTELLUNG]	55
TABELLE 15: VERGLEICH DER PLANUNGSERGEBNISSE NACH ANPASSUNG [EIGENE DARSTELLUNG].....	55

III. Abkürzungsverzeichnis

γ_S	-	Elevationswinkel/Sonnenhöhenwinkel
A	-	Fläche
AC	-	Wechselstrom
AHP	-	Analytisch hierarchischer Prozessansatz
AM	-	Air Mass
BDEW	-	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
C	-	Erlöse und Einsparungen
d	-	Abstand
DC	-	Gleichstrom
DWD	-	Deutscher Wetterdienst
E	-	Einstrahlung
EEG	-	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EV	-	Eigenverbrauch
GIS	-	Geographisches Informationssystem
H	-	Globalstrahlungssumme
h	-	Höhe
I_MPP	-	Strom im MPP-Bereich
I_SC	-	Kurzschlussstrom
IBN	-	Inbetriebnahme
IS	-	Investitionssumme
k_Ü	-	Überdimensionierungsfaktor
KW	-	Kapitalwert
kWp	-	Kilowattpeak (Spitzenleistung, Nennleistung bei PV-Modulen)
MPP	-	Most Power Point
MPPT	-	Most Power Point Tracker
MS	-	Mittelspannung
NMOT	-	Nominal Operating Temperature
NOCT	-	Normal Operating Cell Temperature
NS	-	Niederspannung
PLZ	-	Postleitzahl
PR	-	Performance Ratio
PV	-	Photovoltaik
STC	-	Standard Test Conditions
U_MPP	-	Spannung im MPP-Bereich
U_OC	-	Leerlaufspannung
VDE	-	Verband für Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
W_PV	-	Ertrag der PV Anlage in kWh
WR	-	Wechselrichter
α_S	-	Sonnenazimuthwinkel
β	-	Aufständigungswinkel
η	-	Wirkungsgrad

1. Einleitung

Die Welt steht sich auf „Pause“; das Thema „COVID-19“ regiert die Medien. Jeden Tag erscheinen aktuelle Berichte im Fernsehen, im Internet und in der Zeitung. Zahlen von Erkrankten und von der stockenden Wirtschaft werden täglich aktualisiert. Gleichzeitig erscheinen Berichte über den starken Rückgang von Emissionen, verursacht durch stillgelegte Produktionen, Kraftwerke und geringem Reise- und Transportverkehr.

Noch im Jahr 2019 war in Deutschland ein anderes Thema sehr medienpräsent: Die Einhaltung des Pariser Abkommens von 2015. Dies sah eine „Treibhausgasneutralität aller beteiligten Staaten in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts“ sowie eine fortschreitende Erderwärmung von unter 2 °C vor. Aufgrund der zweifelhaften Umsetzbarkeit wurde 2019 das Klimaschutzprogramm für 2030 von der EU verabschiedet. Deutschland hat sich eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 65 % am Bruttostromverbrauch als Ziel gesetzt.¹

Für eine Einhaltung dieses Ziels ist der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland enorm wichtig. Die gängigen Formen der nachhaltigen Stromerzeugung sind die Biokraft, Windkraft und Sonne. Bioenergie kann nur mit hohem Aufwand gewonnen werden und Windkraft ist mit hohen Kosten verbunden.² Sonnenenergie kann jedoch von nahezu jedem genutzt, fast auf jedem Gebäude verbaut und jeder freien Fläche aufgestellt werden. Dennoch bleiben unzählige Land- sowie Dachflächen unberührt.

Ein durchschnittlicher Bürger besitzt wenig fundiertes Wissen zum Thema „Stromversorgung durch Photovoltaik“. Gleichzeitig gewinnt der Wunsch an Autarkie und das Bedürfnis nach „grünem Strom“ aufgrund des steigenden Umweltbewusstseins immer mehr an Bedeutung in der Gesellschaft. Dieser Wunsch entsteht nicht nur im privaten Raum, sondern auch in großen Unternehmen, die einen wirtschaftlichen Vorteil oder die Gelegenheit einer Imagepflege in regenerativ erzeugtem Strom sehen.

Doch aus Unwissenheit und Unverständnis wächst Zurückhaltung und Skepsis an der Thematik. Der Fachgebietsfremde wendet sich daher mit einer Erwartungshaltung an einen Solarinstallateur oder einen Energieberater. Aufgrund der Personalstruktur vieler Unternehmen sind auch hier die ersten Ansprechpartner oft keine Spezialisten für Photovoltaik (kurz: PV). Die Einschätzung der Rentabilität und Umsetzbarkeit eines PV-Projektes muss durch Fachpersonal beurteilt werden. Der erste Ansprechpartner in einem solchen Unternehmen kann diese Beurteilung aber nicht umgehend durchführen. Eine qualitative Aussage zu einem Projekt beansprucht einen zeitlichen Aufwand. Daher bringt der Kontakt zu dem ersten Ansprechpartner in einem Beratungsunternehmen oder Solarinstallateur dem Interessenten keine konkreten Antworten. Dieses Fehlen von fachspezifischen Antworten erzeugt Unsicherheit beim potenziellen Kunden und diese Unsicherheit lässt das Risiko einer Investition in Photovoltaik als zu hoch erscheinen. Aus diesem Grund entscheiden sich sowohl Privatpersonen als auch Unternehmen in vielen Fällen gegen den langwierigen und vermeintlich unsicheren Weg eine Photovoltaikanlage installieren zu lassen.

¹ Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2019, S. 17

² Quaschnig, 2019, S. 40 ff.

Im Zuge dieser vorliegenden Bachelorarbeit soll ein Instrument entwickelt und dargestellt werden, mit dem fachgebietsfremde Personen eine Einschätzung zur Güte eines PV-Projektes erhalten können. Dem Interessenten wird damit ermöglicht, wenig detaillierte Informationen und Fachwissen bereithalten zu müssen und dennoch eine fachkundige und wirtschaftlich fundierte Aussage zu einer Eignung seiner Dachfläche zu erhalten. Mit diesem Instrument soll der potenzielle Kunde bei einem ersten Kontakt nicht mit fachspezifischen Informationen oder Fragen überlastet werden, gleichzeitig soll aber viel über ein Kundenprojekt erfahren und Möglichkeiten technische sowie wirtschaftliche Möglichkeiten offenbart werden. Dies verschafft sowohl dem potenziellen Kunden als auch dem Personal in Beratungs- und Installationsunternehmen eine Möglichkeit, die Rentabilität eines PV-Projektes und die Eignung von Dachflächen ohne Hilfe eines Experten zu beurteilen. Der Adler Smart Solutions wird eine zeit- und kosteneffiziente Lösung der Projektbeurteilung bei gleichbleibendem Qualitätsstandard ermöglicht und dem Kunden kann mit geringem Zeitaufwand ein Wertung der Projekteignung und wirtschaftliche Möglichkeiten präsentiert werden.

Das zu erarbeitende Instrument soll in seiner finalen Form ein „Computer-Tool“ darstellen. Dieses Tool entspricht in seiner äußeren Form zunächst einem Fragebogen, welcher in Teilen auch als Entscheidungsmatrix bezeichnet werden kann. In dieser Matrix werden sowohl konkrete Daten zu dem Projekt als auch auf Kundeneinschätzung beruhende Daten abgefragt. Je nach Wertangabe sind verschiedene Auswahlmöglichkeiten gegeben. Die Einschätzungen bedürfen keiner Fachkenntnis, geben aber einen Rahmen für Berechnungen.

Im Tool ist nicht jede Wertangabe mit der gleichen Gewichtung am Gesamtergebnis zu betrachten. Daher steht jeder Wertangabe eine Teilgewichtung am Endergebnis entgegen. Da jede Person eine individuelle Auffassungsgabe besitzt, die angegebenen Angaben teilweise auf subjektiven Einschätzungen basieren und die Aussagen somit fehlerhaft sein können, steht jeder möglichen Angabe zusätzlich ein Risikofaktor entgegen, welcher in das Gesamtergebnis einfließt. Als Ergebnis des Tools werden sowohl eine ermittelte Punktzahl als auch wirtschaftlich relevante Kenndaten ausgegeben, die eine simple Form der Eignung einer Dachfläche für PV und die Rentabilität des Projektes widerspiegeln.

Im ersten Schritt dieser Arbeit wird das Konzept einer Photovoltaikanlage in seiner Funktionsweise und seinem Aufbau beschrieben. Anschließend werden die Faktoren aufgezeigt, welche einen Einfluss auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage ausüben und wie sich der zu erwartende Ertrag einer Photovoltaikanlage berechnen lässt.

Daraufhin wird die ADLER Smart Solutions GmbH als unabhängiges Beratungs- und Planungsunternehmen vorgestellt und der Unternehmensbereich „Photovoltaik“ erläutert. Bezugnehmend auf das Tagesgeschäft der Adler Smart Solutions werden Funktionsweise und Möglichkeiten der Planungssoftware „PV SOL®“ beschrieben, welche für Simulationen des Ertrags- und der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen genutzt wird. Bezugnehmend auf das Tagesgeschäft wird die Problemstellung aufgezeigt und definiert.

Anschließend werden zwei verschiedene Methoden als Lösungsansätze vorgestellt und verglichen, um zu entscheiden, welche in dem Tool umgesetzt werden soll. Aus den möglichen Ein-

flussfaktoren auf ein Projekt wird eine Auswahl getroffen und definiert. Die Faktoren werden in das Tool eingearbeitet und deren Einfluss auf das Ergebnis mithilfe von PV SOL[®] aufgezeigt. Im nächsten Schritt werden für einzelne Einflussfaktoren Risikofaktoren entwickelt und zugeordnet, welcher die gewählte Methode ergänzen und das Tool der Situation bei der Adler Smart Solutions anpasst.

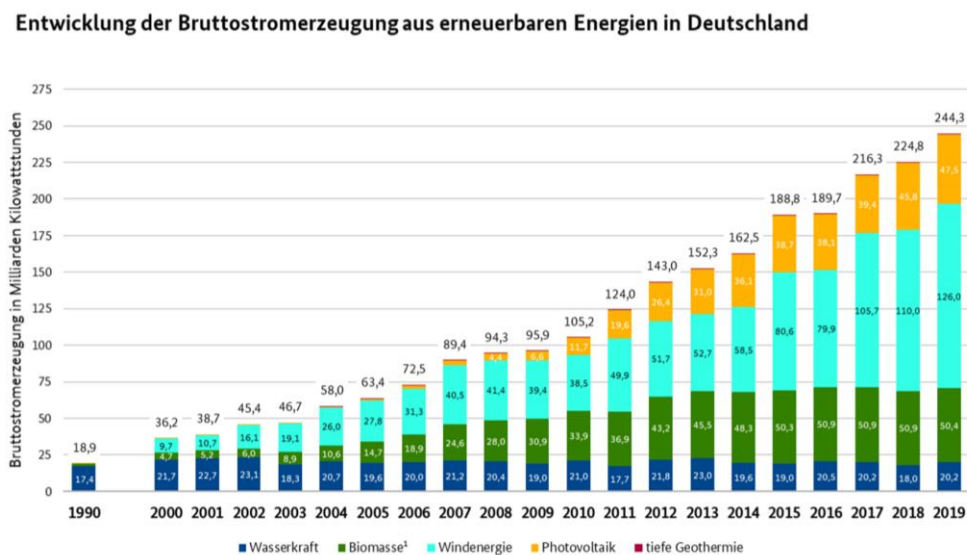
Nach der Erarbeitung des vollständigen Instruments erfolgt ein Anwendungstest an einem fiktiven Projekt. Die Tüchtigkeit wird einer Ergebnisbetrachtung unterzogen und Fehler oder Abweichungen werden analysiert. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die praktische Anwendbarkeit ziehen. In einem kurzen Ausblick werden Möglichkeiten zur Verbesserung und Erweiterung des Tools aufgezeigt.

2. Grundlagen der Photovoltaikanlage

Eine Photovoltaikanlage erzeugt mittels Sonneneinstrahlung elektrischen Strom. Dieser Strom soll je nach Bedarf im Haushalt oder im gewerblichen Betrieb direkt genutzt oder soll in das Stromnetz eingespeist werden. Im Zuge dieses Kapitels sollen der aktuelle Stand der Photovoltaik in der Politik und Wirtschaft, der modulare Aufbau und das Konzept einer Photovoltaikanlage erläutert sowie die Einflussfaktoren auf eine PV-Anlage dargestellt werden.

2.1 Die Photovoltaik nach heutigem Stand

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland steigt stetig an. Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreichte laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Jahr 2019 244,3 Milliarden kWh, davon 19,5 % durch PV (vgl. Abbildung 1).³



¹ inkl. feste, flüssige und gasförmige Biomasse, Klärschlamm sowie dem biogenen Anteil des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt, ab 2008 nur Siedlungsabfälle)

Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, et al., 2020]

Dieser Wert entspricht ca. 40 % Prozent der insgesamt 611 TWh Gesamtbruttostromerzeugung in Deutschland und stellt einen klimatechnisch wichtigen Schritt zu den 65 % Anteil des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien dar, welche nach dem Pariser Abkommen von 2015 bis 2030 erreicht werden sollen.⁴

Für den durchschnittlichen Bürger hat die Installation einer Photovoltaikanlage zur Stromerzeugung eine andere Intention als das Stoppen des Klimawandels. Die Installation ist meist aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll. In der Regel ist der Verbrauch von dezentral erzeugtem Strom

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, et al., 2020

⁴ Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2019, S. 17

aus der Photovoltaikanlage günstiger als der netzbezogene Strom. Doch nicht immer ist eine Photovoltaikanlage ertragreich und dadurch rentabel.⁵

Um eine qualitative Aussage zur Leistungsfähigkeit einer Photovoltaikanlage treffen zu können, muss zunächst dargestellt werden wie die elektrische Leistung erzeugt wird. Zunächst soll hierbei auf die Komponenten der Anlage als solches eingegangen werden. Die technisch-physikalische Tiefe wird in dieser Ausarbeitung nicht betrachtet, da dies nicht zielführend ist. Viel eher soll ein allgemeines Verständnis für die Funktionsweise der Photovoltaik geschaffen werden, um die Auswirkungen der im zweiten Schritt behandelten Einflussfaktoren besser nachzuvollziehen.

2.2 Das Konzept einer Photovoltaikanlage

Das Photovoltaikmodul

Die einzelne Solarzelle macht sich den photoelektrischen Effekt zu Nutze; sobald Licht auf die Zelle fällt, werden Ladungsträger durch ein elektrisches Feld in einem Halbleitermaterial zu den äußeren Kontakten, den Elektroden der Zelle befördert (siehe Abbildung 2). An diesen liegt anschließend eine geringe elektrische Spannung mit einem elektrischen Strom an, welcher je nach Fläche der Zelle und Stärke der Sonneneinstrahlung variiert. Die Photovoltaikmodule werden aus diesem Grund auch als PV-Generatoren bezeichnet.⁶

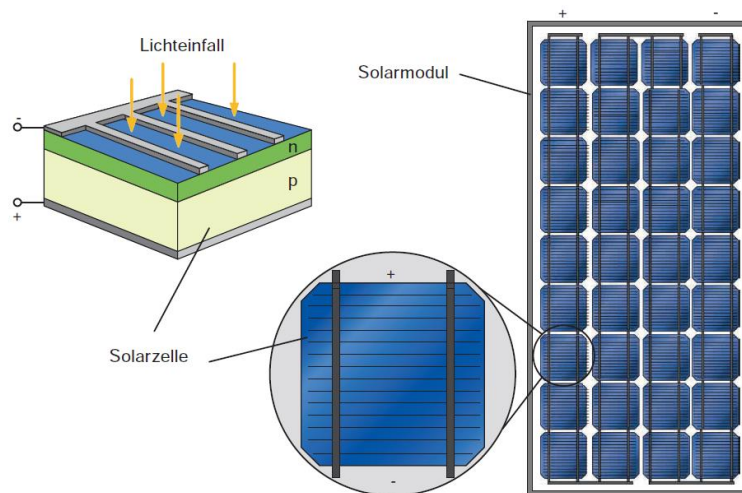


Abbildung 2: Aufbau eines Solarmoduls [Mertens, 2013]

Um diesen Effekt zu erzielen können verschiedene Zellkonzepte genutzt werden. Grob unterschieden wird zwischen Monokristallinen, Polykristallinen und Dünnschichtzellen. Bei den Monokristallinen und Polykristallinen Zellen wird Silizium als Halbleitermaterial verwendet wohingegen in Dünnschichtzellen auch andere Stoffe verwendet werden können.⁷

⁵ Kausch, et al., 2011, S. 81

⁶ Mertens, 2013, S. 82

⁷ Mertens, 2013, S. 113 ff.

In der Praxis werden zumeist Monokristalline oder Polykristalline Zellen benutzt, da diese einen höheren Wirkungsgrad aufweisen als Dünnschichtzellen. Monokristalline Zellen erreichen wiederum einen höheren Wirkungsgrad als Polykristalline Zellen, sind dafür jedoch kostenintensiver. Die Betrachtung der wissenschaftlichen Tiefen der Zelltechnologie und Halbleiterphysik ist in der vorliegenden Arbeit nicht notwendig und zielführend.⁸

Durch Reihenschaltung der einzelnen Zellen entstehen sogenannte Solarmodule, oder auch Photovoltaikmodule genannt, mit vielen Zellen und einer nutzbaren Spannung (siehe Abbildung 2).⁹Die Module werden zusätzlich mit einer Glasschicht und einem Rahmen vor Umwelteinflüssen geschützt und haben in der Regel Maße von 1,6 m x 1 m x 0,04 m (L x B x H).

Wie jede elektrische Komponente haben auch Solarmodule technische Datenblätter, auf denen deren Eigenschaften dargestellt sind. Hier werden sowohl elementare Eigenschaften wie das Format und das Gewicht der Komponente als auch die für die Dimensionierung der Wechselrichter entscheidenden Kenndaten aufgelistet.

Die wichtigste Eigenschaft der Module, die Nennleistung, wird stets in „Kilowattpeak“ (kurz: kWp) angegeben (siehe Anhang 1). Die kWp-Angabe gibt einen Spitzenwert wieder, der unter Standard-Testbedingungen (kurz: STC) erreicht werden kann.¹⁰ STC-Werte sind Laborwerte unter optimalen Bedingungen bei 1000 W/m² Einstrahlungsleistung, 25 °C Umgebungstemperatur und einem Lichtspektrum von AM 1,5.¹¹

Zusätzlich werden bei PV-Modulen Werte unter „NOCT“ - „Normal Operating Cell Temperature“, auch „NMOT“- „Nominal Operating Temperature“ genannt, angegeben. Für diese Werte werden die Module bei einer Bestrahlungsstärke von 800 W/m² und einer Umgebungstemperatur von 20 °C bei einem Strahlungsspektrum von AM 1,5 getestet, was den tatsächlichen Bedingungen im Einsatzumfeld näherkommt.

Neben der Nennleistung werden auf dem Datenblatt auch viele weitere Werte aufgelistet. Die typischen Werte Kurzschlussstrom (I_{SC}), Leerlaufspannung (U_{OC}), Strom im MPP-Bereich (I_{MPP}) und Spannung (U_{MPP}) im MPP-Bereich, jeweils unter STC- und NMOT-Bedingungen, sind in dieser Ausführung am entscheidendsten, um eine PV-Anlage zu dimensionieren.¹²

⁸ Mertens, 2013, S. 145 ff.

⁹ Mertens, 2013, S. 150 ff.

¹⁰ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020

¹¹ Quaschnig, 2010, S. 107

¹² Mertens, 2013, S. 195 ff.

Die soeben genannten Werte sind jedoch temperaturabhängig und eine Abweichung der Umgebungstemperatur von der Testumgebungstemperatur ergibt eine Abweichung im Leistungskennwert. Die angegebenen Kenndaten beziehen sich bei STC auf eine Umgebungstemperatur von 25 °C, bei NOCT-Bedingungen auf eine Außentemperatur von 20 °C. Die Änderung des Kennwerts ist jeweils in einem spezifischen Koeffizienten (%/K) festgehalten. An diesem Punkt ist erwähnenswert, dass PV-Module bei niedrigen Temperaturen, etwa im Winter, mehr Spannung und damit auch mehr Leistung erzeugen, was bei der Dimensionierung und Verschaltung berücksichtigt werden muss.

Weiterhin unterliegen die Photovoltaikmodule einer Leistungsdegradation, welche ebenfalls mit auf dem Datenblatt aufgeführt ist (siehe Anhang 1). Typischerweise liegt dieser Wert bei ca. 15 % über einen Zeitraum von 25 Jahren. Aufgrund der hohen anliegenden Spannung kommt es über einen großen Zeitraum zu einer Leistungsdegradation.¹³ An diesem Punkt soll, wie zuvor erwähnt, nicht näher auf die Zelltechnologie eingegangen werden.

Da ein einzelnes Modul nur eine geringe elektrische Spannung und einen geringen Strom erzeugen kann, werden eine größere Anzahl an Modulen wiederum in Reihe zu einem Strang (engl. String) zusammengeschaltet. Durch die Reihenschaltung der Module summiert sich die Gleichspannung der einzelnen Module.¹⁴

Der Wechselrichter

Grundsätzlich ist die erzeugte Spannung an den positiv und negativ gepolten String-Enden bereits nutzbar. Da es sich hierbei jedoch um Gleichstrom-Spannung (engl.: DC-Voltage) handelt, wird diese mithilfe eines Wechselrichters (kurz: WR) in Wechselstrom-Spannung (engl.: AC-Voltage) umgewandelt. Je nach Typ des Wechselrichters kann eine unterschiedliche Anzahl an Strings und an Modulen pro String an den Wechselrichter angeschlossen werden. Weiterhin unterscheidet man nach Strang-, Modul- und Zentralwechselrichter (vgl. Abbildung 3).

¹³ Mertens, 2013, S. 85 ff

¹⁴ Mertens, 2013, S. 150 ff.

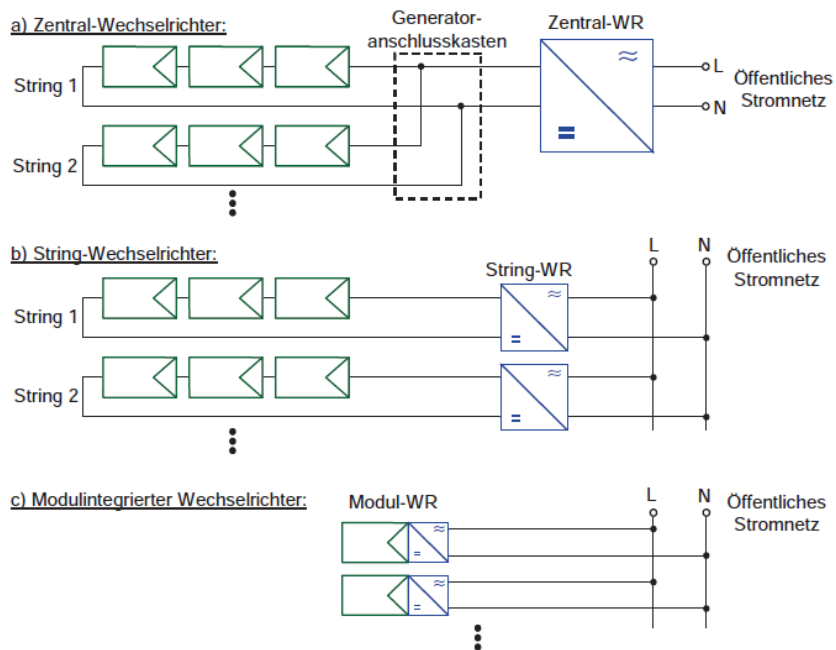


Abbildung 3: Varianten Wechselrichter [Mertens, 2013]

Modulwechselrichter wandeln, gemäß Ihrem Namen, die Spannung eines einzelnen Moduls um. Zentralwechselrichter werden dagegen eher in Solarparks benutzt und wandeln die Spannung vieler Strings oder aller Strings gemeinsam um.

Für diese vorliegende Arbeit sollen jedoch nur Wechselrichter des Strangwechselrichtertyps betrachtet werden. Diese wandeln die Spannung eines oder mehrerer Stränge um. Je nach Modell unterscheidet sich die Anzahl der anschließbaren Strings.¹⁵

Bei Wechselrichtern ist der optimale Arbeitspunkt zur Erzeugung elektrischer Leistung nicht konstant. Der erzeugte Strom ist abhängig vom Strahlungsangebot und vom verwendeten Modul und erhöht sich entsprechend der parallel angeschlossenen Strings an einem Eingang des Wechselrichters. Die erzeugte Spannung variiert je nach Modul und Anzahl der Module pro String. Daher liegt an jedem Eingang des Wechselrichters ein MPP-Tracker (Maximum Power Point-Tracker, kurz: MPPT) an.

¹⁵ Mertens, 2013, S. 184 ff.

Dieser sorgt dafür, dass jeder Eingang des Wechselrichters je nach den vorherrschenden Umwelteinflüssen wie Strahlung und Umgebungstemperatur die größtmögliche Leistung erbringt. Die Leistung beim Maximum Power Point ist das Produkt aus Spannung (U_{MPP}) und Strom (I_{MPP}) am MPP (siehe Abbildung 4).

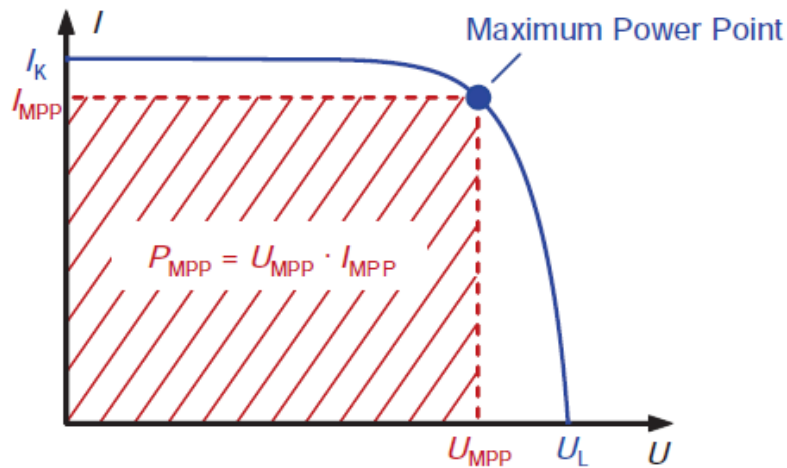


Abbildung 4: Maximum Power Point [Mertens, 2013]

Der MMP-Tracker bildet einen variablen Lastwiderstand, der die eingehende Spannung derartig anpasst, dass stets das Maximum aus eingehender Spannung und Stromstärke gebildet werden kann. Da jeder MPPT einen Eingang optimiert, ist die Anzahl der Module pro String an einem MPPT möglichst gleich zu halten, um Fehlfunktionen zu vermeiden. Aus dem gleichen Grund sollten alle Module eines Strings und aller Strings an einem MPPT auch die gleiche Ausrichtung aufzeigen und somit gewährleisten, dass alle Module die gleichen Leistungswerte abgeben. Gleichzeitig kann somit die Modulanzahl und Ausrichtung eines Strings an einem anderen MPPT stark abweichen, ohne eine Fehlfunktion des Wechselrichters zu verursachen.¹⁶

Durch die Parallelschaltung zweier Strings an einem Eingang werden die Stromstärken der beiden Strings summiert. Aufgrund der technischen Leistungsbegrenzungen des Wechselrichters kann die Modulanzahl pro String und die Anzahl paralleler Strings an einem Eingang jedoch nicht frei gewählt werden. Die Verschaltung der Strings an die Wechselrichter muss entsprechend ihrer jeweiligen Modulanzahl und daraus hervorgehenden Spannung und Stromstärke korrekt geplant werden. Bei der Planung einer Photovoltaikanlage sind durchweg die Wahl des Typs, der Anzahl und der Konfiguration der Module und Wechselrichter aufeinander abzustimmen und an die Umgebung sowie den Umwelteinflüssen anzupassen. Dies wird auch als Dimensionierung der Wechselrichter bezeichnet.¹⁷

¹⁶ Mertens, 2013, S. 181 ff.

¹⁷ Mertens, 2013, S. 161 ff.

Wechselrichterdimensionierung

Sobald die minimalen und maximalen Leistungsdaten der Module und Strings für den Einsatzort berechnet wurden, kann nach einem geeigneten Wechselrichter gesucht werden. Die Wechselrichter werden ebenfalls mit einer Nennleistung, hier in Kilowatt (kW), angegeben, was die Kenngröße des Geräts darstellt. Jedoch ist in diesem Fall nicht die DC-Leistung, wie bei den Modulen, sondern die AC-Leistung (siehe Anhang 2) am Ausgang des Wechselrichters gemeint.

Neben der Nennleistung gibt das Datenblatt auch Aufschluss über die maximale Wirkleistung in kW sowie Scheinleistung in kVA am AC-Ausgang, über die Anzahl der vorhandenen MPPTs, über den elektrischen Wirkungsgrad (η_{WR}) des Wechselrichters und über die Spannungs- und Strombereiche, in denen der Wechselrichter arbeiten kann. Nachfolgend werden die drei Arten der Wechselrichterdimensionierung genannt und beschrieben:

Leistungsdimensionierung

Da die Module, wie bereits beschrieben, nur unter STC ihre maximale Leistung abrufen können, ist eine leistungsorientierte Überdimensionierung der Wechselrichter in der Praxis üblich. Dabei wird werttechnisch mehr PV-Modulleistung als AC-Leistung durch die Wechselrichter installiert und diese somit überdimensioniert.¹⁸ So werden in der Praxis oft Überdimensionierungen von beispielsweise 135 % umgesetzt:¹⁹

$$k_{\ddot{U}} = \frac{P_{STC}}{P_{AC,N}} = 1,35 \quad (1)$$

Neben der leistungsoptimierten Dimensionierung der Wechselrichter müssen auch die an den Wechselrichter anliegenden Spannungen und Ströme über die Wahl, Anzahl und Konfiguration der Module und Strings angepasst werden.

Spannungsdimensionierung

Die Spannung eines Strings steigt entsprechend der Summe der Modulspannungen. Die minimale und maximal zulässige Spannung eines Wechselrichters definiert somit die nutzbare Modulanzahl pro String. Zu beachten ist jedoch vor allem der Spannungsbereich, in dem die MPPTs an jedem Eingang des Wechselrichters arbeiten können. Grundsätzlich haben Wechselrichter auch eine Startspannung und eine Maximalspannung, bei welchen sie den Betrieb aufnehmen bzw. beibehalten können. Da aber ausschließlich der Betrieb im MPP-Spannungsbereich das mögliche Maximum an Leistung garantiert, wird auch dieser Spannungsbereich betrachtet.²⁰

¹⁸ Mertens, 2013, S. 195 ff.

¹⁹ Valentin Software GmbH, 2020

²⁰ Mertens, 2013, S. 196 ff.

Zusätzlich ist die zuvor erwähnte Temperaturempfindlichkeit der Module zu beachten, da die abgegebene Spannung der Module mit zunehmender Temperatur sinkt. Die minimal mögliche Modulanzahl pro String kann über den minimal möglichen Spannungswert des Wechselrichters sowie über die minimale Spannung der Module bei der ortsabhängigen maximalen Umgebungstemperatur ermittelt werden:

$$n_{min} = \frac{U_{MPP\ min}}{U_{MPP\ Modul(maxT)}} \quad (2)$$

Die maximal mögliche Modulanzahl errechnet sich entsprechend über die maximal wandelbare Spannung des Wechselrichters und die maximale Spannung der Module bei der ortsabhängigen minimalen Umgebungstemperatur:

$$n_{max} = \frac{U_{MPP\ max}}{U_{MPP\ Modul(minT)}} \quad (3)$$

Stromdimensionierung

Neben der Spannungsdimensionierung der Wechselrichter sollte auch der Eingangsstrom an den jeweiligen Eingängen des Wechselrichters den zulässigen Maximalwert nicht überschreiten. In einem String läuft stets der gleiche Strom wie bei einem einzelnen Modul. Die Ströme am Eingang eines Wechselrichters summieren sich somit entsprechend der parallelgeschalteten Strings. Daher ist für die Ermittlung der maximalen Stringanzahl pro Eingang der Maximalstrom des Moduls entscheidend und errechnet sich aus folgendem Verhältnis ²¹ von

$$n_{String} \leq \frac{I_{WR\ max}}{I_{String\ max}} \quad (4)$$

Zusammenfassend werden zur korrekten Verschaltung einer Photovoltaikanlage mehrere Schritte durchgeführt. Zunächst ist die benötigte oder gewünschte Leistungsgröße $P_{PV-ges.}$ der gesamten Photovoltaikanlage festzulegen.

Anschließend wird ein Photovoltaikmodul den äußerlichen Umständen, wie Verfügbarkeit, Kosten oder persönlichen Wünschen, entsprechend gewählt. Die benötigte Anzahl $n_{PV-Modul}$ der Module mit der Leistungsgröße $P_{PV-Modul}$ zur Erreichung der Leistungsgröße $P_{PV-ges.}$ ergibt sich aus deren Quotienten:

$$n_{PV-Modul} = \frac{P_{PV-ges.}}{P_{PV-Modul}} \quad (5)$$

²¹ Mertens, 2013, S. 197

Auf dieser Grundlage wird ein passender Wechselrichter hinsichtlich dessen Leistung gewählt. Die zuvor erwähnte Überdimensionierung k_{ij} des Wechselrichters findet hier in der Praxis seine Anwendung. Mit der Wahl des Wechselrichters wird auch dessen Verschaltung geplant und die Spannungs- sowie Stromdimensionierung durchgeführt. Alternativ wird bei Vorgabe eines zu nutzenden Wechselrichters über die Dimensionierungen auch ein passendes Photovoltaikmodul bestimmt.

Anlagenkonzepte

Auf den vorangegangenen Seiten ist die prinzipielle Funktionsweise der Photovoltaikmodule zur Erzeugung elektrischer Leistung mithilfe von Wechselrichtern dargestellt worden. Nach der Erzeugung der elektrischen Energie W_{PV} [kWh], also dem Ertrag der Photovoltaikanlage, wird dieser auch abgeführt. Photovoltaikanlagen können entweder an das Stromnetz gekoppelt sein oder in einem Inselsystem betrieben werden. In dieser Ausführung sollen nur netzgekoppelte Systeme betrachtet werden.²²

Überschusseinspeisung/Volleinspeisung

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Anlagen mit und ohne direkten Verbrauch des erzeugten Stroms zu unterteilen. PV-Anlagen mit direktem Verbrauch des Stroms werden als PV-Anlagen mit Eigenverbrauch (kurz: EV) bezeichnet und in sogenannter Überschusseinspeisung betrieben. Bei dieser Lösung wird die PV-Anlage zunächst vom Endkunden verbraucht. Nur der Überschuss des Stroms wird bei Nichtverbrauch anschließend in das Stromnetz abgeführt. PV-Anlagen ohne EV werden in Volleinspeisung betrieben und speisen den erzeugten Strom vollständig in das Stromnetz ein.²³

Stromspeicher

Nur am Rande sollen an dieser Stelle die Stromspeicher erwähnt werden. Mithilfe eines Stromspeichers, meist bestehend aus mehreren modularen Batterien, kann ein erzeugter Strom vor Ort gespeichert und bei Bedarf genutzt werden. Sobald mehr Strom benötigt wird als die PV-Anlage produziert, kann dieser Strom aus dem Speicher genutzt werden. Auf diesem Weg ist eine wesentlich bessere Eigenverbrauchsquote möglich.²⁴ Stromspeicher sind jedoch sehr kostenintensiv und in für Unternehmen relevanter Größe erfahrungsgemäß unwirtschaftlich. Daher finden diese in dieser Ausarbeitung keine Anwendung.

²² Quaschnig, 2010, S. 115 ff.

²³ Quaschnig, 2019, S. 240 ff.

²⁴ Quaschnig, 2010, S. 113 ff.

Netzanschluss

Je nach vorliegendem Anschluss des Gebäudes an das Stromnetz kann dieser auf Niederspannungsebene (230/400 V), Mittelspannungsebene (6-50 kV) oder Hochspannungsebene (60-110 kV) stattfinden.²⁵ Während die Hochspannungsebene nur von sehr großen Solarparks bedient wird, kann der Anschluss hier behandelter PV-Anlagen in der Größe von 100 kWp bis mehreren MWp in der Niederspannungs- (kurz: NS) oder Mittelspannungsebene (kurz: MS) liegen.

Da die Ausgangsspannung der Wechselrichter netzsynchron geführt wird und in den meisten Fällen bei 400 V (vgl. Anhang 2) liegt, kann der erzeugte Strom im Gebäude vom Endkunden direkt genutzt werden. Insofern der Hausanschluss des Gebäudes auf der Niederspannungsebene geführt wird und die vorhandenen Stromkabel die zusätzliche Leistung abführen können, ist somit ein Anschluss der Photovoltaikanlage auf diesem Wege möglich.

Für die Anbindung elektrischer Anlagen hat der Verband für Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (kurz: VDE) eine elektrotechnische Norm für Deutschland erarbeitet, welche seit 2018 allgemein gültig ist und von jedem Netzbetreiber eingehalten werden muss.²⁶

So werden in der Norm VDE-AR-N 4105 alle Anschlussvoraussetzungen für Erzeugungsanlagen mit einer Einspeiseleistung von bis zu 135 kW am Niederspannungsnetz festgelegt.

Die VDE-AR-N 4110 beschreibt diejenigen Voraussetzungen für Erzeugungsanlagen größer als 135 kWp und schreibt eine Anbindung dieser an das Mittelspannungsnetz vor.

Transformatorstation

Bei einem Hausanschluss am Mittelspannungsnetz, etwa bei großen Produktionsbetrieben, ist eine Transformation der im Hausanschluss genutzten Spannung von 400 V auf die entsprechend benötigte Spannung des Mittelspannungsnetzes notwendig. Diese Transformatoren (kurz: Trafos) unterliegen ebenfalls den Normen der VDE, sodass der Anschluss der Transformatoren an die nächsthöhere Netzebene, sowie der Anschluss der unteren Spannungsebene an den Transformator stets standardisiert sind. Transformatoren gibt es im netztypischen Betrieb in verschiedenen Leistungsklassen. Die Leistungsklasse wird über die Scheinleistung des Transformators definiert.²⁷

Für eine Transformation wird eine Trafostation errichtet, welche eine Einhausung des Trafos darstellt. Unterschieden wird zwischen einer „netzeigenen“ und einer „kundeneigenen“ Trafostation. In dieser Trafostation sind sämtliche für den Netzanschluss benötigte Schaltungselektroniken und Stromzählungen in Schaltschränken sowie der Transformator untergebracht. Bei kundeneigenen Trafostationen können diese auch in dafür vorgesehene Räume im Gebäude untergebracht sein. Bei netzeigenen Trafostationen stehen diese im öffentlichen Raum.

²⁵ Panos, 2013, S. 454 ff.

²⁶ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018

²⁷ Panos, 2013, S. 457

Für einen Anschluss eines Gebäudes an diese müssen die benötigten witterungsfesten Schalt-schranke in der Regel neben die Trafostation gesetzt werden und die Anschlusskabel vom Ge-bäude des Kunden bis zu der Trafostation verlegt werden.

Bei der Anschlussfrage eines neuen Gebäudes oder einer Photovoltaikanlage an das Stromnetz muss somit zunächst durch den Netzbetreiber vor Ort geprüft werden in welchem Stromnetz die benötigte elektrische Leistung bezogen bzw. abgeführt werden kann.²⁸ Dies geschieht über eine Netzverträglichkeitsprüfung bei dem zuständigen Netzbetreiber. Dieser prüft unter Ein-haltung der VDE ob ein Anschluss im Niederspannungsnetz möglich ist oder ob ein Anschluss am Mittelspannungsnetz nötig und möglich ist.

Für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz existieren zwei Möglichkeiten:

Der Netzbetreiber prüft, ob eine naheliegende netzeigene Trafostation die zusätzliche elektri-sche Leistungsreserve bietet, die für eine Transformation des Stroms aus der PV-Anlage benö-tigt wird. In diesem Fall muss ein Kunde seine Anschlusskabel bis zu dieser Trafostation verle-gen lassen, um das Projekt umzusetzen.

Option zwei tritt ein, wenn keine Trafostation mit ausreichend Leistungsreserven vorhanden ist. Der Netzbetreiber gibt den gesamtwirtschaftlich sinnvollsten Ort zur Errichtung eines neu-en Netzverknüpfungspunktes aus und nimmt in diesem Fall einen neuen Anschluss an das ent-sprechende Stromnetz vor. Die Transformatorstation muss jedoch von dem Kunden errichtet werden. Beide Optionen können beim Anschluss eines Gebäudes oder einer Photovoltaikanla-ge an das Stromnetz einen großen Kostenpunkt darstellen.

Messkonzept

Bei der Errichtung eines neuen Netzanschlusses muss, wie zuvor beschrieben, über die vorge-sehene Anschlussleistung vorab eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt und der Netz-verknüpfungspunkt ermittelt werden.²⁹ Bei Anschluss an diesen Punkt muss die vom Kunden aus dem Netz bezogene Strommenge gezählt werden, um den Stromverbrauch des Kunden zu ermitteln und diesen vom Stromversorgungsunternehmen in Rechnung gestellt bekommen zu können.³⁰ Hierfür werden vom jeweiligen Netzbetreiber genormte Stromzähler in einem Schaltschrank gesetzt. Für die Umsetzung des Netzanschlusses gibt es drei unterschiedliche Messkonzepte:

Bei Herstellung eines Netzanschlusses, ohne dass eine Stromerzeugung auf der Seite des End-verbrauchers stattfindet, kann ein Stromzähler gesetzt werden, der den Stromverbrauch zählt. Dieser Zähler stellt einen „Einrichtungszähler“ als Verbrauchszähler dar.³¹

Bei der Anschlussnutzung mit Einspeisung von PV-Strom ohne einen Eigenverbrauch, muss zusätzlich ein Einrichtungszähler gesetzt werden. Dieser Einrichtungszähler zählt den durch PV erzeugten Strom. Somit werden der Verbrauch des Gebäudes und der durch PV erzeugte Strom unabhängig voneinander gezählt. Die Einspeisung des Stroms in das Stromnetz erfolgt über einen gemeinsamen Hausanschluss.

²⁸ EEG, 2017, §8

²⁹ EEG, 2017, §8

³⁰ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018

³¹ Mertens, 2013, S. 182 ff.

Bei der Anschlussnutzung mit Einspeisung von PV-Strom und Eigenverbrauch wird der erzeugte Strom so weit wie möglich vom Endverbraucher verbraucht und nur der Überschuss in das Netz gegeben. Über den gleichen Anschluss und Zähler müssen sowohl der Verbrauch als auch die Einspeisung von Strom gezählt werden. Statt dem Einrichtungszähler wird daher ein „Zweirichtungszähler“ eingesetzt. Zusätzlich muss nach den Vorgaben des Erneuerbaren Energiegesetzes³² jedoch auch der an der PV-Anlage erzeugte Strom über einen Einrichtungszähler als Solarstromzähler gemessen werden (vgl. Abbildung 5).

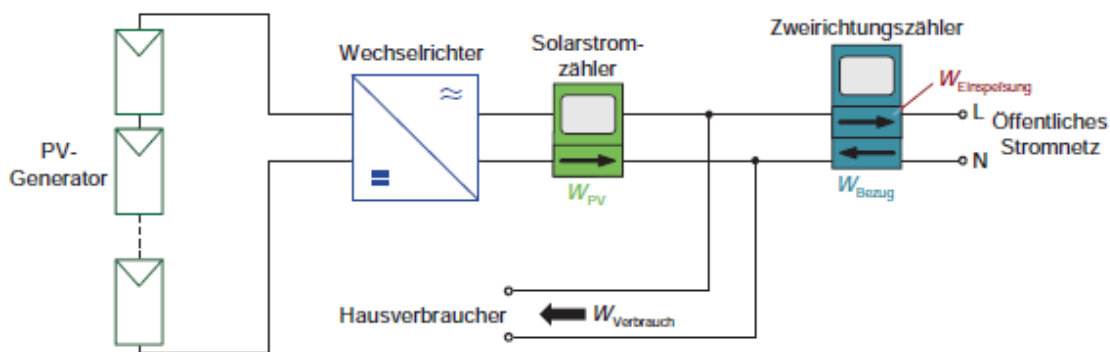


Abbildung 5: Konzept Anschluss PV-Anlage mit EV [Mertens, 2013]

Aus den beiden Zählungen kann der Eigenverbrauch des Kunden, der Gesamtertrag der PV-Anlage, die Einspeisemenge in das Stromnetz und auch der Netzbezug berechnet sowie verrechnet werden.

EEG

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, auch Erneuerbare-Energien-Gesetz (kurz: EEG), wurde zuletzt 2017 novelliert und legt die Gesetze für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland fest. Besonders relevant für die Wirtschaft ist §19, welcher nach §20 den Zahlungsanspruch einer Marktprämie und nach §21 einer Einspeisevergütung für den eingespeisten Strom gegenüber dem örtlichen Netzbetreiber geltend macht.³³

Alle PV-Anlagen erhalten demnach einen festen Vergütungssatz für den eingespeisten Strom, die EEG-Vergütung. Im Gesetz ist eine Degression dieses Wertes pro Monat verankert. Der aktuelle Wert der Vergütung ist über die Bundesnetzagentur zu finden und beschreibt eine Degression von ca. 1,4 % pro Monat. Entscheidend für die Vergütung einer Anlage ist das Datum der EEG-Inbetriebnahme (kurz: IBN). Ab diesem Datum erhält eine Anlage 20 Jahre lang die gleiche Vergütung für den eingespeisten Strom. Bei der EEG-Inbetriebnahme ist die Anlage „DC-seitig“ fertiggestellt. Bei einer PV-Anlage bedeutet dies, dass zu dem Termin sämtliche PV-Module und Wechselrichter aufgebaut sind und der Kunden den erzeugten Strom verbrauchen kann.³⁴ Eine Einspeisung muss zu diesem Termin noch nicht stattfinden können.

³² EEG, 2017, §62b

³³ EEG, 2017

³⁴ EEG, 2017

Gemäß des EEGs ist jede Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien beim Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur zu melden. An dieser Stelle müssen sämtliche technische Daten der Erzeugungsanlage hinterlegt werden und das EEG-Inbetriebnahmedatum eingetragen werden. Ohne diese Eintragung kann der Betreiber der Anlage keine Vergütung erhalten. Eine Anlage erhält verschiedene Vergütungssätze je nach ihrer technischen Gesamtleistung. Eine Anlage mit einer Größe bis 10 kWp erhält einen höheren Vergütungssatz als eine Anlage mit mehr als 10 kWp. Die nächsten Grenzen liegen bei 40 und 750 kWp. Eine Anlage mit einer Leistung von mehr als 750 kWp erhält keine direkte Einspeisevergütung mehr, sondern bezieht ihre Vergütung für den eingespeisten Strom aus der Direktvermarktung.

Ab einer Größe von 100 kWp muss eine Anlage stets in die Direktvermarktung gehen.³⁵ Der Betreiber der Anlage verkauft den eingespeisten Strom somit am Strommarkt.³⁶ In der Regel übernimmt dies ein Unternehmen, ein Direktvermarkter, für einen Anlagenbetreiber. Hierfür wird ein Vertrag zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter abgeschlossen. Für die Teilnahme des eingespeisten Stroms am Strommarkt erhält der Betreiber gemäß §20 EEG eine Marktprämie.

Nach §61 EEG müssen für den selbstverbrauchten Strom aus Erzeugungsanlagen die Netzbetreiber eine Umlage verlangen, sodass hierdurch Kosten entstehen. Diese Kosten durch Eigenverbrauch sind jedoch geringer als ein Strombezug über den Versorgungsnetzbetreiber und bedeuten für den Anlageneigentümer einen Kostenvorteil.

Das Gestell/Konzepte

Allgemein gibt es verschiedene Konzepte Photovoltaik zu nutzen. Grundsätzlich wird zwischen Freiflächenanlagen und Anlagen auf oder an Gebäuden differenziert. Während Freiflächenanlagen meist als Solarkraftwerk mit mehreren MWp Nennleistung genutzt werden, können Gebäudeanlagen bereits mit wenigen kWp effektiv ins häusliche Stromnetz eingebunden werden. Heutzutage gibt es vielseitige Möglichkeiten. PV-Module gebäudeintegriert zu installieren und somit neben der Stromerzeugung einen zusätzlichen Zweck zu erfüllen. So können diese in Fassaden eingelassen oder auch als Glasdach oder Fensterläden genutzt werden. Die häufigste Anwendung ist jedoch die Nutzung der PV-Anlage als Aufdachanlage zur reinen Stromerzeugung. In dieser Variante werden die Module auf einem Gestell oder einer anderen Art der Unterkonstruktion geneigt aufgestellt. Bei einem schrägen Dach definiert die Dachneigung somit hauptsächlich den Aufständigungswinkel der Module. Bei einem Flachdach kann der Aufständigungswinkel je nach Art der Unterkonstruktion individuell eingestellt werden. In dieser Ausarbeitung sollen Flachdächer betrachtet werden, da die Gebäude von Unternehmenskunden in den meisten Fällen von dieser Bauart sind.³⁷

³⁵ EEG, 2017

³⁶ Next Kraftwerke GmbH, 2020

³⁷ Mertens, 2013, S. 167 ff.

Für Aufdachanlagen kann grundsätzlich zwischen zwei Aufständertypen unterschieden werden. Je nach Bedarf können die PV-Module in einer Südausrichtung oder in einer Ost-/Westausrichtung aufgeständert werden. Da die Sonne in der Südausrichtung am meisten Strahlungsleistung erbringt, ist diese Ausrichtung am ertragsreichsten.

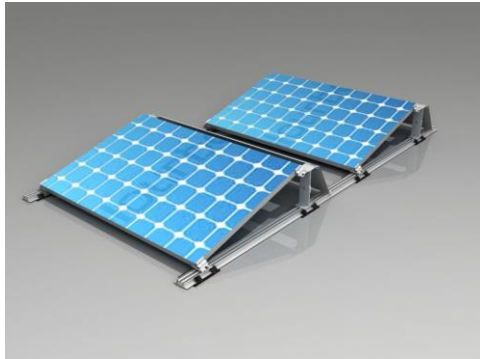


Abbildung 7: Südaufständertyp PV-Modul [B&K Solare Zukunft GmbH]



Abbildung 6: Ost-/Westaufständertyp PV-Modul [B&K Solare Zukunft GmbH]

Mit einer Aufständertyp, leicht variierend je nach Standort, von ca. 30° kann über das Jahr gerechnet der höchste Ertrag erzielt werden (siehe Abbildung 6).³⁸ Diese Variante hat durch ihren hohen Aufständertypswinkel jedoch den Nachteil, dass ein großer Schattenwurf durch jedes Modul an sich entsteht. Daraus folgt, dass die Module in einem entsprechenden Abstand hintereinander platziert werden müssen.

Um das optimale Verhältnis aus Modulfläche und Ertrag zu erreichen, kann die Ost-/Westaufständertyp gewählt werden (siehe Abbildung 7). In dieser Variante wird ein wesentlich niedrigerer Aufständertypswinkel gewählt und somit die Eigenverschattung der Module zueinander minimiert. Durch die Ausrichtung in Ost und West, kann über den gesamten Tag hinaus ein ausgewogener Ertrag erzielt werden.³⁹ Die Zusammenhänge zwischen dem Ertrag einer PV-Anlage und deren Einflussfaktoren werden im folgenden Kapitel dargestellt.

³⁸ Quaschnig, 2019, S. 89 ff.

³⁹ Quaschnig, 2019, S. 90

2.3 Einflussfaktoren einer PV Anlage

Eine PV-Anlage wandelt einen Teil der Sonneneinstrahlung in elektrischen Strom um. Ausschlaggebend für den Ertrag der Anlage ist zunächst die einwirkende Strahlung. Aber auch andere Faktoren wie Wirkungsgrad der einzelnen Komponenten, eventuelle Verschattungen oder die Ausrichtung der Module können einen Einfluss auf den tatsächlichen Ertrag der Anlage haben. Im Folgenden sollen der theoretisch mögliche Ertrag einer PV-Anlage aufgezeigt und die einzelnen Einflussfaktoren auf die Leistungsfähigkeit einer Anlage erläutert werden.

Verschattung

Im weiteren Verlauf des Kapitels wird davon ausgegangen, dass keine Verschattung der Module auftritt. Eine Verschattung oder Teilverschattung eines oder mehrerer Module eines Strings bedeutet Leistungseinbußen und somit Ertragseinbußen.⁴⁰ Dies bedeutet, dass die Module derartig ausgerichtet und aufgestellt werden, dass der Strahlungseinfall nicht durch anlagenfremde Objekte wie Bäume, Schornsteine oder benachbarte Dächer und Gebäude behindert werden. Verschattungen durch Verschmutzungen können nicht oder kaum verhindert werden. Die größten Verschmutzungen werden, unter der Voraussetzung eines nicht zu geringen Aufstellwinkels, durch die Witterung abgespült. Bedarfsorientierte Reinigungen können sinnvoll sein. Für vermeidbare Verschattungen kann eine sorgfältige Planung der Anlagenauslegung sorgen.

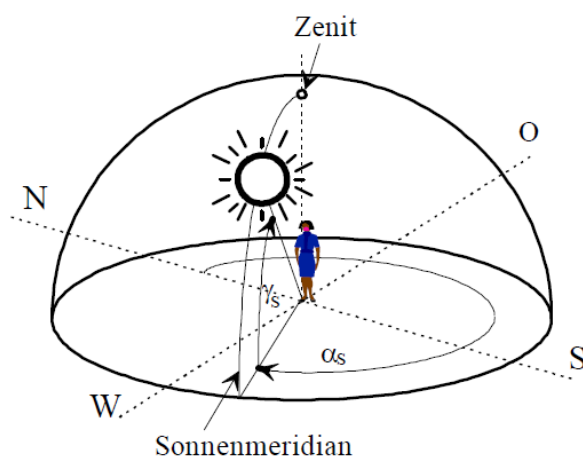


Abbildung 8: Winkelbezeichnung im Sonnenverlauf
[Quaschnig, 1996]

Um eine Verschattung durch anlagenfremde Objekte zu vermeiden, muss der Verlauf der Sonneneinstrahlung in Himmelsrichtung und Sonnenhöhe betrachtet werden. Dieser kann für eine grobe Orientierung abgeschätzt, oder präzise berechnet werden. Der Sonnenverlauf von Osten, über Süden nach Westen, wird über den Sonnenazimutwinkel α_s beschrieben. Der Sonnenhöhenwinkel wird über den Elevationswinkel γ_s , dargestellt (siehe Abbildung 8).

⁴⁰ Quaschnig, 1996, S. 37 ff.

Durch die Erdrotation und die Rotation der Erde um die Sonne im Jahresverlauf ist der Einstrahlungswinkel nicht gleichbleibend.⁴¹ Im Sonnenbahndiagramm (vgl. Abbildung 9) sind die unterschiedlichen Einstrahlungswinkel für fünf Monate aufgeführt.

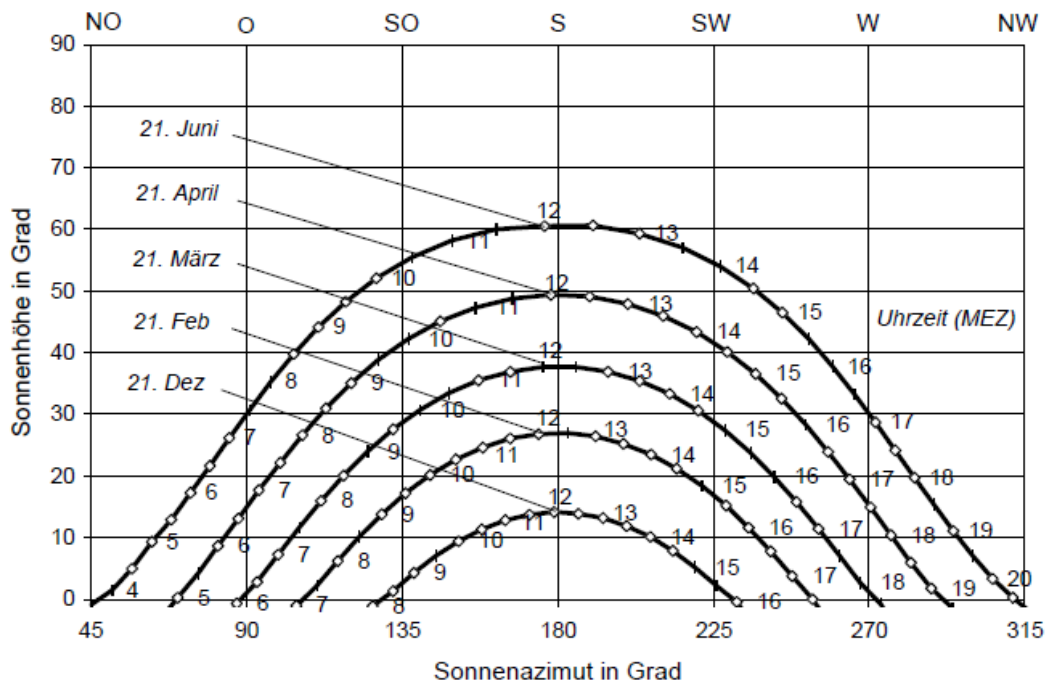


Abbildung 9: Sonnenbahndiagramm für Standort Berlin [Quaschnig, 1996]

Gut erkennbar ist der geringe Einstrahlungswinkel γ_S in den Wintermonaten im Vergleich zu den Sommermonaten. Für die Planung einer PV-Anlage ist der Wintermonat hierbei jedoch entscheidender, da umgebende Objekte aufgrund des geringen Einstrahlungswinkels γ_S einen größeren Schattenwurf erzeugen.

Mit verschiedenen Computerprogrammen lässt sich der präzise Azimut- und Elevationswinkel für jeden beliebigen Standort, zu jedem Datum und jeder Uhrzeit berechnen. Über ein Sonnenbahndiagramm lässt sich der Sonnenverlauf auch standortspezifisch darstellen:

Insofern der Elevationswinkel (in Abbildung 9 als „Sonnenhöhengrad“ beschrieben) bekannt ist, kann mit dem trigonometrischen Ansatz

$$\tan(\gamma_S) = hd \quad (6)$$

der benötigte Mindestabstand von Hindernis zum Objekt mit bekannter Höhe ermittelt werden, um eine Verschattung zu vermeiden (vgl. Abbildung 10):

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_S)} \quad (7)$$

⁴¹ Quaschnig, 1996, S. 95 ff.

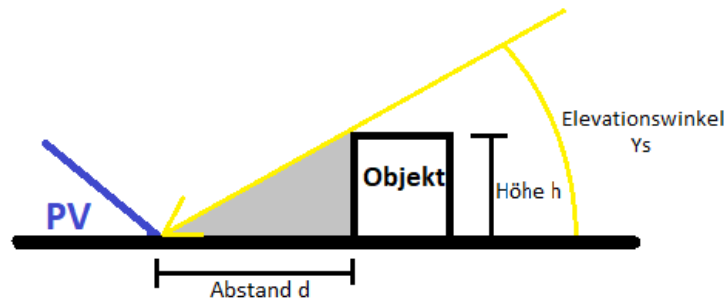


Abbildung 10: Verschattung durch Hindernis [Eigene Darstellung]

Um eine ganzjährige Verschattung zu vermeiden, sollte für diese Rechnung der, über das Jahr gesehen, geringste Einstrahlungswinkel, entsprechend der Abbildung 9 der Dezember, mit einem Elevationswinkel von maximal 12° bei direkter Südausrichtung gewählt werden. Daraus ergibt sich ein Mindestabstand zu Hindernissen im Einstrahlungsbereich. Je höher die Hindernisse und je flacher der Einstrahlungswinkel, desto weniger Dachfläche steht für die Aufstellung von PV-Modulen zur Verfügung.

Moduldegradation

Ein weiterer Faktor, der den Ertrag einer PV-Anlage beeinflussen kann, ist die Leistungsdegradation der PV-Module (vgl. Kapitel 2.1). Diese liegt laut den Datenblättern der Modulhersteller oft bei ca. 15 % Leistungseinbußen über einen Zeitraum von 25 Jahren. Aktuelle Studien des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme stellen jedoch eine weit geringere Degradation von ca. 0,15 % pro Jahr fest.⁴² Dennoch ist auch dieser Wert bei einer Anlagenplanung als Prognose einzubeziehen.

Globalstrahlung

Maßgeblichen Einfluss auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage hat die vor Ort herrschende Globalstrahlungssumme $H \left[\frac{kWh}{(m^2 \cdot d)} \right]$. Diese beschreibt die Summe der einfallenden direkten Strahlung $E_{dir} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ und der diffusen Strahlung $E_{diff} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ auf eine horizontale Fläche an einem Standort an einem Tag.⁴³

⁴² Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020

⁴³ Mertens, 2013, S. 40 ff.

In der nachfolgenden Tabelle sind Globalstrahlungssummen für fünf Standorte über das Jahr aufgestellt:

Tabelle 1: Strahlungssummen [kWh/(m²*d)] für verschiedene Standorte [Mertens, 2013]

Ort		Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Σ
Hamburg	H_{Direkt}	0,13	0,37	0,74	1,49	2,18	2,32	2,01	1,82	1,10	0,52	0,18	0,10	1,08
	H_{Diffus}	0,40	0,78	1,35	2,04	2,55	2,79	2,67	2,26	1,63	0,99	0,51	0,31	1,52
	H	0,53	1,15	2,09	3,53	4,73	5,11	4,68	4,08	2,73	1,51	0,69	0,41	2,60
Berlin	H_{Direkt}	0,15	0,38	0,86	1,51	2,28	2,45	2,35	2,04	1,26	0,58	0,18	0,09	1,18
	H_{Diffus}	0,45	0,82	1,42	2,06	2,57	2,80	2,69	2,28	1,69	1,05	0,54	0,34	1,56
	H	0,60	1,20	2,28	3,57	4,85	5,25	5,04	4,32	2,95	1,63	0,72	0,43	2,74
München	H_{Direkt}	0,36	0,75	1,28	1,83	2,43	2,62	2,69	2,26	1,71	0,89	0,38	0,24	1,45
	H_{Diffus}	0,67	1,05	1,60	2,18	2,61	2,81	2,71	2,35	1,82	1,24	0,75	0,55	1,70
	H	1,03	1,80	2,88	4,01	5,04	5,43	5,40	4,61	3,53	2,13	1,13	0,79	3,15
Marseille	H_{Direkt}	1,01	1,34	2,40	3,24	4,03	4,78	5,03	4,24	3,05	1,76	1,05	0,79	2,72
	H_{Diffus}	0,79	1,11	1,49	1,90	2,16	2,18	2,02	1,85	1,58	1,24	0,87	0,70	1,49
	H	1,80	2,45	3,89	5,14	6,19	6,96	7,05	6,09	4,63	3,00	1,92	1,49	4,21
Kairo	H_{Direkt}	2,16	2,94	3,80	4,60	5,41	5,95	5,82	5,34	4,50	3,56	2,48	1,92	4,04
	H_{Diffus}	1,26	1,47	1,76	1,99	2,05	2,01	1,99	1,89	1,73	1,50	1,30	1,18	1,68
	H	3,42	4,41	5,56	6,59	7,46	7,96	7,81	7,23	6,23	5,06	3,78	3,10	5,72

Gut erkennbar sind die höheren Strahlungssummen im Sommerhalbjahr. Zudem weisen Marseille und Kairo höhere Globalstrahlungssummen auf als Hamburg und Berlin. Generell ist das Strahlungsangebot in Äquatornähe weit höher als in Deutschland, sodass ein Ausbau der Photovoltaik dort ertragreicher ist.

Die oben beschriebene Globalstrahlung E beschreibt einen Strahlungseinfall auf eine horizontale Fläche A_H . Insofern die Strahlung jedoch auf eine geneigte Fläche, etwa ein aufgeständertes PV-Modul, trifft, verringert sich dieser Wert, da sich der Einfallswinkel verändert. In Abbildung 11 ist die Geometrie dieses Verhaltens dargestellt.

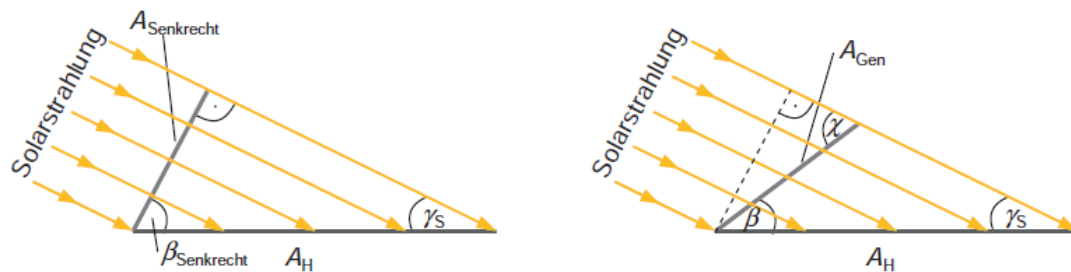


Abbildung 11: Einfluss der Solargeneratorneigung auf die direkte Strahlung [Mertens, 2013]

Für eine präzise Berechnung des zu erwartenden Ertrags muss die Strahlungsleistung bzw. der Ertrag auf die geneigte Fläche berechnet werden. Unter Einbeziehung des Sonnenhöhenwinkels γ_S und des Aufständigungswinkels β beschreibt Mertens die direkte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Fläche mit der direkten Globalstrahlung auf die horizontale Fläche:⁴⁴

$$E_{Direkt_Gen} = E_{Direkt_H} \cdot \frac{\sin(\gamma_S + \beta)}{\sin(\gamma_S)} \quad (8)$$

Da dieses Verhältnis jedoch nur den direkten Strahlungsanteil beschreibt, muss zusätzlich der diffuse Anteil berechnet werden. Unter der Annahme, dass die diffuse Strahlung im gesamten Himmelsraum gleich ist, beschreibt Mertens die diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche mit:

$$E_{Diffus_Gen} = E_{Diffus_H} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos(\beta)) \quad (9)$$

Daraus summiert sich die Strahlungsleistung auf die geneigte Fläche:

$$E_G = E_{Direkt_Gen} + E_{Diffus_Gen} = E_{Direkt_H} \cdot \frac{\sin(\gamma_S + \beta)}{\sin(\gamma_S)} + E_{Diffus_H} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos(\beta)) \quad (10)$$

Die Globalstrahlung H setzt sich aus einem direkten und einem diffusen Strahlungsanteil auf einer horizontaler Fläche zusammen. Bei einer geneigten Fläche trifft jedoch auch Strahlung auf den umliegenden Boden und Objekte in der Umgebung und wird von dort, in einem spezifischen Anteil, auf die Generatorfläche reflektiert. Dieser Wert der Reflektion wird über die Albedo-Konstante beschrieben (vgl. Tabelle 2).⁴⁵

Tabelle 2: Albedowerte unterschiedlicher Untergrundarten [Mertens, 2013]

Material	Albedo ALB	Material	Albedo ALB
Gras (Juli, August)	0,25	Asphalt	0,15
Rasen	0,18...0,23	Beton, sauber	0,30
Unbestellte Felder	0,26	Beton, verwittert	0,20
Wälder	0,05...0,18	Schneedecke, neu	0,80...0,90
Heidefläche	0,10...0,25	Schneedecke, alt	0,45...0,70

Somit muss zusätzlich zu der direkten und diffusen Einstrahlung die einfallende reflektierte Strahlung auf die Generatorfläche hinzugerechnet werden:

$$E_{Refl_Gen} = E_G \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos(\beta)) \cdot ALB \quad (11)$$

Die Gesamtstrahlungsleistung auf die geneigte Generatorfläche setzt sich somit wie folgt zusammen:

$$E_{G_Ges} = E_{Direkt_Gen} + E_{Diffus_Gen} + E_{Refl_Gen} \quad (12)$$

⁴⁴ Mertens, 2013, S. 48 ff.

⁴⁵ Mertens, 2013, S. 51 ff.

Mit dieser Summe lässt sich spezifisch für jeden Standort die Strahlungsleistung auf eine geneigte Generatorfläche berechnen und daraus die Globalstrahlungssumme auf diese Fläche ermitteln. Grundvoraussetzungen hierfür sind die Werte des Aufständigungswinkel β der Generatorfläche, der Sonnenhöhenwinkel γ_S zu jedem Zeitraum der Bestrahlung, die direkten und diffusen Globalstrahlungswerte für den entsprechenden Ort der Generatorfläche sowie der Albedowert für den umliegenden Untergrund.⁴⁶

Wirkungsgrade der Komponenten

Einen maßgeblichen Einfluss auf den Stromertrag einer PV-Anlage hat, neben der standortbasierten Strahlungseinwirkung, der elektrische Wirkungsgrad der Komponenten. Bei einer PV-Anlage sind lediglich der Wirkungsgrad der PV-Module und der Wirkungsgrad der Wechselrichter ausschlaggebend insofern zuvor beschriebene Stromkabel der Auslegung der Anlage entsprechend gewählt wurden.

Wechselrichter haben bei der Umwandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom geringe Leistungsverluste (vgl. Anhang 2) und erreichen somit einen hohen maximalen Wirkungsgrad:⁴⁷

$$\eta_{WR} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \approx 98,6 \% \quad (13)$$

PV-Module erreichen dagegen jedoch einen weit geringeren Wirkungsgrad (vgl. Anhang 1). Der Wirkungsgrad der Module gibt das Verhältnis aus elektrisch umgewandelter Nennleistung zur eingesetzten Strahlungsleistung auf die bestrahlte Fläche wieder:⁴⁸

$$\eta_{PV-Modul} = \frac{P_{Nenn}}{E_{STC} \cdot A_{PV}} = \frac{320 \text{ W}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 1,68 \text{ m}^2} \approx 19 \% \quad (14)$$

Der Berechnung wird der Strahlungswert unter STC zugrunde gelegt.

Ertrag einer Photovoltaikanlage

Der ideale Ertrag einer PV-Anlage W_{PV} [$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$] ist, wie zuvor beschrieben, abhängig von der Globalstrahlungssumme auf die Generatorfläche, der betreffenden Fläche an sich sowie dem Wirkungsgrad der verbauten Komponenten:⁴⁹

$$W_{PV_ideal} = H_{G_Gen} \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{WR} = \frac{H_{G_Gen} \cdot P_{Nenn} \cdot \eta_{WR}}{E_{STC}} \quad (15)$$

Durch verschiedene Faktoren wie Modulerwärmung (vgl. Kapitel 2.1), Verschmutzungen, Verschattungen oder kleineren elektrischen Ausfällen kann es bei einer PV-Anlage jedoch zu Leistungsverlusten oder -abweichungen kommen. Da diese nicht für jeden Zeitpunkt prognostiziert und berechnet werden können, wird der ideal mögliche Ertrag W_{PV_ideal} über einen Faktor, den Performance Ratio, in einen realitätsnahen Ertrag W_{PV_real} umgewandelt.

⁴⁶ Mertens, 2013, S. 51

⁴⁷ Quaschnig, 2019, S. 236 ff.

⁴⁸ Mertens, 2013, S. 105

⁴⁹ Quaschnig, 2019, S. 247

Bei einer durchschnittlichen PV-Anlage mit wenig Abschattungsverlusten und einer guten Belüftung wird ein Standardwert von 0,75 angesetzt. Eine schlechte Anlage hätte den Wert 0,5, eine bestmögliche Anlage den Wert 0,85.⁵⁰

$$W_{PV_real} = PR \cdot W_{PV_ideal} \quad (16)$$

Für die Berechnung dieses sehr präzisen Ertrags einer PV-Anlage sind umfangreiche Informationen über die spezifische Anlage und den Standort notwendig. Die Werte der Globalstrahlungssumme bzw. der Strahlungsleistung spielen eine grundlegende Rolle und können anhand von Strahlungstabellen (vgl. Tabelle 1) oder Strahlungskarten ermittelt werden. Viele Simulationsprogramme verwenden direkt die Daten von Wetterdiensten, um eine noch präzisere Simulation erzeugen zu können.

In dieser Berechnung ist bisher jedoch die Aufständigung als Neigungswinkel der Generatorfläche eingeflossen. Die Ausrichtung der Generatorfläche wurde zunächst außer Acht gelassen. Aufgrund der Komplexität der Einberechnung von Aufständigungswinkel und Neigungswinkel im Zusammenhang mit einem konkreten Standort soll in Bezug auf das Ziel dieser Arbeit auf eine Formel von Quaschning⁵¹ zurückgegriffen werden:

$$W_{PV} = \frac{H_{Global} \cdot f_{Neigung} \cdot P_{Nenn} \cdot PR}{1 \frac{kW}{m^2}} \quad (17)$$

Der Funktionswert $f_{Neigung}$ lässt sich aus folgendem Diagramm ablesen:

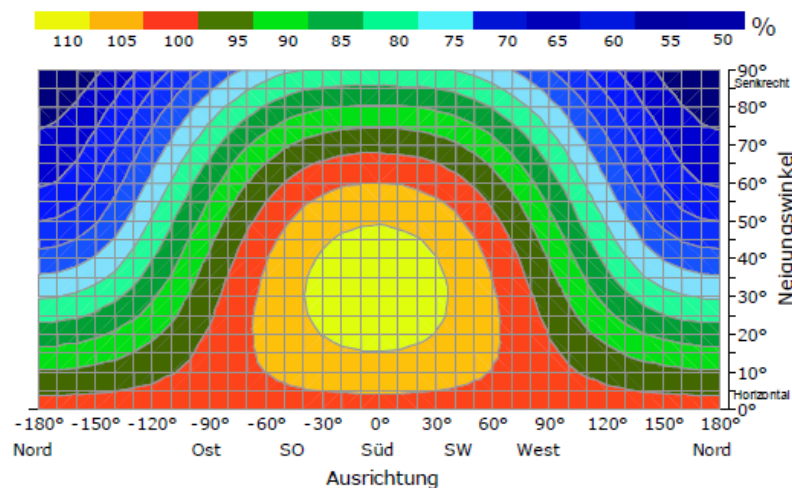


Abbildung 12: Funktionswert der Bestrahlung im Zusammenhang mit Ausrichtung und Neigung der Generatorfläche für Berlin [Quaschning, 2010]

Die hier aufgelisteten Werte beziehen sich auf den Standort Berlin, sollen jedoch aufgrund der Komplexität einen Neigungsfaktor für jeden spezifischen Standort eines Projektes zu bestimmen für diese Ausarbeitung repräsentativ für ganz Deutschland gelten.

⁵⁰ Quaschning, 2010, S. 121

⁵¹ Quaschning, 2010, S. 122

3. PV bei der Adler Smart Solutions

Die ADLER Smart Solutions GmbH ist ein unabhängiges Beratungs- und Planungsunternehmen in den Bereichen Photovoltaik und Ladelösungen für Elektromobilität. Das Unternehmen bietet einen sogenannten „Rundumservice“ und kann somit gegebenenfalls auch als Investor, Generalunternehmer und Marktakteur fungieren und Projekte selbst umsetzen. Das Vorhaben zur Errichtung und Installation einer Photovoltaikanlage auf einer Dachfläche eines Gebäudes wird in dieser Ausarbeitung als Projekt bezeichnet. Ein Interessent oder potenzieller Kunde wendet sich mit einem möglichen Projekt an das Unternehmen.

Zu einer Projektumsetzung gehört der vollständige Aufbau der Photovoltaikanlage, inklusive DC- und AC-Teil, sowie der Unterstützung des Kunden in allen Bereichen, die mit der PV-Anlage in Zusammenhang stehen. Die Projektumsetzung kann für das Unternehmen die Beauftragung von Subunternehmen mit spezifischen Aufgabenbereichen wie der Installation des DC-Teils der PV-Anlage oder der Beauftragung eines Installateurs für den AC-Teil (siehe Kapitel XY) beinhalten. Zusätzlich müssen sämtliche Komponenten eingekauft und bereitgestellt werden. Je nach Szenario kann die Adler Smart Solutions dies individuell koordinieren und wirtschaftlich darstellen. Sowohl mit den Kunden als auch mit sämtlichen beteiligten Unternehmen werden Verträge über die angebotenen und zu erbringenden Leistungen sowie deren Kosten abgeschlossen und nach diesen Vorgaben umgesetzt.

Bevor es zu einer Umsetzung eines Projektes kommt, muss jedoch ein potenzieller Kunde Kontakt zu der Adler Smart Solutions aufnehmen. Dieser Vorgang geschieht in den meisten Fällen zunächst telefonisch. Der Kunde bekundet sein Interesse an der Installation einer PV-Anlage auf einer, in den meisten Fällen seiner eigenen, Dachfläche. Die Gründe hierfür können stark variieren. Viele Kunden haben von der möglichen Nutzung einer PV-Anlage als Wertanlage gehört und wollen sich dahingehend informieren. Andere Kunden wollen eine Hybridlösung und sehen neben der Wertanlage die Möglichkeit einer grünen Energieversorgung. Als Beratungsunternehmen versucht jeder Mitarbeiter den Interessenten bereits an diesem Punkt über das spezifische Projekt zu informieren und Möglichkeiten aufzuzeigen. Eine tatsächliche Wirtschaftlichkeit kann telefonisch und ohne genaue Analyse des betreffenden Daches und der Gesamtsituation des Projektes nicht dargestellt werden. Sämtliche Aussagen in diesem Gespräch sind rein spekulativ und allgemein gehalten gültig. Diesen Erstkontakt mit dem Kunden kann jeder Mitarbeiter der Adler Smart Solutions durchführen. Für eine konkrete Prüfung der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Umsetzung eines Projektes muss immer geschultes Personal, etwa ein Ingenieur, dieses betrachten. Für eine präzise Einschätzung und Planung eines Projektes wird die Statik des Gebäudes geprüft eine Netzverträglichkeitsprüfung über den Netzbetreiber durchgeführt auf Grundlage der vollständigen Gebäudepläne mit AutoCAD eine Auslegung geplant und die Wirtschaftlichkeit des Projektes mit PV*SOL® dargestellt. Zusätzlich war mindestens ein Ingenieur vor Ort und hat den Standort des Projektes etwa auf Anschlussmöglichkeiten der PV-Anlage, Unterbringung der Wechselrichter und Zustand des Daches geprüft.

Dies beansprucht viel Zeit und Arbeitsaufwand eines gut geschulten Personals. Der Zeit- und wirtschaftliche Aufwand wäre zu groß, um dies bei jedem potenziellen Projekt durchzuführen. Daher wird der Kunde noch im Erstgespräch darum gebeten, einen Fragebogen (siehe Anhang 3) auszufüllen.

Mithilfe der Informationen aus diesem Fragebogen und eines Satellitenbildes von Google Maps kann nun eine PV-Anlagenplanung über PV*SOL® erstellt und bepreist werden.

3.1 PV*SOL® als Planungssoftware

Die Adler Smart Solutions GmbH verwendet zur Erstausslegung von PV-Projekten die Planungs- und Simulationssoftware „PV*SOL® Premium“ der Valentin Software GmbH. Diese Software erlaubt Ertragssimulationen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen, wenn gewünscht mithilfe von 3D-Visualisierung, von PV-Anlagen durchzuführen. Diese Planung und Simulation ersetzt keineswegs eine vollständige Auslegung mit Programmen wie AutoCAD, ist jedoch wesentlich zeitsparender und bringt eine wirtschaftliche Betrachtung des Projektes mit sich.

Für die Planung der Anlage kann die Software ein Satellitenbild auf Basis von Google Maps erzeugen, als Bild festhalten und den Maßstab automatisch einfügen. Anschließend können auf dieser erzeugten Ebene Gegenstände oder Gebäude platziert werden.

In Abbildung 13 wurde ein einfaches Gebäude in den Maßen 100 m x 50 m (L x B) mit einem Flachdach auf der Ebene platziert. Dieses Gebäude soll jetzt sowie auch im Verlauf dieser Ausarbeitung als Praxisbeispiel dienen.

In der Praxis sind nur selten Flachdächer ohne jegliche Objekte auf dessen Oberfläche zu finden. Zur Veranschaulichung wurden auch in Abbildung 13 Hindernisse als Objekte erzeugt, um einem realen Gebäude zu entsprechen. Diese Blöcke haben die Maße von 2 m x 2 m x 1 m (L x B x H). Je detaillierter die zur Verfügung stehenden Informationen zu den Hindernissen bei einem Projekt, desto präziser die Simulation im Anschluss.

Nach der Erzeugung aller Hindernisse und zu sperrenden Bereiche können Photovoltaikmodule

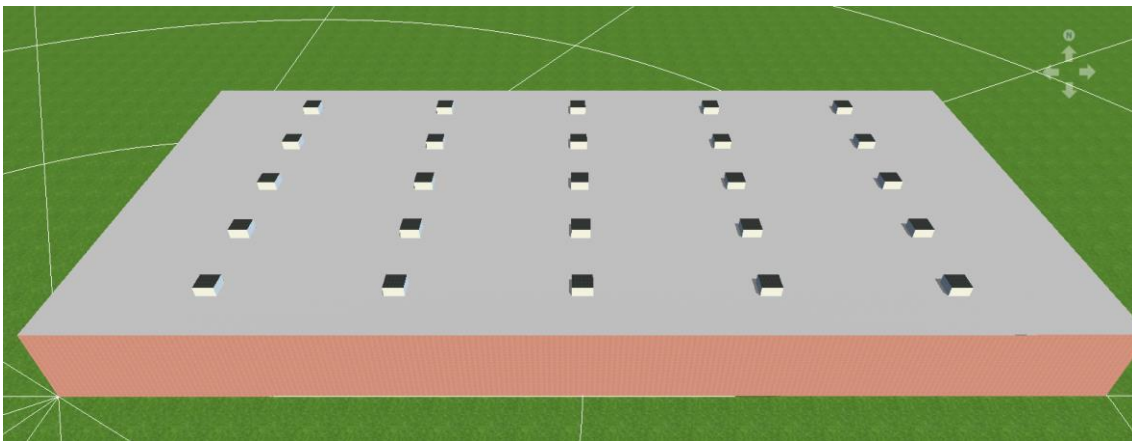


Abbildung 13: Einfaches Gebäude mit Flachdach und Hindernissen [PV*SOL®, eigene Darstellung]

inklusive derer Unterkonstruktion auf der Fläche platziert werden. PV*SOL® bietet eine umfangreiche Datenbank an Komponenten inklusive aller Maße und Kenndaten, sodass die Planung sehr nah an der Umsetzung erfolgen kann.

Mithilfe einer Verschattungssimulation kann nun festgestellt werden ob Module über den Verlauf eines Tages verschattet werden. Dabei werden sowohl Objekte auf der Dachfläche als auch umstehende Gebäude und Objekte berücksichtigt, insofern diese zuvor erzeugt wurden. PV*SOL® nutzt zur Berechnung des Verschattungsgrades von Modulen durch Objekte die „Vektorbasierte Berechnung der Schatten auf Modulebene für jeden Punkt der nahen Objekte“.⁵² Mithilfe des „Polygon-Clipping“ nach Quaschnig⁵³ wird jedes Modul einzeln betrachtet, der Schattenwurf auf die Modulfläche zugeschnitten und das Verhältnis von Schattenschnitt zu Modulfläche als Verschattungsgrad ausgegeben (vgl. Abbildung 12).

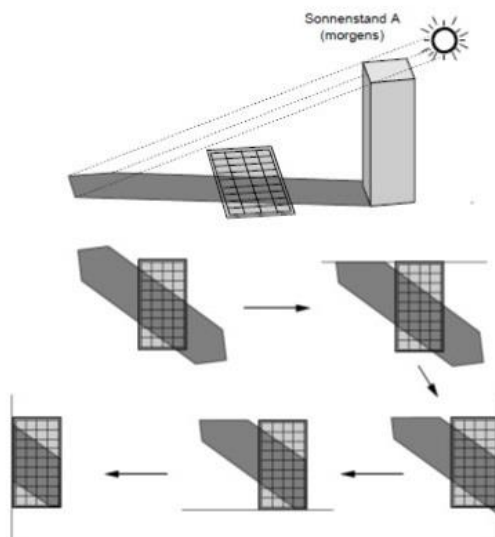


Abbildung 14: Modulverschattung und Polygon-Clipping [Quaschnig, 1996]

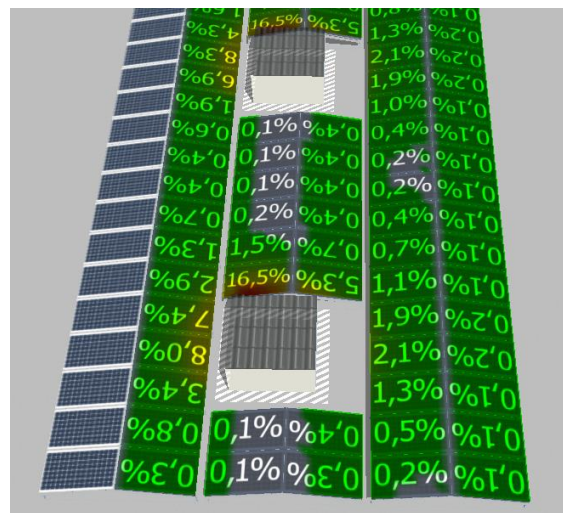


Abbildung 15: Verschattungshäufigkeiten [PV*SOL®, eigene Darstellung]

Der Verschattungsgrad trägt, je nach Anzahl der verschatteten Zellstrings eines Moduls, maßgeblich zur Leistungsreduktion einer PV-Anlage bei. Auf Abbildung 13 sind die unterschiedlich ausgeprägten Verschattungshäufigkeiten der Module farblich und über einen Prozentsatz markiert. Besonders hohe Verschattungshäufigkeiten sollten vermieden und entsprechende Module unter Umständen verschoben oder weggelassen werden (vgl. Kapitel 2.3 zum Thema Verschattung).

Mit einer mit Modulen ausgestatteten und anhand von Verschattungssimulation optimierten Dachfläche, kann nun mit der Verschaltungsplanung begonnen werden. In diesem Schritt werden Wechselrichter aus der Datenbank gewählt, um die Module simulativ an diese anzuschließen. Mittels einer automatischen Verschaltungsfunktion werden die Wechselrichter dimensioniert. Eine manuelle Berechnung der Spannungs-, Strom- und Leistungsdimensionierung (vgl. Kapitel 2.2) ist nicht nötig. Auf eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Überdimensionierung sollte dennoch geachtet werden, um eine Minderleistung oder Kosten zu vermeiden.

⁵² Valentin Software GmbH, 2020

⁵³ Quaschnig, 1996, S. 133 ff.

Mit dieser Planung berechnet PV*SOL® für einen zuvor angegeben Standort jetzt die möglichen Stromerträge abzüglich aller Verschattungsverluste über ein Jahr. Dies beendet die 3D-Simulation.

In Abbildung 16 wurde der Simulation ein Lastprofil hinzugefügt. Es handelt sich bei dieser PV-Anlage somit repräsentativ um eine Anlage in Überschusseinspeisung. Das hier gewählte Lastprofil entspricht einem durchschnittlichen Gewerbe, etwa einer Werkstatt mit einem Lastzeitraum zwischen 8 und 18 Uhr. Der jährliche Energieverbrauch ist für diese Auslegung mit 150.000 kWh festgelegt. Den Strom bezieht das Gewerbe zu einem Strompreis von 22,18 €/kWh.

In PV*SOL® kann mithilfe des Lastgangs eine Prognose zum Anteil des Eigenverbrauchs grafisch dargestellt werden (siehe Abbildung 16).

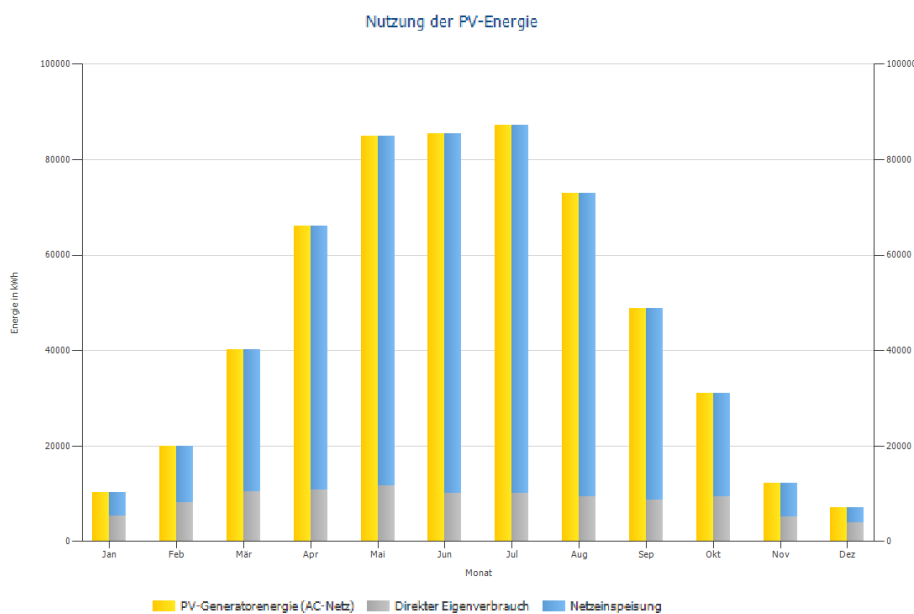


Abbildung 16: Prognose zur Nutzung der erzeugten PV-Energie [PV*SOL®, eigene Darstellung]

Hier ist die monatlich erzeugte Energiemenge in kWh den Anteilen an selbst verbrauchter und in das Netz eingespeister Energie gegenübergestellt. In diesem Beispiel liegt dieser Anteil bei ca. 18,3 % und damit erfahrungsgemäß vergleichsweise niedrig, was sich in den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsberechnung widerspiegelt. Da der Eigenverbrauch (EV) trotz der EEG-Umlage wirtschaftlich sinnvoller ist als eingespeister Strom, sollte auf einen möglichst hohen EV-Anteil geachtet werden. Entsprechend trägt die Eigenverbrauchsquote maßgeblich zu einer hohen Rendite bei. Eine Reduzierung der Gesamtleistung der Photovoltaikanlage kann den Eigenverbrauchsanteil erhöhen und somit die Rendite steigern. Die Anlagengröße und der benötigte Investitionspreis würden sich in diesem Fall reduzieren, der EV-Anteil jedoch erhöhen. Daraus folgt wiederum eine Besserung der Gesamtkapitalrendite. Je nach Lastprofil des Kunden kann jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt genügend Strom über den Werktag erzeugt bzw. verbraucht werden, sodass eine Eigenverbrauchsquote von 100 % selten

erreicht wird. In der Regel wird immer ein Anteil des erzeugten Stromes in das Netz eingespeist insofern der Verbraucher keine hohe Grundlast hat.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist von den in Kapitel 2.3 beschriebenen ertragsorientierten standortabhängigen Faktoren abhängig. Zudem ist für die Wirtschaftlichkeit der Anlage der Lastgang eines eventuellen Verbrauchers, das EEG-Inbetriebnahmedatum für die EEG-Vergütung des eingespeisten Stroms, der Strombezugspreis, sowie auch der Kaufpreis der Anlage entscheidend. Diese Faktoren sind kundenspezifisch bzw. spezifisch für den Verkaufspreis, den die Adler Smart Solutions dem Kunden anbieten kann. Mit der bisher erstellten Planung erhält man bei einem frei gewählten Anlagenkaufpreis von 1500 €/kWp, das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung (Abbildung 17).

Wirtschaftlichkeit	
Gesamtkapitalrendite	6,23 %
Erlöse und Einsparungen	53456,3 €/Jahr
Kumulierter Cashflow	548.795,70 €

Systemintegration	
Netzbezug	46.663 kWh/Jahr

Abbildung 17: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung [PV*SOL®, eigene Darstellung]

Zu erkennen ist eine Gesamtkapitalrendite von 6,23 % sowie sämtliche Erlöse und Einsparungen in €/Jahr und der insgesamt erzeugte Cashflow als Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit. Die Erlöse und Einsparungen spiegeln den monatlichen Gewinn wider und setzen sich aus der EEG-Vergütung, der Ersparnis von eigengenutztem und nicht aus dem Stromnetz bezogenen Strom, der EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom (vgl. Kapitel 2.2) und dem Stromtarif des Kunden zusammen. Das Gesamtkapital stellt die Investitionskosten für die PV-Anlage dar.

Der Cashflow beschreibt das gesamte im Betrachtungszeitraum aus den Erlösen und Einsparungen erwirtschaftete Kapital nach Erreichen der Amortisationszeit.

Die Amortisationszeit definiert den Zeitpunkt, in dem der Kapitalwert der Investition, also die Summe der negativen Investitionssumme (**IS**) der Anlage und aller positiven Erlöse und Einsparungen (**Ct**) gleich Null wird und somit die Summe der Erlöse gleich der Investitionssumme ist (Abbildung 18).

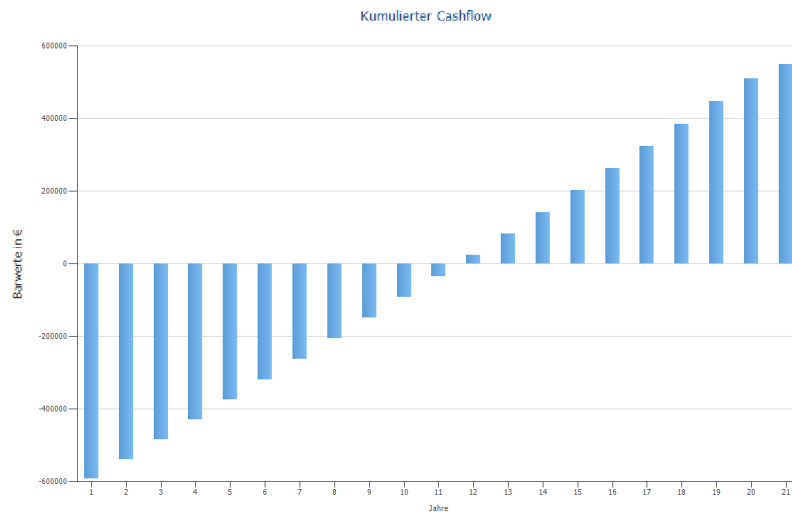


Abbildung 18: Grafische Darstellung der Amortisationszeit [PV*SOL®, eigene Darstellung]

Die Rentabilität einer Investition wird nach Winter⁵⁴ grundlegend über das Verhältnis von jährlichem Gewinn zu eingesetztem Kapital festgelegt. Mit oben genannten Begriffen dargestellt:

$$\text{Rentabilität} = \frac{C}{IS} \cdot 100 \% \quad (18)$$

Diese Rechnung stellt aber ein statisches Verhältnis dar. Tatsächlich kann der jährliche Gewinn in der Photovoltaik variieren, sodass die Berechnungsmethode dynamischer ausfallen muss. Laut Aussage der Valentin Software GmbH rechnet PV SOL® über die interne Zinsfußmethode, welche auch für die Berechnung der Rentabilität in dieser Ausarbeitung genutzt werden soll:⁵⁵

$$KW = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} - IS = 0 \quad (19)$$

Der interne Zinsfuß (i) ist in diesem Fall gleichzeitig die Gesamtkapitalrendite der Geldanlage. PV SOL® löst diese Gleichung über ein Iterationsverfahren, bei dem der Zinsfuß solange erhöht wird, bis der Kapitalwert (kurz: KW) der Anlage gleich Null wird. Dieser Zinssatz ist gleichzusetzen mit der Gesamtkapitalrendite. Auf diese Weise kann der jährliche Gewinn dynamisch in die Rechnung einfließen.

⁵⁴ Winter, 2013

⁵⁵ Valentin Software GmbH, 2020

3.2 Darstellung der Problematik

In den vorangegangenen Kapiteln und Unterkapiteln wurde das Thema der Photovoltaik im generellen sowie als Geschäftszweig der Adler Smart Solutions GmbH dargestellt und die Planung einer Photovoltaikanlage mithilfe des Planungs- und Simulationsprogramms PV SOL® erläutert. Diese Ausführung ist hinreichend vollständig und auf die wichtigsten Kriterien dieser Arbeit beschränkt. Eine vollständige Erläuterung aller Arbeitsschritte im Unternehmen und aller Möglichkeiten von PV SOL® müssen zur Zielerreichung nicht dargestellt werden. Der erforderliche Arbeits- und Zeitaufwand der umfänglichen Erläuterung stehen dem Ergebnis unverhältnismäßig hoch gegenüber.

Dies ist auch im täglichen Geschäft bei der Adler Smart Solutions der Fall. Jeder Mitarbeiter benötigt eine umfangreiche Einweisung in die Arbeitsprozesse und in die Thematik der Photovoltaik. In einem kundenorientierten Unternehmen wie der Adler Smart Solutions darf die Qualität des Produkts nicht unter einer hohen Auftragslage leiden. Jeder Mitarbeiter muss dahingehend geschult sein, die Arbeitsprozesse in technischer und wirtschaftlicher Sicht nachvollziehen und qualitativ hochwertig bearbeiten zu können. Dies bedeutet, dass Mitarbeiter entweder sehr präzise in die Prozesse eingearbeitet oder gewisse Schlüsselqualifikationen besitzen und prozessintegrierend dennoch, wenn auch in geringerem Maße, mit den Arbeitsschritten vertraut gemacht werden müssen.

In beiden Fällen ist ein enormer Zeit- und Kostenaufwand nötig. Qualifiziertes Personal erzeugt hohe Personalkosten. Der Zeiteinsatz von qualifiziertem Personal auf ein Projekt ist somit kostenintensiv. Der Einsatz von ungeschultem Personal bedeutet zunächst geringere Personalkosten, verlangt aber einen höheren Zeitaufwand, um eine gleichbleibende Qualität des Produktes konstant zu gewährleisten.

Bis dato nutzt die Adler Smart Solutions einen Fragebogen, um Kundenaussagen zu einem Projekt zu erhalten. Diese müssen nach Erhalt an Fachpersonal übergeben, das Projekt mit PV SOL® simuliert und anschließend beurteilt werden. Für die Adler Smart Solutions bedeutet dies einen erheblichen Personal- und Zeitaufwand, um ein im schlimmsten Fall nicht umsetzbares oder unwirtschaftliches Projekt zu beurteilen.

In dieser Arbeit stellen die Betrachtung und Einschätzung von PV-Projekten sowie die Darlegung der Rentabilität und Umsetzbarkeit eines PV-Projektes gegenüber einem Kunden das Produkt der Adler Smart Solutions dar. Eine Bindung von Personal an diesen Prozess verursacht aufgrund des Zeiteinsatzes unumgängliche Kosten. In dieser Arbeit soll eine Möglichkeit entwickelt werden, den nötigen Zeit- und Kostenaufwand für den genannten Prozess zu verringern und eine Vergleichbarkeit von PV-Projekten zu schaffen.

4. Darstellung der Methodik

Eine präzise und vollumfassende Betrachtung ist in technischer Hinsicht erst bei einem Termin vor Ort und der Auseinandersetzung mit dem ansässigen Netzbetreiber möglich. Eine grundlegend technische und wirtschaftliche Betrachtung kann jedoch unter Beachtung der zuvor genannten Faktoren und Voraussetzungen gegenüber einer Simulation mit PV SOL[®] vereinfacht und beschleunigt werden. Die zeit- und somit kostenintensive Bindung von Personal durch eine Simulation mit PV SOL[®] kann somit vermieden und in vereinfachter Darstellung auch von ungeschultem Personal anhand von Kundenaussagen durchgeführt werden.

Die Adler Smart Solutions verwendet für die Erstbefragung der Kunden derzeit einen Fragebogen (siehe Anhang 3), insofern die Informationen zu dem Projekt nicht telefonisch vollständig bzw. ausreichend eingeholt wurden. Dieser Fragebogen gibt derzeit wenig Informationen zur Erfolgswahrscheinlichkeit der Projektumsetzung und zur Projektgüte her. Letztere muss erst mit PV SOL[®] ausgewertet werden.

Der aktuelle Fragebogen gibt ein starres Muster zur Beantwortung der Fragen vor. Meist müssen die Fragen präzise beantwortet werden. Bei Unwissen über die befragten Informationen werden die betreffenden Felder offengelassen, sodass keine Entscheidungsgrundlage zur Einschätzung der Projektqualität vorliegen kann.

Daher soll dieser Fragebogen erweitert und angepasst werden. Er soll, abweichend vom Original, in einigen Punkten mehr Spielraum für Schätzungen lassen, da der Kunde unter Umständen keine präzisen Daten vorliegen hat. In gewissem Maße soll der Kunde unterstützt und ihm bereits Entscheidungsvorschläge vorgelegt werden. Schlussendlich soll dennoch eine Situationsanalyse erfolgen und die Projektwürdigkeit messbar gemacht werden. Dies kann nach *Winter* durch ein semi-quantitatives Verfahren, dem AHP (analytisch hierarchischen Prozessansatz), beschrieben werden.⁵⁶

AHP-Ansatz

Bei dieser analytischen Bewertungsmethodik wird dem Kunden ein Projektlösungsvorschlag geliefert.⁵⁷ Zuvor müssen die Eckdaten des Projektes ermittelt werden. Zur Ermittlung der Eckdaten werden dem Kunden für vordefinierte Parameter jeweils zwei Entscheidungsmöglichkeiten vorgelegt und erklärt. Die Parameter und Entscheidungsmöglichkeiten werden mit jeder Entscheidung spezifischer und ergeben somit ein hierarchisches Muster. Am Ende der Entscheidungskette steht eine Konzeptlösung für eine Projektumsetzung anhand der eingetragenen Kundendaten.

⁵⁶ **Winter, 2013, S. 136**

⁵⁷ **Winter, 2013, S. 148**

Der große Nachteil dieses Ansatzes ist die fehlende Dynamik in den Entscheidungsmöglichkeiten und somit auch im Endergebnis. Bei dieser Art von Projekt kann eine Entscheidungsfreiheit zwischen zwei Optionen ungenügend sein und zu Ungenauigkeiten führen. Darüber hinaus werden für diesen Ansatz sehr viele Lösungsvarianten aufgestellt, um den speziellen Gegebenheiten möglichst vieler Projekte zu entsprechen. Anwendungsorientierter ist die Aufstellung einer Nutzwertanalyse als analytische Bewertungsmethode bzw. eine Abwandlung dieser.

Nutzwertanalyse

Die Nutzwertanalyse ist nach Winter ein sogenanntes Scoring-Modell, mit dem sich Projekte, ursprünglich Ideen, „im Hinblick auf das erwartete Erfolgspotenzial bewerten“⁵⁸ und vergleichen lassen. Dabei können zuvor definierte Kriterien aufgestellt und Aussagen anhand des Kriteriums bewertet werden. Diese Bewertung stellt einen Punktwert dar. Je nach Nutzen des Kriteriums für eine Idee werden diese Punkte mit einer Gewichtung versehen. Von der Anzahl, Art und Zielführung der Kriterien sind keine Grenzen gesetzt und können frei angepasst werden. Als Gesamtergebnis werden die gewichteten Punktzahlen aus allen Kriterien summiert. Dieses Gesamtergebnis kann mit anderen Ideen verglichen werden.

Der große Vorteil dieses Modells ist die dynamische Anpassbarkeit der Bewertungsspektren für jedes einzelne Kriterium. Daraus ergibt sich zudem ein sehr variables Endergebnis als Punktzahl, was den Nutzen einer Idee als Wert darstellt.⁵⁹

Anpassung der Nutzwertanalyse

In dieser Ausarbeitung soll die Nutzwertanalyse abgewandelt und für eine projektbezogene Analyse der Rentabilität herangezogen werden. Jedes Kriterium erhält dementsprechend eine Punktzahl und Gewichtung für die Relevanz am Projekt. Weiterhin sollte jedes Kriterium mit einem zusätzlichen Faktor versehen werden, der einen Risikobeiwert dieses Kriteriums darstellt, da die Möglichkeit besteht, dass die Analyse eines Projektes mit unvollständigen oder unpräzisen Daten durchgeführt wird.⁶⁰

Im Zuge dieser Analyse wird zum einen ein Scoring-Wert ermittelt, um weiterhin dem Charakter einer Nutzwertanalyse zu entsprechen und das Projekt mit einer Punktzahl vergleichbar zu anderen Projekten zu machen. Die Rentabilität des PV-Projektes wird über eine Punktzahl bewertbar gemacht. Zusätzlich soll anhand der eingegebenen Daten eine Einschätzung des Stromertrags im Jahr, sowie die mögliche Gesamtkapitalrendite des Projektes ausgegeben werden. Die Berechnung der Gesamtkapitalrendite über die zuvor beschriebene interne Zinsfußmethode stellt ein quantitatives Verfahren der Investitionsrechnung dar.⁶¹ Als Ergänzung zur Punktzahl wird somit eine Einschätzung der wirtschaftlichen Güte des Projektes getroffen.

Der derzeit genutzte Fragebogen soll im Sinne der angepassten Nutzwertanalyse in die Form einer Entscheidungsmatrix umgewandelt werden. Dem Kunden wird eine PDF-Datei ausgehändigt, welche den Fragebogen darstellt und optisch der Entscheidungsmatrix in einer

⁵⁸ Winter, 2013, S. 147

⁵⁹ Winter, 2013, S. 147

⁶⁰ Zirkler, et al., 2019, S. 63 ff.

⁶¹ Winter, 2013, S. 135

Excel⁶²-Datei entspricht. Jeder Eintrag des Kunden auf diesem Fragebogen soll zur Umsetzung des Excel-basierten Bewertungstools von einem Mitarbeiter der Adler Smart Solutions in die Matrix eingepflegt werden, um das Ergebnis der Analyse auszugeben. Im Rahmen dieser Arbeit kann jedoch nicht jeder einzelne Einflussfaktor berücksichtigt und technisch in Excel umgesetzt werden. Daher werden die zuvor genannten Faktoren im Anschluss kurz diskutiert, eingegrenzt und definiert.

4.1 Eingrenzung/Darstellung der Einflussfaktoren

In Kapitel 2 wurden viele der Variablen in der Gestaltung, der Umsetzungswahrscheinlichkeit und der Rentabilität eines Photovoltaikprojektes dargelegt. Zur Entwicklung des kosten- und zeitsparenden Tools zur Einschätzung der Rentabilität von Photovoltaikprojekten anhand von Kundenaussagen sollen hinreichend viele Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Die gewählten Einflussfaktoren sowie deren Einfluss auf das Gesamtergebnis des Tools sollen in diesem Kapitel nun dargestellt werden. Aufgrund des Umfangs der Excel-Tabellen, werden zum Teil nur Ausschnitte der Berechnungen direkt im Fließtext gezeigt. Einen umfassenderen Einblick bieten die Anhänge, sowie das Tool selbst.

Bei der Gestaltung des Tools wurde auf eine praktische Anwendbarkeit und Benutzerfreundlichkeit geachtet. Die Eingabemaske ist daher im Tabellenprogramm „Microsoft Excel“ realisiert. Das ermöglicht dem Anwender das Tool in einem überschaubaren Zeitrahmen anzuwenden. Über die Eingabemaske werden alle Daten über ein Projekt ermittelt und automatisch verarbeitet. Diese Maske ist, wie zuvor erwähnt, in Anlehnung an den bereits existierenden Fragebogen der Adler Smart Solutions gestaltet (vgl. Kapitel 3). Neben Kundendaten und allgemeinen Projektdaten wird nach der verfügbaren Dachfläche gefragt. Nachfolgend werden die einzelnen Berechnungen der projektrelevanten Parameter beschrieben und erläutert. Die verfügbare Dachfläche bildet die Grundlage für die Errichtung und wird somit auch als erstes behandelt. Als Konsequenz der Ausführung in Kapitel 2.3 sollte im ersten Schritt eine Berechnung der möglichen Verschattungen darstellen.

Berechnung des Verschattungsabstands (Anhang 4)

Der Schattenwurf eines Objektes kann über die zuvor beschriebene Formel

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_S)} \quad (7)$$

dargestellt werden. Hiermit kann für eine beliebige Hindernishöhe eine Entfernung ermittelt werden, bei der keine direkte Verschattung durch das Hindernis mehr auftritt. Problematisch ist jedoch der Azimuthwinkel, der für jeden Standort spezifisch ist. Demnach müssten für jeden betreffenden Standort eine Datenbank in Excel eingepflegt werden. Da dies nicht praktikabel ist, wurde das Sonnenbahndiagramm für Berlin (Abbildung 10) der Berechnung zugrunde gelegt und für diese Berechnung auf ganz Deutschland bezogen.

⁶² Tabellenkalkulationsprogramm der Microsoft Corporation

Bei einem Sonnenhöhenwinkel von 14° (Dezember, Südausrichtung) und einer Hindernishöhe von 1 m muss der Abstand zwischen Hindernis und PV-Modul nach Formel 7 4,01 m betragen. Dieser Abstand ist nicht praktisch umsetzbar, zumal der benötigte Abstand proportional zur Hindernishöhe zunimmt. Daher wurde ein Akzeptanzbereich der Verschattung ermittelt. PV SOL® stellt den Grad der Verschattung mithilfe des „Clippings“ (vgl. Kapitel 3.1) dar. Durch ein Try-and-Error-Verfahren konnte ein Entfernungsabstand von mind. 1,4 m ermittelt werden, unter dem eine Verschattungshäufigkeit von max. 1 % erreicht wird. Dies stellt einen ersten Akzeptanzbereich dar.

Mithilfe von Formel 7 und dem Abstand von $d = 1,4$ m wurde der Azimuthwinkel von 35,54° ermittelt, der einem solchen Abstand zugrunde liegen würde. Dies entspricht einem Azimuthwinkel für Ende Februar in Berlin. Unter diesen Voraussetzungen wurden für die verschiedenen Hindernishöhen der Mindestabstand errechnet und in PV SOL® die Verschattungshäufigkeit gemessen (siehe Tabelle 3). Die maximale Verschattungshäufigkeit von 2,7 % bei einer Hindernishöhe von 3 m wurde als neuer Akzeptanzbereich festgelegt (vgl. Anhang 4).

Tabelle 3: Ergebnisbetrachtung Verschattungsabstand [Eigene Darstellung]

Hindernishöhe [m]	Hindernisabstand [m]	Verschattungshäufigkeit	Einheit
1,00	1,40	0,90	[%]
2,00	2,80	2,20	[%]
3,00	4,20	2,70	[%]
4,00	5,60	2,40	[%]
5,00	7,00	2,10	[%]
6,00	8,40	2,10	[%]
7,00	9,80	1,60	[%]

Diese Berechnung der Hindernisabstände fließt in die Berechnung der verfügbaren Dachflächen ein.

Dachflächenberechnung (Anhang 5)

In der Berechnung der verfügbaren Dachfläche müssen mehrere Faktoren gleichzeitig berücksichtigt werden. Zunächst wird über die Eingabemaske des Tools die Gesamtfläche des Daches in m^2 angegeben. Alternativ können Angaben zu zwei Dachkanten des Gebäudes getroffen werden, um auf diesem Wege ein rechteckiges Dach zu berechnen. Auf beiden Wegen ist die reine Grundfläche des Daches definiert worden.

Nun fällt von dieser Grundfläche als erstes ein geringer Sicherheitsabstand von hier gewähltem 1 m von jeder Dachkante ab. Je nach gewählter Grundfläche wird dieser Abstand individuell berechnet. Bei einfacher Angabe einer Grundfläche in m^2 muss daher eine Länge der Dachkante für den Rechenweg dennoch angegeben werden und wird als „Ersatzkante“ bezeichnet.

Neben diesem Randabstand fällt durch zuvor erwähnte Hindernisse, welche sich in unterschiedlicher Gestalt und Größe auf jedem Dach befinden, ein Großteil der nutzbaren Fläche weg. Ein Kunde muss nicht die exakte Fläche und auch nicht die Höhe sowie Gestalt eines jeden Hindernisses auf seinem Dach definieren können.

An dieser Stelle wird daher ein Kompromiss getroffen: Es wurden Voreinstellungen für Hinder-
nisflächen angefertigt, die einen prozentualen Anteil, der Gesamtfläche darstellen (Abbildung
19).

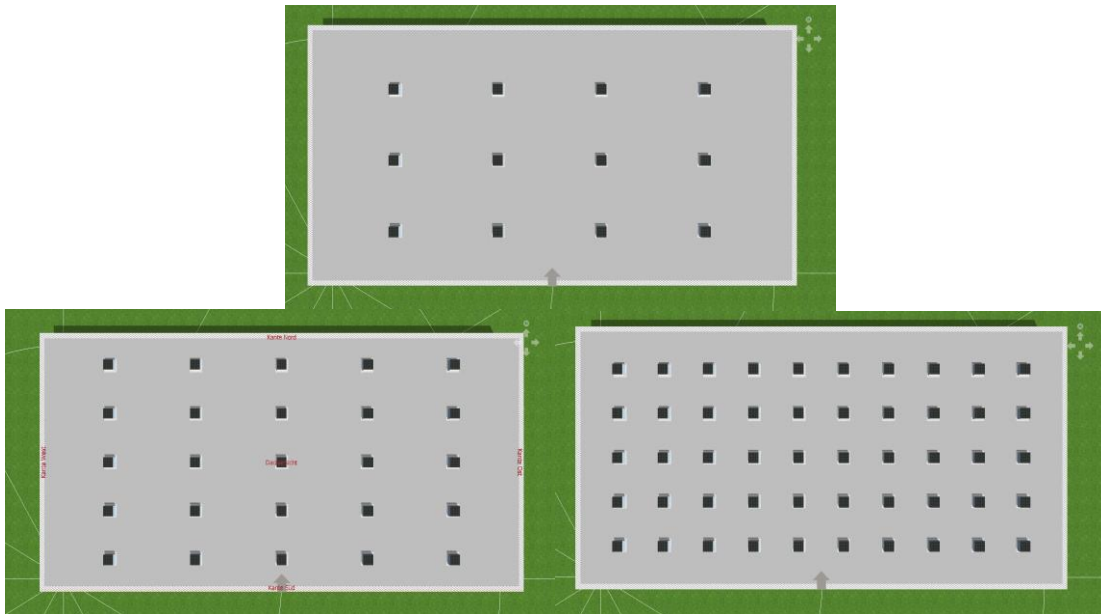


Abbildung 19: Presets für Hinderisflächen [PV*SOL®, eigene Darstellung]

Die Hinderis-„Presets“ stellen ca. 1 %, 2 % und 4 % der Gesamtdachfläche dar und enthalten eine entsprechende Anzahl von Hindernisblöcken, hier in der Dimension von 2 m X 2 m X 1 m (L X B X H) mit einem Sperrabstand von 0,3 m zu den Seiten. In der Eingabemaske kann ein Kunde angeben, ob sich Hindernisse auf seinem Dach befinden und wenn ja, welches Preset dem seines Daches rein optisch ähnelt. Daraus ergibt sich ein berechneter Flächenverlust und eine verfügbare Restfläche.

Zusätzlich zu der Grundfläche der Hindernisse haben diese auch einen Schattenwurf, welcher ebenfalls mit einbezogen werden muss. Aus der Verschattungsberechnung kann der benötigte Abstand zwischen Modul und Hindernis bestimmt werden, der je nach Hindernishöhe variiert. Die Hindernishöhe ist auf dem Fragebogen in der PDF durch den Kunden anzugeben und wird durch einen Mitarbeiter des Unternehmens in die Eingabematrix eingepflegt. Mit der Berechnung des Mindestabstands wird der Abstand bei Sonneinstrahlung aus der Südrichtung herangezogen. Um einen Abstand über den gesamten Tag und zu jedem Zeitpunkt im Jahr zu bestimmen, existieren umfangreiche Daten zu Sonnenverläufen. Dies ist zum derzeitigen Status des Tools nicht anwendbar. Daher wird jedes Hindernis mit seiner Höhe als „punktförmig“ betrachtet und ein Schattenwurf im Halbkreis mit dem Radius $R = d$ (Verschattungsabstand) um jedes Hindernis gezogen.

$$A_{Schatten} = \frac{\pi \cdot d^2}{2} \quad (20)$$

Dieser halbkreisförmige Schatten ist in seiner Fläche abhängig von der Hindernishöhe und wird mit der Anzahl der Hindernisse, also abhängig vom gewählten Preset, multipliziert. Daraus ergibt sich eine verschattete Fläche, die von der verfügbaren Dachfläche abgezogen wird. Als weiterer Flächenwegfall kann der Kunde eine Verschattung der Gesamtdachfläche durch andere Gebäude oder Bäume angeben

Strahlungswerte (Anhang 6)

Nachdem die verfügbare Dachfläche ermittelt wurde, kann eine mögliche Anlagengröße in kWp berechnet werden. Der Ertrag einer Anlage ist, wie in Kapitel 2 beschrieben, stark abhängig von der eintreffenden Globalstrahlung am Standort. Diese Werte lassen sich in Tabellen und bei Online-Dienstleistern auf Websites ermitteln, sind aber starr und individuell. Das Ziel ist es, eine Rentabilität eines Projektes individuell darzustellen.

Aus diesem Grund wurde nach einer Möglichkeit gesucht, einen Strahlungswert abhängig vom spezifischen Standort des Projektes individuell darstellen zu können. Die Wahl eines Postleitzahl-abhängigen Globalstrahlungswertes erwies sich hierfür als zielführend.

Globalstrahlungswerte werden von verschiedenen Wetterdiensten aufgenommen und in unterschiedlicher, oft kostenpflichtiger Form, zur Verfügung gestellt. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) erlaubt einen begrenzten kostenfreien Zugriff auf umfangreiche Daten, gibt diese jedoch nicht in einer für diese Ausarbeitung praktikablen Tabelle oder Liste aus. Stattdessen sind „Rasterdaten der Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene für Deutschland basierend auf Boden- und Satellitenmessungen“⁶³ hinterlegt. Diese Rasterdaten wurden 2018 in einer „räumlichen Auflösung“ von 1 km X 1 km aufgenommen und liegen in einem Rasterformat vor. Das Rasterformat kann als Projektion mit einem Geographisches Informationssystem (GIS) kompatiblen Programm dargestellt werden.

Daher wurde das Programm „ArcGIS Pro“ der Esri GmbH hinzugezogen, welches eine Datenvisualisierung und -Analyse von Rasterdaten erlaubt.

Die Einbindung der Rasterdaten allein bildet keine vollständige Karte ab und erlaubt keine Ausgabe der Strahlungsdaten in Abhängigkeit einer Postleitzahl. Somit wird eine Karte der Bundesrepublik Deutschland in ArcGIS eingepflegt. Anschließend wird ein Raster aller verzeichneter Postleitzahlen auf diese Karte als „Layer“ in Größe und Form projiziert (siehe Abbildung 20).

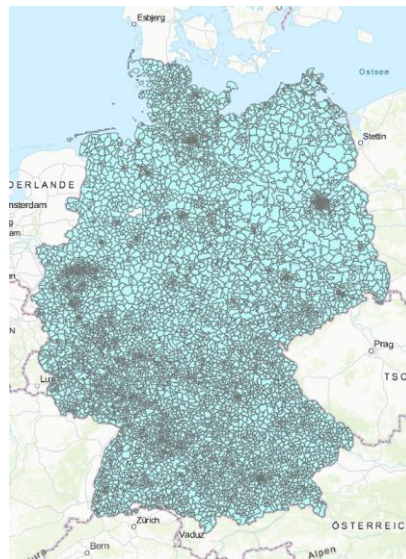


Abbildung 20: Karte der PLZ-Bezirke in Deutschland
[ArcGIS Pro, eigene Darstellung]

⁶³ Deutscher Wetterdienst, 2018

Anschließend können die Globalstrahlungsdaten im Rasterformat als weiterer Layer auf die Karte projiziert werden und somit eine visuelle Darstellung der Bestrahlungsstärken erlauben (Abbildung 21). Bei der Vereinigung beider Layer auf einer Ebene vermischen sich dessen Ansichten zu einer neuen Darstellung (Abbildung 22).



Abbildung 21: Darstellung der Globalstrahlung in D [ArcGIS Pro, Eigene Darstellung]

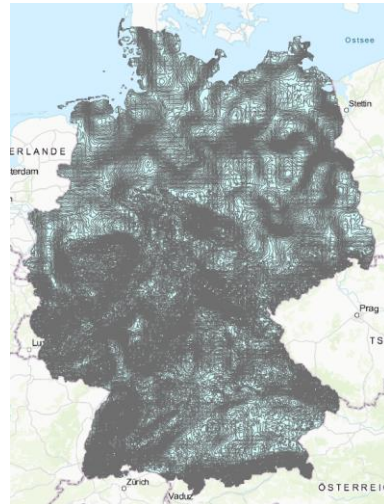


Abbildung 22: Darstellung der Globalstrahlung auf ein vorhandenes PLZ-Raster in D [ArcGIS Pro, Eigene Darstellung]

Aus dieser Darstellung lässt sich nun anschließend eine Tabelle aller vergebenen Postleitzahlen (PLZ) und dem dazugehörigen Strahlungswert ausgeben (siehe Tabelle 4 in stark verkürzter Form).

Tabelle 4: Abbildung Strahlungswerte nach Postleitzahl [DWD, eigene Darstellung]

Strahlungswert (kWh/m ²)	PLZ
1199,00	01069
1196,00	01099
1198,00	01099
1199,00	01099
1200,00	01108
1205,00	01109
1200,00	01109
1202,00	01109
1204,00	01109
1199,00	01109
1201,00	01127
.	.
.	.
.	.

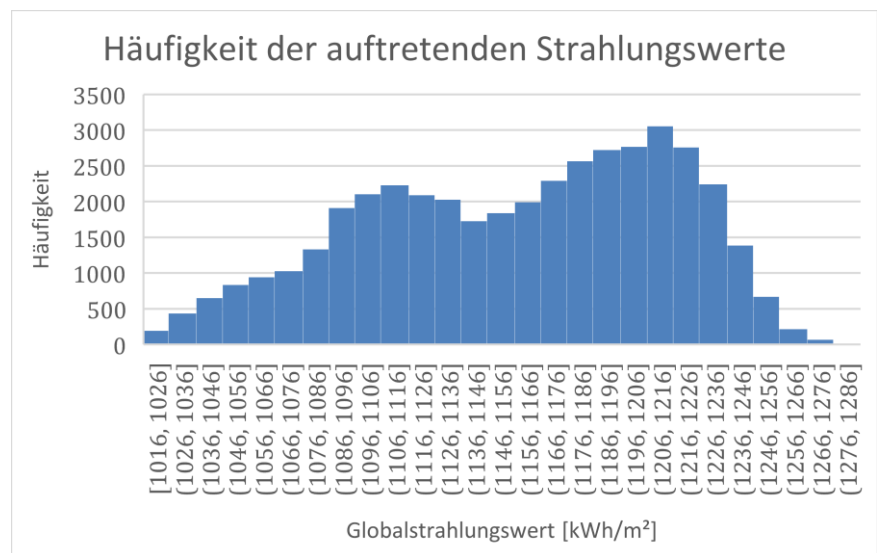


Abbildung 23: Darstellung der Häufigkeit der Strahlungswerte in Intervallen [DWD, Eigene Darstellung]

Aufgrund des geringen Rasterformats von 1 km² sind in der ursprünglichen Auflistung viele Doppelungen enthalten. Die Mehrfachnennungen sind in Tabelle 4 bereits herausgefiltert. Damit für die Ertragsrechnung der PV-Anlage jedoch ein spezifischer Strahlungswert herangezogen werden kann, sind diese Strahlungswerte zusätzlich mit einer Pivottabelle derart gemittelt, dass jeder Postleitzahl (PLZ) ein einziger Strahlungswert gegenübersteht (siehe Anhang 5).

Ertragsrechnung (Anhang 7)

Mit der Ermittlung der verfügbaren Dachfläche nach Abzug aller Verschattungen, Sperr- und Hindernisflächen sowie einer Globalstrahlung an einem auswählbaren Standort kann anschließend der mögliche Ertrag einer PV-Anlage berechnet werden.

Vorab wird klargestellt, dass der hier errechnete Ertrag einen theoretischen Wert darstellt ohne Umwelteinflüsse wie Verschmutzung zu berücksichtigen. Weiterhin ist diese Rechnung auf die Maße des zuvor genannten Moduls (Hanwha Q.PEAK DUO BLK-G5 320 Wp) und einer Ost-West-Aufständering mit deren Maßen ausgelegt. Über die verfügbare Fläche und die Gestellgröße wird eine mögliche Modulanzahl ermittelt. Diese Modulanzahl ist unabhängig von der Dachausrichtung, da die Flächen verglichen werden und in der Praxis dachkantenparallele Aufständeringe die Norm sind.

Für die Errechnung des Ertrags wird die vereinfachte Formel von Quaschning verwendet:

$$W_{PV} = \frac{H_{Global} \cdot f_{Neigung} \cdot P_{Nenn} \cdot PR}{1 \frac{kW}{m^2}} \quad (17)$$

Über die verfügbare Dachfläche, der Gestellfläche der aufgeständerten Module und der Modulleistung kann eine Gesamtnennleistung der Anlage (P_{Nenn}) ermittelt werden. Der PR-Wert von 0,75 wird als Grundvoraussetzung für die Installation gewählt, die Globalstrahlung wird automatisiert aus der Berechnung der Strahlungswerte übernommen und der Wert für den Funktionswert der Bestrahlung ($f_{Neigung}$) liegt bei einer Ost-/Westausrichtung mit einem Aufständeringswinkel von 10° nach Quaschning⁶⁴ bei 1,00 (vgl. Kapitel 2.2). Unter dem Einfluss einer durchschnittlichen Moduldegradation von 0,15 %/a⁶⁵ berechnet sich der Ertrag der Anlage über einen Zeitraum von 20 Jahren wie folgt in Tabelle 5:

Tabelle 5: Errechneter Ertrag der PV-Anlage über 20 Jahre [Eigene Darstellung]

<i>Jahr</i>	<i>Ertrag der Anlage pro Jahr [kWh/a]</i>	<i>Ertrag der Anlage pro Jahr [kWh/a] mit Moduldegradation</i>
0	671631	671631
1	671631	670624
2	671631	669618
3	.	.
4	.	.
5	.	.
20	671631	651767
<i>Summe</i>	13432632	13223085
<i>Ertrag/Jahr</i>	671631	661154

Dieser Ertrag ist aufgrund des PLZ-abhängigen Strahlungswerts sowie der angegebenen Dachfläche projektspezifisch und fließt in die weitere Berechnung ein.

⁶⁴ Quaschning, 2010, S. 122

⁶⁵ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020

Lastgänge

Je nach Projekt muss der Kunde entscheiden ob er seine PV-Anlage als Volleinspeisung oder in Überschusseinspeisung betreiben möchte (vgl. Kapitel 2). Bei der Wahl der Überschusseinspeisung gibt der Kunde einen Gesamtverbrauch an Strom an, den er an dem Standort verbraucht. Da ein Gesamtverbrauch nicht aussagekräftig genug ist, wenn der Kunden den Strom beispielhaft nachts verbraucht, muss er zusätzlich eines von drei Lastprofilen (G0, G1, G3) des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) wählen, welche mit einer anwenderorientierten Kurzbeschreibung in der Maske hinterlegt sind. Die Lastgänge sind in PV SOL® als monatliche Darstellung eingebettet und können in Excel als Tabelle eingepflegt werden. Jedem Monat steht ein Anteil des jährlichen Stromverbrauchs gegenüber (siehe Abbildung 24). Mit der Angabe des Gesamtverbrauchs, hier 300.000 kWh, und des Lastgangs, hier G3, aus der

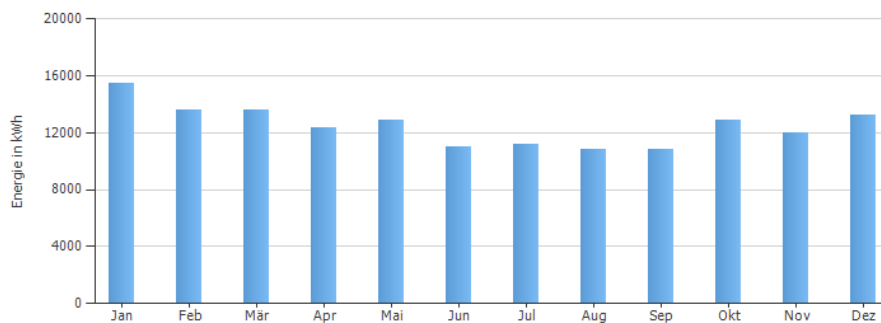


Abbildung 24: BDEW-Lastprofil G1[BDEW/ PV SOL®]

Eingabemaske wird der Lastgang im Tool folglich gebildet (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Lastgang G3 mit Angabe des Gesamtverbrauchs [Eigene Darstellung]

Gesamtverbrauch [kWh/a]	300000	
Wahl des Lastgangs	G3	
Monat	Strombedarf [kWh]	Anteil an Summe
Jan	26207	0,087360
Feb	23569	0,078566
Mär	25551	0,085171
Apr	24119	0,080397
Mai	24945	0,083152
Jun	24323	0,081078
Jul	26162	0,087208
Aug	26109	0,087030
Sep	24777	0,082591
Okt	24945	0,083152
Nov	24086	0,080288
Dez	25202	0,084007
Summe (Test)	300000	1,00

Dieser Lastgang fließt in Form einer automatisch erstellten Tabelle in den nächsten Reiter der Excel-Datei ein.

Ertragsprognose mit Lastgang (Anhang 8)

Nachdem ein spezifischer Ertrag und ein spezifischer Lastgang für den Standort ermittelt sind, muss bei einer Überschusseinspeisung auch dargestellt werden wieviel Strom direkt am Standort verbraucht werden kann, welche Menge in das Stromnetz gegeben wird (Überschuss) und welche Menge nach Abzug des Eigenverbrauchs noch zusätzlich aus dem Stromnetz bezogen werden muss, um den Stromverbrauch zu decken.

Hierfür wurden zunächst Ertragsprognosen für alle drei angesprochenen Hindernispresets in PV SOL® angefertigt. Bisher ist die Gesamtmenge an Strom ermittelt, jedoch nicht der anteilige monatliche Ertrag. Die PV-Anlage ist für alle 3 Szenarien, wie in Kapitel 3.1 dargestellt, in PV SOL® aufgebaut. Das Ergebnis dieser Simulation ist wie in Abbildung 16 dargestellt. Die Werte für dieses Diagramm lassen sich, wie auch die Lastgänge, als Tabelle in Excel einfügen. Die Anteile der Erträge sind an den projektspezifischen Ertrag angepasst und dem projektspezifischen Lastgang entgegengestellt. Die Differenzen bilden jeweils die Überschusseinspeisung bzw. den benötigten Netzbezug (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7: Ertragsprognosen mit Lastgängen [Eigene Darstellung]

Monat	Anteil PV Energie (AC)	Ertrag [kWh]	Lastgang mit Verbrauch [kWh]	EV [kWh]	Überschuss-einspeisung [kWh]	Netzbezug [kWh]
Jan	0,0169	11143,25	26207,91	11143,25	0,00	15064,66
Feb	0,0347	22968,32	23569,73	22968,32	0,00	601,41
Mär	0,0709	46888,34	25551,16	25551,16	21337,19	0,00
Apr	0,1172	77513,51	24119,05	24119,05	53394,46	0,00
Mai	0,1507	99612,44	24945,62	24945,62	74666,83	0,00
Jun	0,1514	100125,02	24323,54	24323,54	75801,48	0,00
Jul	0,1549	102431,33	26162,54	26162,54	76268,79	0,00
Aug	0,1296	85673,07	26109,06	26109,06	59564,01	0,00
Sep	0,0865	57171,38	24777,17	24777,17	32394,20	0,00
Okt	0,0549	36276,83	24945,62	24945,62	11331,21	0,00
Nov	0,0207	13673,92	24086,37	13673,92	0,00	10412,45
Dez	0,0116	7676,84	25202,23	7676,84	0,00	17525,39
Summe	1,00	661154,25	300000,00	256396,09	404758,17	43603,91

Diese Werte fließen direkt in die Renditerechnung ein.

Renditerechnung (Anhang 9)

In diesem Reiter der Excel-Datei soll die Rendite der Investition der PV-Anlage berechnet werden. Für viele Investitionsentscheidungen ist der Wert der Rendite die wichtigste Entscheidungsgrundlage. Sie spiegelt den möglichen wertmäßigen Ertrag einer Investition wider.

Grundlage dieser Berechnung sind zunächst die projektspezifischen Werte des EVs, der Überschusseinspeisung, des Netzbezugs und des Gesamtverbrauchs. Weiterhin wird der Berechnung ein EEG-Vergütungssatz von 0,0709 €/kWh und eine EEG-Umlage von 0,027 €/kWh zugrunde gelegt (vgl. Kapitel 2.1). Diese gelten für einen Zeitraum von 20 Jahren ab dem Datum der EEG-Inbetriebnahme der PV-Anlage, weshalb der Kunde ein mögliches INB-Datum in der Eingabemaske festlegen muss (vgl. Kapitel 2.2). Weiterhin muss ein Strombezugstarif [€/kWh] durch den Kunden festgelegt werden. Der Installationspreis der PV-Anlage wird durch die Adler Smart Solutions in €/kWp festgelegt und mit der zuvor ermittelten Anlagengröße multipliziert. Im Jahr 0 hat der Kunde somit einen negativen Geldwert seiner PV-Anlage in Höhe des

Installationspreises. Über die Jahre 1-20 erhöht sich dieser Geldwert um die Differenz der Kosten, Erlöse und Einsparungen der PV-Anlage. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass die PV-Anlage in dieser Ausführung als wartungsfrei angenommen wird und somit keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Nun muss differenziert werden:

Eine PV Anlage in Volleinspeisung erzielt eine Einspeisevergütung durch die EEG-Vergütung. Der Stromverbrauch des Kunden wird bei dieser Anlage nicht berücksichtigt und muss in der Eingabemaske auf „0“ gesetzt werden. Durch die EEG-Einspeisevergütung erhöht sich der Geldwert der Anlage jährlich um die EEG-Vergütung.

Eine PV Anlage in Überschusseinspeisung berücksichtigt den Eigenverbrauch, auf welchen die EEG-Umlage gezahlt werden muss und welche als „Kosten“ mit in die Berechnung einfließt. Weitere Kosten sind die Stromkosten für den Netzbezug an Strom, die der Kunde trotz Photovoltaik zu seinem Stromtarif zusätzlich zu zahlen hat.

Dem gegenüber stehen die Erlöse aus der EEG-Vergütung für den eingespeisten Strom sowie die rechnerische Ersparnis durch den selbst erzeugten statt aus dem Netz bezogenen Strom.

Diese Werte fließen, je nach Wahl des Messkonzeptes, in die Berechnung ein und bilden einen Cashflow (siehe Tabelle 8 und Abbildung 25).

Tabelle 8: Aufstellung des Geldwertes der PV Anlage im Verlauf der Jahre [eigene Darstellung]

Datum	Kosten/Erlöse/Einsparungen [€]	Geldwert [€]
01.09.2020	-736.000	-736.000
01.09.2020	83.309	-652.690
01.09.2021	83.309	-569.380
.	.	.
.	.	.
.	.	.
01.09.2039	83.309	930.194

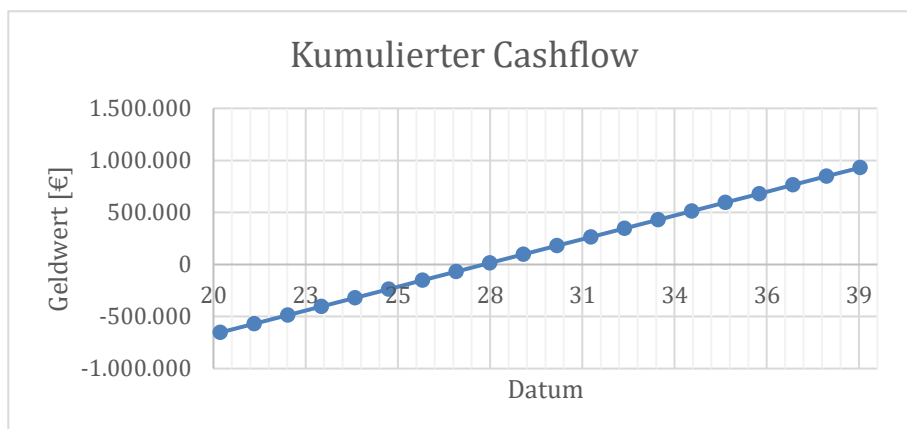


Abbildung 25: Cashflow eines PV-Projektes [Eigene Darstellung]

In der Tabelle wird der Geldwert der Anlage nach einer Laufzeit von 20 Jahren dargestellt.

Über die zuvor dargestellte interne Zinsfußmethode

$$KW = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} - IS = 0 \quad (19)$$

als dynamisches Verfahren der Rentabilitätsberechnung⁶⁶ kann mit den jährlichen Erlösen der Geldanlage eine Rendite der Anlage in Excel berechnet werden. Excel bietet hierfür die Möglichkeit eine interne Funktion zu benutzen und den Wert dieses Zinsfußes als Wert der Rendite zu berechnen. Dieser Wert wird als Ergebnis der Renditerechnung auf dem ersten Reiter der Excel-Datei, auf dem sich auch die Eingabemaske befindet, dargestellt.

Entscheidungsmatrix (Anhang 10)

Der erste Reiter der Excel-Datei ist gleichzeitig der einzige Reiter, den der Anwender pflegen muss. Auf dieser Seite ist die Eingabemaske der Excel-Datei als Entscheidungsmatrix abgebildet. Die Idee hinter der Eingabemaske ist, dass dem Kunden eine solche als Fragebogen ausgegeben wird. Der Kunde macht seine Angaben und der Anwender des Tools übernimmt die Angaben in die Eingabemaske. Die Eingaben werden auf sämtlichen Reitern des Tools übernommen, verarbeitet und geben auf dem ersten Reiter des Tools die Ergebnisse aus.

Der Aufbau der Maske ist an den existierenden Fragebogen der Adler Smart Solutions angelehnt (vgl. Abbildung 26 und 27).

1. Kundendaten:

Firma/Name:
 Straße:
 PLZ:
 Ort:
 Tel.:
 E-Mail:

Standort der angedachten PV-Anlage:

Firma/Name:
 Straße:
 PLZ:
 Ort:
 Tel.:
 E-Mail:

2. Objektdaten:

Nutzung des Gebäudes*:

Eigennutzung Teilweise vermietet komplett vermietet

Bestandsgebäude wenn ja: Alter des Gebäudes:

Neuerrichtung wenn ja: Geplante Fertigstellung:

Dachgröße (verfügbare Fläche): x Meter

Flachdach Dachneigung: Grad

Abbildung 26: Ausschnitt aus dem Fragebogen der Adler Smart Solutions [Adler Smart Solutions GmbH]

1. Kundendaten			
Firma/Name:			
Straße:			
PLZ:			
Ort:			
Tel.:			
E-Mail:			
2. Projektdaten			
Standort der angedachten PV-Anlage			
Straße:			
PLZ:			
Ort:			
Einschätzung Datum Errichtung [Tag.Monat.Jahr]			01.09.2020
Möchten Sie einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen?	x		
3. Objektdaten:			
Alter des Gebäudes:			
Gesamte Dachfläche			
Bitte Angabe einer Seitenkante:			
Falls Dachfläche unbekannt			Zeichnungsfläche

Abbildung 27:] Ausschnitt aus der Eingabemaske [Eigene Darstellung]

⁶⁶ Winter, 2013, S. 136

Vereinzelt werden Fragen aus dem aktuellen Fragebogen übernommen und um einige zielführende Fragen ergänzt (eine Übersicht erfolgt im Kapitel 4.2). Durch den Charakter der Entscheidungsmatrix (siehe Abbildung 28) wird der Fragebogen gänzlich in seiner Funktion und seinen Möglichkeiten überarbeitet.

	Ja	Nein	Wert	Werteskala				
				[1]	[2]	[3]	[4]	[5]
1. Kundendaten								
3. Objektdaten:								
Alter des Gebäudes:				[>20 Jahre]	[<20 Jahre]	[<15 Jahre]	[<10 Jahre]	[<5 Jahre]
Gesamte Dachfläche				[<2000 m²]	[<3000 m²]	[<4000 m²]	[<5000 m²]	[>5000 m²]
Bitte Angabe einer Seitenkante:				[<25 m]	[<50 m]	[<75 m]	[<100 m]	[>100 m]

Abbildung 28:Ausschnitt aus der Eingabemaske [Eigene Darstellung]

Die Frage nach einer Volleinspeisung kann ausschließlich mit „Ja“ oder „Nein“ beantwortet werden. Das Datum, ab wann die PV-Anlage errichtet werden kann und muss aufgrund der Berechnung der Rendite als fester Wert eingetragen werden. Die meisten Fragestellungen erlauben aber eine Auswahl zwischen verschiedenen Abstufungen. Von diesen muss bei den entsprechenden Fragen eine Auswahl getroffen werden, insofern dies in der Fragestellung so formuliert ist. Die Intervallgrenzen, wie beim Alter des Gebäudes, sind frei gewählt und auf erste Erfahrungen im Arbeitsalltag bei der Adler Smart Solutions beruhend. Sie können bei Bedarf angepasst werden.

Der einzige Eintrag, den der Anwender außerhalb der Matrix treffen muss, ist die Wahl der Postleitzahl des PV-Projektes. Diese findet über eine Auswahlliste statt, welche sich an anderer Stelle auf dem ersten Reiter befindet (siehe Abbildung 29).

Renditerechnung			
Automatisch		Manuelle Angaben	
Datum IBN	01.09.2020	Installationspreis	1000
Grundfläche	5500	Wahl PLZ:	Auswahl PLZ 78337 78343 78345 78351
Angabe einer Kantenlänge:	125	PLZ	Mittelwert der Strahlungswerte
Nordkante		78176	1234,00
Westkante		Gesamtergebnis	1234,00
Preset	c	Punkte:	5
durchschnittliche Hindernishöhe	2	Ergebnis Renditerechnung	
Anteil Verschattung der Gesamtfläche	0	Gesamtgröße PV Anlage [kWp]	947,2
Gesamtverbrauch Strom	300.000,00	Investitionskosten Gesamtanlage [€]	947.200,00
Lastprofil	G3	EV-Anteil [%]	31,30
Strombezugspreis	24	Ergebnis Cashflow (GeldmäÙiger)	1.016.229,57
		Ergebnis Rendite [%]	9,50
		Gesamtertrag / Jahr [kWh]	850876,49

Abbildung 29: Ausschnitt aus dem ersten Reiter des Tools: Übersicht Renditerechnung [Eigene Darstellung]

In diesem Ausschnitt des ersten Reiters sind in blau die für die Renditerechnung relevanten Daten aus der Matrix zusammengetragen. Der Anwender muss nun einen, hier frei gewählten, Installationspreis für die PV-Anlage festlegen und die PLZ des betreffenden PV-Projektes angeben. In der Auflistung unter „Ergebnis Renditerechnung“ erscheinen anschließend die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Berechnungen.

Damit ist die Rentabilität einer PV-Anlage ermittelt. Dem Kunden können im Rahmen dieser einfachen Rechnung verschiedene Ergebniswerte wie eine mögliche Anlagengröße oder die Rendite des Projektes bei einem definierten Kapital als Einsatz präsentiert werden:

Diese Werte stellen im Sinne der Investitionsrechnung alle wichtigen Kriterien dar, erlauben gleichzeitig aber keinen Einblick in das Projekt selbst. Neben der Anlagengröße und dem Stromertrag sind alle Ergebnisse direkt abhängig vom angegebenen Installationspreis. Diese Ergebnisse haben keinerlei Aussage über die technischen Möglichkeiten und die Umsetzungswahrscheinlichkeit eines Projektes. Aus diesem Grund müssen die Kundenaussagen eine Gewichtung erhalten, welche eine tiefere Einschätzung des Projektes erlaubt. Diese Methode soll den Charakter einer abgewandelten Nutzwertanalyse für ein PV-Projekt annehmen und das Projekt bewertbar machen.⁶⁷

4.2 Gewichtung der Einflussfaktoren

Mithilfe der zuvor gezeigten Abstufung der einzelnen Parameter können einem Kunden die Angabe der projektrelevanten Informationen erleichtert werden. Vordefinierte Intervalle geben einen technischen Rahmen, in dem die Einschätzung erfolgt. Gleichzeitig sind die Abstufungen jeweils einem festen Punktwert (siehe Abbildung 30 unter „Werteskala“) zugeteilt. Die meisten Angaben erhalten einen Punktwert zwischen „1“ und „5“, je nach technischem Vorteil für das Projekt. Die Anzahl der Abstufung soll einen Kunden nicht überfordern und ein präzises Wissen über einen Parameter voraussetzen. Eine hohe Punktzahl bedeutet einen positiven Effekt für das Projekt. Eine verfügbare Gesamtdachfläche von über 5000 m² erhält somit eine höhere Punktzahl als eine Gesamtdachfläche von unter 4000 m². Bei Parametern mit einer kleineren Anzahl von wählbaren Abstufungen, wie den Lastgängen, wurde lediglich eine Punktabstufung in entsprechender Anzahl vorgesehen. Grundlegend wurde die Punktzahl frei gewählt.

Mit Angabe der Daten eines Projektes in der Entscheidungsmatrix wird neben der Berechnung der Rendite in einer Auswertungstabelle (Anhang 13) die Punktzahl des Projektes ermittelt. Grundsätzlich ist die Abfolge der Fragen identisch. In der Auswertungstabelle werden jedoch in der ersten Spalte die Punkte der jeweiligen Eingabe angegeben (siehe Abbildung 30).

	Punkte nach Werteskala
1. Kundendaten	
2. Projektdaten	
PLZ	5
Möchten Sie einen Teil des erzeugten Stroms selbst	Zusatzpunkte durch Eigenverbrauch
3. Objektdaten:	
Alter des Gebäudes:	5
Gesamte Dachfläche	1
Bitte Angabe einer Seitenkante:	3

Abbildung 30: Ausschnitt aus der Auswertungstabelle
[Eigene Darstellung]

⁶⁷ Winter, 2013, S. 142 ff.

Erwähnenswert sind bei dieser Tabelle die Frage nach dem Eigenverbrauch, also der Überschusseinspeisung des Stroms, und die Angabe der Dachfläche. Der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms wird mit Punkten „vergütet“. Dies geschieht über die Angabe eines Gesamtstromverbrauchs, eines Lastgangs und eines Strombezugspreises. Die jeweiligen Punkte werden dem Projekt nur dann gutgeschrieben, wenn die Frage nach dem Eigenverbrauch zuvor mit „Ja“ beantwortet wurde. Ein Projekt mit Eigenverbrauch hat somit automatisch ein höheres Potenzial eine hohe Gesamtwertung zu erhalten, da ein Projekt mit Eigenverbrauch wirtschaftlich rentabler ist (vgl. Kapitel 3.1).

Die Matrix vergibt Punkte für die Größe der Dachfläche. Dies geschieht sowohl bei Angabe der Dachfläche als Gesamtfläche als auch bei Angabe der Dachfläche über die Dachkanten. Bei einer Bestimmung der Dachfläche über die Gesamtfläche gibt die Auswertungstabelle die Meldung „Angabe über Gesamtfläche“ aus. Eine doppelte Vergabe von Punkten für eine Dachfläche kann hiermit umgangen werden.

Schlussendlich wird dem Anwender eine Gesamtpunktzahl und eine Wertung des Projektes angezeigt. Maßgebend für die Wertung ist die maximal mögliche Gesamtpunktzahl.

Mit dieser Vergabe von Punkten und einer Einordnung in eine Wertung kann ein Projekt mit anderen vergleichbar gemacht werden und eine erste Einschätzung des Gesamtnutzens erfolgen. Problematisch ist an diesem Punkt die Gewichtung der einzelnen Parameter. Beispielsweise erscheint die Höhe des Stromverbrauchs im aktuellen Punktsystem gleichbedeutend mit der Angabe der Dachfläche, obwohl ein hoher Stromverbrauch die Rendite einer PV-Anlage um ein Vielfaches steigern kann.

Aus diesem Grund muss eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden, um die einzelnen Parameter in ihrer Auswirkung auf die Rendite zu untersuchen. Als Messgröße wird die Rendite gewählt, da diese für den Kunden das größte Kaufkriterium darstellt, insofern die PV-Anlage technisch umsetzbar ist.

Sensitivitätsanalyse (Anhang 11)

Bei der Sensitivitätsanalyse wird nach *Winter* eine Veränderung des Planwertes durch vorgegebene Variationen der Ausgangsparameter untersucht.⁶⁸ Dabei soll sowohl die Wahrscheinlichkeit des Eintretens als auch „die Richtung der Veränderung der Parameter“ unbekannt sein. Auf diese konkrete Matrix bezogen bedeutet dies, dass zunächst ein „Ur-Szenario“ definiert wird. Das Ur-Szenario stellt für jeden Parameter die durchschnittliche (mittlere) Auswahlmöglichkeit dar und ergibt ein realitätsnahes Szenario, sodass eine Veränderung der Parameter einen repräsentativen Einfluss des Parameters auf das Gesamtergebnis darstellt. Das Ur-Szenario ist wie folgt definiert:

Tabelle 9: Ur-Szenario der Sensitivitätsanalyse [Eigene Darstellung]

Parameter	Ur-Szenario	Parameter	Ur-Szenario
Datum [Tag.Monat.Jahr]:	01.09.2020	Lastreserve:	< 20 kg/m ²
Eigenverbrauch:	nein	Verschattung	ja
Alter des Gebäudes:	< 15 a	Anteil der Verschattung	< 20 %
Dachfläche:	< 4000 m ²	Objekte/Hindernisse:	ja
Seitenkante:	< 75 m	Hindernispreset:	b
Länge Dachfläche:	0	Durchschnittshöhe Hindernisse	< 2 m
Breite Dachfläche:	0	Stromverbrauch:	< 150.000 kWh
Flachdach?	Ja	Lastprofil:	G0
Dachneigung:	< 3°	Strombezugspreis:	< 20 ct/kWh
PLZ:		PLZ:	06333
Rendite (dezimal, 10 Nachkommastellen zur präzisen Differenzierung):	0,0189925700		

Die gelb markierten Werte sind relevant für die Berechnung der Rendite. Die lila markierten Werte sind dagegen relevant für die Frage nach der Umsetzbarkeit eines Projektes und werden gesondert betrachtet.

⁶⁸ Winter, 2013, S. 157

In der Matrix bilden die gewählten Werte jeweils den mittleren Wert, die „Durchschnittswahl“. Als Ergebnis dieser Auswahl wurde eine Rendite von ca. 1,90 % Prozent ausgegeben. Nacheinander wird nun jeweils ein renditerelevanter Parameter, diejenigen mit gelber Markierung, um eine Abstufung in der Matrix erhöht und die Rendite berechnet, während die anderen Parameter unverändert bleiben (vgl. Abbildung 31). Dies ermöglicht eine unabhängige Betrachtung der Parameter voneinander. Für ein präziseres Ergebnis wird der Parameter anschließend um eine Abstufung gesenkt und ebenfalls die Rendite ermittelt. Die Differenzen zwischen Rendite vom Ur-Szenario und neu ermittelter Rendite werden jeweils in Prozent festgehalten und aus beiden der Mittelwert gebildet.

Parameter	Eigenverbrauch	Dachfläche	Seitenkante:
Werte Ur-Szenario	nein	< 4000 m ²	< 75 m
Werte EV (-1)	ja	< 4000 m ²	< 75 m
Werte Dachfläche (-1)	nein	<3000 m ²	< 75 m
Werte Dachfläche (+1)	nein	<5000 m ²	< 75 m
Werte Seitenkante (-1)	nein	< 4000 m ²	< 50 m
Werte Seitenkante (+1)	nein	< 4000 m ²	< 100 m

Abbildung 31: Ausschnitt aus der Tabelle der Sensitivitätsanalyse [Eigene Darstellung]

Aus der gemittelten Abweichung der Rendite ist der Einfluss des Parameters abzulesen. Je höher die Abweichung der Rendite von der Rendite des Ur-Szenarios ist, desto höher ist die Relevanz des Parameters für das Projekt. Die gemittelten Abweichungen wurden anschließend aufsummiert. Von jedem Parameter wird der Anteil seiner Abweichung an der Summe der Abweichungen dargestellt. Dieser normierte Anteil (in der Summe 100 %) stellt die Gewichtung und somit Relevanz des Parameters für das Projekt dar.

Aufgrund der zwei verschiedenen Möglichkeiten die Dachfläche zu definieren hat sich ein Ungleichgewicht in den möglichen Dachflächengrößen und daraus ergebenden Gewichtungen ergeben. Aus diesem Grund existieren in dem Tool verschiedene Gewichtungen für die Variante der Gesamtdachfläche und die Variante mit der Angabe der Dachfläche über die Dachkanten.

Problematisch ist die Angabe des Eigenverbrauchs, welcher im Ur-Szenario nicht existiert. Durch die Angabe eines Eigenverbrauchs in die Berechnung ergibt sich eine prozentuale Abweichung der Rendite um (hier) ca. 523 % von der Ur-Rendite (siehe Abbildung 32).

Daraus folgend ist der Eigenverbrauch aus der Wertung zunächst ausgeschlossen.

Parameter	Eigenverbrauch	Berechnung der Einflüsse		Berechnung der Gewichtung	
		gemittelte Abweichung [%]	Gewichtung (über Gesamtfläche) [%]	Gewichtung (über Kanten) [%]	
Werte Ur-Szenario	nein				
Werte EV (-1)	ja	523,004342			
Werte Dachfläche (-1)	nein				
Werte Dachfläche (+1)	nein	0,000518	0,001521		

Abbildung 32: Ausschnitt aus der Sensitivitätstabelle, Markierung der Abweichung durch EV [Eigene Darstellung]

Anschließend wird eine normierte Gewichtung von ca. 99 % bei dem Wert der Globalstrahlung, also dem Parameter der PLZ, festgestellt. Neben diesen beiden Parametern, dem EV und der PLZ verlieren die anderen Parameter enorm an Einfluss. Zur Verdeutlichung wurden in dieser Tabelle bereits wesentlich mehr Nachkommastellen als gewöhnlich angegeben.

Dieses Verhalten der Berechnung führte zu der Entscheidung die Berechnung erneut zu differenzieren:

Aufgrund der starken Abhängigkeit der Rendite vom Eigenverbrauch wird, neben der Differenzierung zwischen der Gewichtung über die Gesamtdachfläche und der Gewichtung über die Dachkanten, zusätzlich in eine Rechnung mit Eigenverbrauch und eine Rechnung ohne Eigenverbrauch differenziert. Daraus folgt, dass je nach Angabe in der Entscheidungsmatrix eine von vier Gewichtungsszenarien automatisch gewählt und die Parameter unterschiedlich gewichtet werden. In dem Szenario ohne EV führt die starke Abhängigkeit von der PLZ zu einer Änderung des Messwertes. Statt der Rendite, welche nun eine direkte Abhängigkeit vom Globalstrahlungswert aufweist, wird die Abweichung der möglichen Gesamtleistung der PV-Anlage in kWp in Abhängigkeit der Variation der Parameter gemessen. Die Rechnung mit Eigenverbrauch weist keine ausgeprägte Abhängigkeit aus und inkludiert eine höhere oder niedrigere Gesamtleistung in der Rendite, weshalb diese Differenzierung hier nicht zusätzlich durchgeführt wird.

Einfügen der umsetzungsrelevanten Parameter (Anhang 12)

Die vollständig ermittelten Gewichtungen aus der Sensitivitätsanalyse können bereits in die Entscheidungsmatrix und in die Berechnung eingeführt werden. Alle renditerelevanten Parameter haben eine Gewichtung erhalten und geben jeweils dessen Einfluss am Gesamtergebnis wieder. Bisher sind nur renditerelevante Parameter betrachtet. Die zuvor lila markierten umsetzungsrelevanten Parameter müssen auch in die vollständige Betrachtung und Bewertung eines Projektes einfließen.

Der große Nachteil dieser Parameter (Datum, Alter des Gebäudes, Flachdach, Dachneigung und Lastreserve) ist die Wertbarkeit. Ein hohes Alter des Gebäudes, zum Beispiel 50 Jahre, impliziert nicht direkt die Unmöglichkeit darauf eine Photovoltaikanlage zu errichten. Dieser Parameter ist ein Indikator für eine veraltete Hauselektrik und wenig vorhandener Lastreserve aufgrund der Nichtbeachtung einer solchen bei der Errichtung. Eine hohe Lastreserve ermöglicht eine kompakte Aufstellung der Module und eine von der Flächenlast unabhängige Wahl der Komponenten. Mit sinkender Lastreserve verliert ein PV-Projekt an technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten, sodass die Punktzahl für diesen Parameter sinken muss. Eine Lastreserve von unter 10 kg/m² kann bei der Adler Smart Solutions nahezu nie umgesetzt werden und wird daher als KO-Kriterium gewertet. Ein KO-Kriterium bedeutet eine unmögliche Umsetzbarkeit und gibt dies als Fehlermeldung aus.

Den gleichen Effekt erzielt die Verneinung der Frage nach dem Flachdach. In diesem Tool werden nur Flachdächer betrachtet, wodurch diese Angabe ebenfalls eine Fehlermeldung ausgeben lässt.

Die Dachneigung induziert, ähnlich wie die verfügbare Lastreserve des Daches, erhöhte Anforderungen an die PV Anlage sowie Beschwerden auf dem Dach, was sich wiederum auf die Lastreserve auswirkt.

Aufgrund der angesprochenen Bewertbarkeit dieser Parameter wird die Gewichtung der umsetzungsrelevanten Parameter frei gewählt und kann, je nach Grundvoraussetzungen des Unternehmens, angepasst werden. In diesem Fall wird die Gewichtung wie folgt vorgenommen:

Tabelle 10: Gewichtung der umsetzungsrelevanten Parameter sowie der PLZ [Eigene Darstellung]

Parameter	Gewichtung frei gewählt
Datum [Tag.Monat.Jahr]	
Alter des Gebäudes:	5%
Flachdach?	100 % / 0 %
Dachneigung:	2 % (bei 4° + 4 %, bei 5° 6 %)
Lastreserve	0 % (bei unter 10 kg/m ²) / 20 %
PLZ	30%

Neben den umsetzungsrelevanten Parametern wird die PLZ mit einer Gewichtung von 30 % in die Berechnung der Szenarien ohne EV aufgenommen. Um die restlichen Parameter bewertbar zu machen, muss die Anlagengröße als Messwert festgelegt werden. Die PLZ bzw. die Globalstrahlung haben keinen Einfluss auf die Anlagengröße, sind trotz dessen für die Projektbewertung von Bedeutung. Der ursprünglich festgestellte Einflusswert (bei Betrachtung der Abweichung durch die PLZ) von 34,05 % wird daher auf 30 % abgerundet.

Mit diesen Werten werden die zuvor ermittelten Gewichtungen angepasst und als „Gesamtgewichtung 2“ aller vier Szenarien festgehalten. Die Auswertungstabelle auf dem ersten Reiter der Excel-Datei greift automatisch, je nach getroffenen Angaben, auf das zutreffende Szenario zu.

Das Risiko einer Aussage (Anhang 12)

An diesem Punkt kann ein Kunde den Fragebogen als abgewandelte Entscheidungsmatrix ausfüllen und über den Anwender des Tools sowohl eine Rendite als auch eine vergleichbare Wertung seines Projektes erhalten. Aufgrund mangelnder Kenntnis oder Verständnis, kann eine Angabe eines Kunden auch fehlerhaft oder unpräzise sein. Wie zuvor beschrieben, bedeutet die Angabe eines Eigenverbrauchs von erzeugtem Strom bereits eine neue Gewichtung aller Parameter und hat somit einen starken Einfluss auf die Gesamtwertung.

Der Kunde ist durch die Adler Smart Solutions nicht einschätzbar und der Wahrheitswert seiner Aussagen nicht vor vornherein nachweisbar. Stattdessen wird dem Kunden die Möglichkeit gegeben seine Aussagen mit einem Sicherheitswert (100 %/66 % 33 % / 0 %) zu versehen. Entsprechend kann dies als Abstufung von „absolut sicher“ (100 %) bis „absolut unsicher“ (0 %) angesehen werden.

Zirkler beschreibt Schadenserwartungswerte im Zusammenhang mit einer Risikobewertung durch einen Risikofaktor einzelner betrachteter Parameter. Nach seinem Ansatz ergibt die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Risikos multipliziert mit der Auswirkung bei Eintritt des erwarteten Parameters einen Risikofaktor. Somit können Risiken bewertbar und kategorisierbar gemacht werden.⁶⁹

In Anlehnung an die Risikobewertung nach Zirkler soll in dieser Arbeit die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Risikos für das PV-Projekt mit der Sicherheit des Kunden gleichgesetzt werden. Hat der Kunde eine Sicherheit von 100 % angegeben, so ist der Risikowert dieses Parameters gleich eins. Die Abstufung des Risikowertes verläuft wie folgt:

Tabelle 11: Gewählte Risikofaktoren der Bewertungstabelle [Eigene Darstellung]

Darstellung der Risikofaktoren	
Mögliche Sicherheiten der Aussagen [%]	Gewählter Risikowert der Sicherheiten
100	1,00
66	0,83
33	0,67
0	0,50

In dieser Ausführung kann eine Sicherheit von 0 % keinen Risikowert von 0 bedeuten, da ein Projekt aufgrund der Unsicherheit des Kunden somit eine Gesamtwertung von 0 Punkten erhalten könnte obwohl das Projekt selbst eine hohe Rentabilität aufweist.

Auf der Auswertungstabelle sind, wie in Abbildung 33 gezeigt, die einzelnen Schritte in der Bewertung über die individuelle Gewichtung und dem Risikofaktor bis zu den Ergebnispunkten dargestellt, um dem Anwender eine umfassende Einsicht zu ermöglichen.

	Punkte nach Werteskala	Gewichtung der Faktoren	Gewichtete Punkte	Sicherheit der Aussage	Risikofaktor (Risikowert der Aussage x Gewichtung)	Ergebnispunkte (Werteskala * Risikofaktor)
1. Kundendaten						
2. Projektdaten						
3. Objektdaten:						
Alter des Gebäudes:	5	0,0500	0,25	100	0,0500	0,25
Gesamte Dachfläche	5	0,1346	0,67	100	0,1346	0,6728

Abbildung 33: Ausschnitt aus der finalen Auswertungstabelle [Eigene Darstellung]

Die Gesamtwertung des Projektes wird wie zuvor sowohl in einer Punktzahl als auch einem Prozentsatz ausgedrückt. Die Maximalpunktzahl beläuft sich nach der Gewichtung und Einbindung des Risikowertes auf 4,5516. Zudem wird die berechnete Photovoltaikanlagengröße aufgezeigt, da diese bei einer Volleinspeisung neben der Rendite des Projektes als Messgröße dient.

Dem Kunden können sowohl die Rendite mit allen Kennwerten der Anlage als auch die umfassende Bewertung des Projektes übermittelt und dargestellt werden.

⁶⁹ Zirkler, et al., 2019, S. 64

5. Anwendung des Tools bei einem fiktiven Projekt

In Kapitel 4 wurde der Aufbau und die Funktionsweise des erstellten Tools erläutert. Nun soll das Tool an einem Projekt beispielhaft angewandt. Das betreffende Projekt ist fiktiv und mit einer frei gewählten Dachfläche simuliert. In diesem Kapitel soll die Projektplanung mittels PV SOL[®] und mittels des in dieser Bachelorarbeit erstellten Tools verglichen werden, um die Funktionstüchtigkeit des Tools nachzuweisen und die Ergebnisse zu diskutieren.

5.1 Umsetzung des Tools

Die betreffende Dachfläche (siehe Abbildung 34) gehört zum Gebäude eines Sportwarengeschäftes in Bremerhaven.



Abbildung 34: Testprojekt zum Vergleich von einer Anlagenplanung mittels PV SOL[®] und dem erstellten Tool [Google Earth]

Die Eckdaten des Projektes wurden zum Teil über eine Längenmessung in „Google Earth“⁷⁰ ermittelt, aus den dreidimensionalen Bildern von „Google Earth“ geschätzt oder frei erfunden:

Tabelle 12: Eckdaten des Vergleichsprojektes [Eigene Darstellung]

Parameter	Wert	Parameter	Wert
<i>Gebäudelänge</i>	67,50 m	<i>Lastreserve</i>	18 kg m ²
<i>Gebäudebreite</i>	48,70 m	<i>Verschattung</i>	0,1
<i>Gebäudehöhe</i>	5,50 m	<i>Hindernisse</i>	Preset c
<i>Adresse</i>	Am Lunedeich 183, 27572 Bremerhaven	<i>Durchschnittshöhe Hindernisse</i>	1,25 m
<i>Datum INB</i>	01.09.2020	<i>Stromverbrauch</i>	75.000,00 kWh
<i>Alter des Gebäudes</i>	18 Jahre	<i>Lastprofil</i>	G0
<i>Dachneigung</i>	1,5°	<i>Strombezugspreis</i>	18,00 ct/kWh
<i>Installationspreis Adler Smart Solutions</i>	1000 €/kWp	<i>Modul</i>	Q.Cells Q.PEAK DUO BLK-G5 320

⁷⁰ Software der Google LLC zur Darstellung von Satelliten- und Luftbildern

Anlagenplanung in PV SOL®

Die Anlagenplanung in PV SOL® gestaltet sich grundlegend wie bei den meisten Projekten bei der Adler Smart Solutions und durchläuft die in Kapitel 3 beschriebenen Schritte. Über ein Satellitenbild werden die Dachfläche als Ebene dargestellt und das Gebäude sowie sämtliche Hindernisse angelegt.

Aufgrund der an der Dachfläche angebrachten Schilder und der daraus hervorgehenden Verschattungen über den Tagesverlauf sind große Bereiche ausgespart. Verschiedene Hindernisse sowie Stellen, an denen sich vermutlich regelmäßig Wassermengen sammeln, werden ebenso beachtet. In Abbildung 35 ist die belegte Dachfläche inklusive der notwendigen Aussparungen zu sehen.



Abbildung 35: Darstellung der belegten Dachfläche des Testprojektes [PV SOL®, Eigene Darstellung]

Als Komponenten wurden 1112 Photovoltaikmodule („Q.Cells Q.PEAK DUO BLK-G5 320“) mit einer Nennleistung von je 320 Wp (Anhang 1) und 3 Wechselrichter („Huawei SUN2000-100KTL-M1“, Anhang 2) mit einer Nennleistung von je 100 kW verbaut. Die Gesamtleistung der Photovoltaikanlage erreicht in dieser Planung den Wert von 355,84 kWp Nennleistung.

Unter diesen Voraussetzungen kann die PV-Anlage einen jährlichen Stromertrag von 305.747 kWh mit einem Eigenverbrauchsanteil von 13,6 % erzeugen. Bei dem angegebenen Strombezugspreis von 18 ct/kWh und einem Installationspreis von 1000 €/kWp erwirtschaftet die PV-Anlage bei EEG-seitiger Inbetriebnahme im September 2020 einen Cashflow von 162.118 € und erreicht eine Gesamtkapitalrendite von 3,71 %.

Anlagenplanung im Tool

Die Eckdaten des Projektes können sinngemäß in die Matrix übernommen werden. Das Tool beachtet, wie zuvor erläutert (vgl. Kapitel 4.2), die Aussagekräftigkeit der Kundenaussagen und bezieht dieses Sicherheitsrisiko in die Bewertung mit ein. In diesem Fall wird ein fiktives Projekt betrachtet, sodass an vielen Stellen freie Einschätzungen der tatsächlichen Gegebenheiten getroffen werden. Daher werden auch in diesem Fall die Aussagen mit Sicherheitswerten der eigenen Einschätzung versehen:

Tabelle 13: Daten der Eingabematrix mit Sicherheiten [Eigene Darstellung]

Parameter	Wert	Sicherheit
<i>PLZ</i>	27572	100 %
<i>Alter des Gebäudes</i>	<20 Jahre	33 %
<i>Länge Dachfläche</i>	< 75 m	100 %
<i>Breite Dachfläche</i>	< 75 m	100 %
<i>Flachdach</i>	Ja	100 %
<i>Dachneigung</i>	< 2°	66 %
<i>Lastreserve</i>	< 20 kg/m ²	33 %
<i>Verschattung</i>	Ja	100 %
<i>Anteil Verschattung</i>	10 %	66 %
<i>Objekte/Hindernisse</i>	Ja	100 %
<i>Preset Hindernisse</i>	c	100 %
<i>Höhe Hindernisse</i>	< 1,5 m	66 %
<i>Stromverbrauch</i>	< 100.000 kWh	33 %
<i>Lastprofil</i>	G0	33 %
<i>Strombezugspreis</i>	< 20 ct/kWh	66 %

Als Komponente wird auch bei dem Tool das Photovoltaikmodul „Q.Cells Q.PEAK DUO BLK-G5 320“ mit einer Nennleistung von je 320 Wp (Anhang 1) verbaut. Die Wechselrichter werden bei der Gestaltung des Tools nicht betrachtet.

Die Gesamtleistung der Photovoltaikanlage erreicht in der Planung mit dem Tool den Wert von 825,6 kWp.

Mit dieser Gesamtleistung erzeugt die Anlage einen jährlichen Stromertrag von 615.431,20 kWh mit einem EV-Anteil von 16,02 %. Beim angegebenen Strompreis von < 20 ct/kWh und dem festen Installationspreis von 1000 €/kWp erwirtschaftet die Anlage einen Cashflow von 248.453,60 € und erreicht eine Gesamtkapitalrendite von 2,96 %. Die Anlagenwertung liegt in dieser Planung mit den angegebenen Sicherheiten bei einem Wert von 2,12, was 46,49 % entspricht.

Vergleich der Planungsmethoden

Das PV-Projekt erhält im Tool als Endergebnis eine gewichtete und risikobezogene Wertung von 2,12. Die Wertung ohne Risikobetrachtung liegt bei 2,45, was einem Anteil von 51,29 % der Maximalwertung entspricht. Eine Vergleichbarkeit ist durch die Ermittlung eines Punktwertes gegeben. Der Vergleich kann aber nur zwischen unterschiedlichen Projekten erfolgen. Grundsätzlich bietet die Planung über das Tool eine Wertung der Anlage, welche die PV SOL®-Planung nicht bieten kann. Aus diesem Grund wird die Punktwertung inklusive der Sicherheitsbetrachtung an dieser Stelle nicht diskutiert.

Im direkten Vergleich der Ergebnisse zwischen der PV SOL®-Planung und der Tool-Planung werden einige Unterschiede ersichtlich. Diese werden im Folgenden, inklusive der Abweichung vom PV SOL®-Wert aufgelistet, wobei die Ergebnisse aus der PV SOL®-Planung als Sollwert betrachtet werden.

Tabelle 14: Vergleich der Planungsergebnisse [Eigene Darstellung]

	PV SOL®	TOOL	ABWEICHUNG [%]
<i>Gesamtleistung [kWp]</i>	355,84	825,6	132,01
<i>Stromertrag [kWh]</i>	305.171	615431,2	101,29
<i>EV Anteil</i>	13,6	16,04	17,94
<i>Cashflow [€]</i>	158.485,84	248719,13	53,42
<i>Rendite [%]</i>	3,64	2,96	18,68

Die größte Abweichung von 132,01 % bildet die Gesamtleistung der Anlage, welche sich direkt auf den zu erwartenden Stromertrag bezieht. Ein Grund hierfür ist die unsensible Abstufung der Dachkantenlängen der Entscheidungsmatrix. Hier wurde eine Dachkantenlänge von jeweils < 75 m gewählt. Dieser Wert gibt einen großen Spielraum.

Mit der Berechnung über die Gesamtfläche

$$67,50 \text{ m} \times 48,70 \text{ m} = 3287,25 \text{ m}^2$$

und der daraus folgenden Angabe der Gesamtdachfläche (< 4000 m²) sowie einer Dachkantenlänge „< 50 m“ ergeben sich folgende Werte aus dem Tool im Vergleich:

Tabelle 15: Vergleich der Planungsergebnisse nach Anpassung [Eigene Darstellung]

	PV SOL®	TOOL	ABWEICHUNG [%]
<i>Gesamtleistung [kWp]</i>	355,84	609,92	71,40
<i>Stromertrag [kWh]</i>	305.171	454.656,02	48,98
<i>EV Anteil</i>	13,6	21,07	54,93
<i>Cashflow [€]</i>	158.485,84	230.416,66	45,39
<i>Rendite [%]</i>	3,64	3,66	0,55

Auffällig ist die Annäherung der Renditenwerte, die nun nahezu identisch sind. Die restlichen Werte weisen jedoch weiterhin eine starke Abweichung auf, was mehrere Gründe haben kann.

Die Anlagengröße ist in der Matrix in Abstufungen angegeben. Es wird kein fester Wert von dem Anwender verlangt, sodass ein direkter Vergleich zwischen zwei exakt gleich großen Dachflächen hier nicht stattfindet. Zudem werden mit der Angabe des Verschattungsanteils und der Hindernisflächen nur geschätzte Relativwerte betrachtet. Die Analyse mithilfe von PV SOL® ist durch die feine Ausarbeitung von Verschattungsabständen und Hindernisflächen präziser.

Der Stromertrag wird im Tool mit bereits genannter vereinfachter Formel von Quaschning⁷¹ berechnet.

$$W_{PV} = \frac{H_{Global} \cdot f_{Neigung} \cdot P_{Nenn} \cdot PR}{1 \frac{kW}{m^2}} \quad (17)$$

Er ist damit direkt abhängig von dem PR-Wert, welcher bei PV SOL® und im Tool mit 0,75 festgelegt ist.⁷² Die Nennleistung der Anlage ist aufgrund der identischen Modulwahl direkt von der Dachfläche abhängig. Wird das Verhältnis von

$$355,84 \text{ kWp} / 609,92 \text{ kWp} = 0,58$$

auf den Stromertrag angewendet, wird ein Ertrag von 263.700,48 kWh realisiert, was eine Abweichung von 13,59 % bedeutet.

Die Moduldegradation wird in der oben genannten Formel nicht aufgeführt, beträgt bei beiden Rechnungen jedoch 0,15 %/a. Somit bleiben zur Fehleranalyse als Einflussfaktoren die Globalstrahlung und der Funktionswert für die Bestrahlung, welche einen maßgeblichen Einfluss auf den Ertrag haben können.

Die Globalstrahlung weist nach den Daten des DWD bei der PLZ 27572 einen Wert von 1024 kWh/m² auf.⁷³ PV SOL® dagegen verwendet Daten der Meteotest AG und gibt für den Standpunkt des Projektes einen Strahlungswert von 957 kWh/m² an.

Dies stellt eine Abweichung von 7 % dar. Mit der Übernahme dieses Strahlungswertes in das Tool und der Anpassung der Gesamtleistung sinkt der Ertrag der PV-Anlage auf 255.404,16 kWh sinken und ergibt eine Abweichung von 16,31 % zum Sollwert. Der Ertrag aus dem Tool ist damit niedriger als der Ertragswert aus der Simulation.

Der Ertrag nach der Formel von Quaschning stellt eine vereinfachte Rechnung dar, wie im Kapitel 2 anfangs beschrieben. Der Funktionswert der Bestrahlung ist im Tool vereinheitlicht und kann somit ebenfalls eine Fehlerquelle darstellen. Die Simulation verwendet dagegen eine umfangreiche „Modellierung der Einstrahlung“⁷⁴ in kleiner zeitlicher Auflösung, wodurch Differenzen in den Ertragswerten entstehen können.

⁷¹ Quaschning, 2010, S. 122

⁷² Valentin Software GmbH, 2020

⁷³ Deutscher Wetterdienst, 2018

⁷⁴ Valentin Software GmbH, 2020

Bei Betrachtung des Eigenverbrauchs der Berechnung im Tool ist ein hoher Wert im Vergleich zur PV-Sol Planung zu erkennen. Bei Betrachtung der Abweichungen kann eine Anpassung der Anlagengröße eine Angleichung der Werte bedeuten. Je nach Lastgang und Stromverbrauch ist es jedoch auch möglich, dass dieser Wert steigt. Aufgrund der Wahl in der Eignungsmatrix ist hier ein Stromverbrauch von 100.000 kWh angegeben. Insofern die Anlage vor Anpassung der Leistung mehr Strom erzeugt hat als der Stromverbrauch aufnehmen kann, wird ein geringerer Stromertrag unter Umständen noch immer den gleichen Stromverbrauch decken, gleichzeitig aber einen größeren EV-Anteil des Gesamtertrags darstellen.

Ein Problem stellen dabei die zur Verfügung stehenden Lastgänge dar, welche im Tool nur auf einen Monat bezogen sind, in PV SOL[®] aber im Tagesverlauf betrachtet werden. Die Analyse des EV-Anteils im Vergleich zu der PV SOL[®]-Planung benötigt einen größeren Aufwand als in diesem Rahmen möglich.

Zu der Aufstellung der Rendite können alle bereits genannten Faktoren eine Rolle spielen. Die Abweichung von 1,35 % ist im Verhältnis zu den Abweichungen der anderen Werte gering. In diesem Szenario stellen die berechneten Werte ein, nach dem Maßstab von PV SOL[®] realistisches Verhältnis dar.

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, trägt ein hoher EV-Anteil maßgeblich zu einer guten Rendite bei. Insofern die Anlagenleistung, der Ertrag und der EV-Anteil bei einer Anpassung der Leistung sinken, so sinkt auch die Rendite und kann sich in diesem Szenario an den Sollwert angleichen. In einem anderen Szenario wird mehr Strom selbst verbraucht und die Einsparungen werden dadurch steigen. Über die interne Zinsfußmethode wird die Rendite aus den Erlösen und Einsparungen über die betrachteten Jahre berechnet und wird in diesem Fall somit steigen und die Abweichung erhöhen.

5.2 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Renditerechnung weisen Abweichungen zu der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch PV SOL® auf. In dem vorgestellten Szenario aus Kapitel 5.1 zeigen vorrangig die Gesamtleistung der PV-Anlage und die Umsetzung eines Lastgangs Verbesserungspotenzial obgleich der Wert der Rendite die mit Abstand geringste Abweichung hatte. Nachfolgend werden die einzelnen Parameter diskutiert.

Die Dachfläche, welche für die PV-Anlage zur Verfügung steht, wird in zu geringen Abstufungen bestimmt. Insbesondere die Berechnung der Fläche über die Dachkanten ist im unteren Bereich zu grob gewählt, sodass sich hierüber zu große Dachflächen ergeben und die PV-Gesamtleistung größer angenommen wird als in der Realität möglich.

Weiterhin ist die Berechnung der Schattenfläche derzeit aus punktförmigen Hindernissen umgesetzt worden. Eine konkrete Anpassung der Schattenfläche an die spezifische Form und Größe der Hindernisse wäre an dieser Stelle sinnvoll.

Des Weiteren wurde der Schattenwurf anhand eines Sonnenbahndiagramms für Berlin berechnet. Die Erweiterung der Schattenberechnung um einen PLZ-abhängigen Sonnenverlauf wäre ein aufwendiger aber präziser Weg, die tatsächlich nutzbare Fläche zu bestimmen.

Bei Betrachtung des Gesamtkonzeptes einer Matrix ist eine feinere Abstufung diskutabel. Dem Kunden soll mit möglichst wenig Aufwand von seiner als auch von Unternehmensseite eine Ersteinschätzung zu einem PV-Projekt geliefert werden. Dabei wird ihm für jeden Parameter ein Rahmen geliefert, in dem er seine Angabe machen kann, ohne dass ein exakter Wert bekannt sein muss. Viele Informationen, die die Adler Smart Solutions für eine Einschätzung eines Projektes benötigt, sind für den Kunden von geringer Bedeutung und Interesse, sodass diese auch nicht zwingend bekannt sind. Ein weites Spektrum an Antwortmöglichkeiten erzwingt wiederum ein präziseres Wissen und wirkt der Anwenderfreundlichkeit des Kunden entgegen. Daher ist eine Abstufung in der aufgeführten Anzahl von Vorteil.

Der Vergleich des Ertrags der PV-Anlage aus dem Tool und PV SOL® zeigt, dass PV SOL® grundsätzlich einen niedrigeren Wert der Globalstrahlung ansetzt. Wie bereits angemerkt, verwendet PV SOL® Wetterdaten der Meteotest AG wohingegen das Tool Daten des DWD verwendet. Um eine Angleichung der Globalstrahlungsdaten vorzunehmen wäre ein umfassender Abgleich der Werte über verschiedene Regionen Deutschlands sinnvoll um einen Faktor festzulegen mit dem die Globalstrahlungswerte des DWD an die von PV SOL® angeglichen werden können. Alternativ müssten, für eine Angleichung des Tools an PV SOL®, die Daten der Meteotest AG die Daten des DWD im Tool ersetzen.

In die Berechnung des Ertrags sollte gleichzeitig eine projektspezifische Ausrichtung des Gebäudes und des Neigungswertes der Aufständering als Funktionswert der Bestrahlung in die vereinfachte Berechnung nach *Quaschnig* einfließen, um einen realistischeren Ertrag und eine höhere Präzision zu erreichen.

Eine weitere Option zur Verbesserung des Tools stellt die Betrachtung der Erträge der PV-Anlage und des Stromverbrauchs über die Lastgänge dar, welche bisher nur in der Monatsbetrachtung vorliegen. Überschuss und Eigenverbrauch können derzeit nur bilanziell über einen Monat betrachtet werden, weshalb der EV-Anteil im Tool zu hoch eingestuft wird. Eine Auflösung in Stundenwerte erlaube hingegen eine präzise Betrachtung über Tag und Nacht, wodurch der EV-Anteil sinken und sich an die Ergebnisse der Simulation angleichen würde.

Um in der Praxis Anwendung zu finden sollten die einzelnen Parameter eine größere Annäherung an die Ergebnisse einer PV SOL® aufweisen, um dem Kunden und dem Unternehmen keine falschen Prognosen zu präsentieren. Weiterhin muss der Wahrheitsgehalt der Kundenaussagen bei jedem Projekt berücksichtigt werden. Jeder Kunde kann willkürlich oder unwillkürlich Falschaussagen treffen und somit die Projektbewertung und Rentabilität verschleiern. Dennoch ist hervorzuheben, dass der Wert der Rendite, welcher für viele Investoren das wichtigste Kaufkriterium darstellt, bereits die geringste Abweichung aufwies und das Tool somit eine realitätsnahe Einschätzung der Rentabilität darstellt.

6. Fazit

Ziel dieser Arbeit ist es, ein Tool zu entwickeln, mit welchem Kundenaussagen bewertbar gemacht werden können, um eine Ersteinschätzung zur Rentabilität von Photovoltaikprojekten treffen zu können ohne hierfür eine Simulation mit PV SOL[®] durchführen zu müssen. Über den Ansatz einer Eignungsmatrix in einer Nutzwertanalyse nach Winter⁷⁵ kann jedem Projekt eine Punktwertung zugeordnet werden und erhält eine direkte Vergleichbarkeit. Mithilfe eines angepassten Risikofaktors nach Zirkler⁷⁶ wird dem Projekt eine Betrachtung des Sicherheitswertes zugesprochen. Neben dem Scoring-Modell erhält der Anwender prognostizierte Daten zur Wirtschaftlichkeit und somit Rentabilität des Projektes basierend auf den Aussagen des Kunden.

Mit der Entscheidungsmatrix und der sich daraus ergebenden Auswertungstabelle erhält die Adler Smart Solutions neben der Berechnung der wirtschaftlichen Parameter zur Rentabilität eine vergleichbare Projektbewertung. Das Tool spiegelt nicht nur die Güte eines Projektes in Form der Grundvoraussetzungen, sondern auch die Umsetzungswahrscheinlichkeit dessen wider. Projekte, die vermeintlich die gleichen Grundvoraussetzungen bieten, können aufgrund der eingearbeiteten Umsetzungswahrscheinlichkeit und des Risikofaktors dennoch weiter differenziert werden. Somit kann das Tool mithilfe der Kundenaussagen mit geringem Zeitaufwand sowohl der Adler Smart Solutions als auch dem Kunden eine Ersteinschätzung und somit Entscheidungsgrundlage über ein PV-Projekt liefern.

Das in dieser Bachelorarbeit entwickelte Tool stellt einen neuen standardisierten Prozess dar, mit dem Photovoltaikprojekte mit geringem Zeitaufwand technisch sowie wirtschaftlich beurteilbar sind. Dies bildet für die Adler Smart Solutions eine neue Grundlage Projekte einer Erstbetrachtung zu unterziehen, diese auf Basis des Eignungswertes einzuschätzen und einzuordnen. Eine Investition von Zeit und Personal in ein nicht umsetzbares Projekt kann mithilfe des Tools in Form der Gesamtwertung als Entscheidungsgrundlage bereits vorweg vermieden werden. Ebenso können rentable Projekte mit einer hohen Umsetzungswahrscheinlichkeit frühzeitig erkannt und bearbeitet werden.

Der Prozess der Filtration durch die Anwendung des Tools kann Personalkosten, verursacht durch den Einsatz von Fachpersonal, bereits frühzeitig umgehen. Die Anwenderfreundlichkeit des Tools erlaubt eine Nutzung des Tools gänzlich ohne oder mit nur wenig Einweisung. Fachpersonal wird in diesem Schritt der Projektbetrachtung nicht mehr benötigt.

⁷⁵ Winter, 2013, S. 147

⁷⁶ Zirkler, et al., 2019, S. 63 ff.

Durch die Anwenderfreundlichkeit des Tools erhält auch der potenzielle Kunde eine simple Form der Eignungsmatrix. Die Ausgabe der Eignungsmatrix im PDF-Format als Fragebogen für den Kunden vereinfacht die Einpflegung der Kundenaussagen in das Tool und ermöglicht eine umgehende Präsentation der Ergebnisse. Die zügige Bearbeitungszeit schafft Kundenzufriedenheit und stellt einen wichtigen Faktor der Kundenbetreuung dar. Dem Kunden kann ein Gefühl der „Einfachheit“ gegeben und Skepsis sowohl gegenüber der Photovoltaik als Ganzes als auch gegenüber der Adler Smart Solutions als Unternehmen ausgeräumt werden.

Letztendlich kann dieses Tool nicht die Simulation eines PV-Projektes in PV SOL® in Präzision und Umfang ersetzen. In Kapitel 5 wurden hierzu bereits Anmerkungen zur Verbesserung des Tools dargestellt. Ein Optimierungspotenzial des Tools ist somit vorhanden. Das Tool stellt aber einen neuen Prozess der Ersteinschätzung und Entscheidungsgrundlage dar, ein Projekt mit erforderlichem Personal- und Zeitaufwand genauer zu betrachten. Die abschließende Beurteilung der Projektwürdigkeit kann erst in einer späteren Betrachtung der Gegebenheiten vor Ort stattfinden. Dies kann und wird ein Tool in diesem Format keinesfalls ersetzen.

Zusammenfassend kann die Integration des in dieser Bachelorarbeit entwickelten Tools zur Einschätzung der Rentabilität von PV-Projekten auf Basis von Kundenaussagen als neuer Arbeitsprozess der Adler Smart Solutions sowohl dem Unternehmen als auch dem Kunden eine zeit- und kosteneffiziente Projektbeurteilung erlauben. Aufgrund der geringen Anwendungszeit und hohen Anwenderfreundlichkeit wird Kundenzufriedenheit geschaffen und Zeit sowie Personalkosten gespart. Auf Grundlage des Tools kann die Adler Smart Solutions nicht umsetzbare Projekte bereits in der Erstbetrachtung mit geringem Zeitaufwand herausfiltern und rentable Projekte priorisieren.

7. Ausblick

Die Integration eines Tools zur Ersteinschätzung von Photovoltaikprojekten anhand von Kundenaussagen als neuen Prozess in die bisherige Prozessstruktur der Adler Smart Solutions stellt das Unternehmen sowohl vor neue Möglichkeiten als auch Hürden.

Das Optimierungspotenzial des Tools wurde bereits in den vorigen Kapiteln thematisiert. Nach einer Optimierung der genannten Parameter kann eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu einer PV SOL® -Simulation vorhanden sein, sodass eine Einbindung in die bestehenden Prozesse möglich ist ohne dem Kunden irreführende Ergebnisse zu präsentieren.

Durch die Ausgabe eines Fragebogens auf Basis der Eignungsmatrix an den Kunden wurde der bestehende Prozess der Informationsbeschaffung ersetzt und vereinfacht. Der Kunde erhält den Fragebogen, füllt diesen aus und schickt ihn zurück an die Adler Smart Solutions. Ein Mitarbeiter pflegt die Angaben des Kunden in die Matrix ein, woraufhin ein Ergebnis berechnet und dem Kunden präsentiert wird.

Zukünftig kann dieser Prozess interaktiver gestaltet werden indem der Kunde das Tool selbst erhält. Durch die anwenderfreundliche Gestaltung des Tools, kann auch ein ungeschulter Anwender das Tool benutzen und das Verhalten von Punktzahl und Rendite je nach Eingabe analysieren. Auf viele Kunden könnte die Anwendung des Tools einen Reiz ausüben und somit eine Kundenbindung schaffen. Eine weitere Möglichkeit ist die Einbindung des Tools auf der unternehmenseigenen Website und der damit einhergehenden freien Verfügbarkeit des Tools. Mit der Eingabe der Kundendaten, den Aussagen zu dem Projekt sowie einer Erlaubnis des Kunden könnte eine automatisierte Mail an den Kunden generiert und ein direkter Kontakt hergestellt werden. Durch eine Freigabe des Tools könnte die zuvor erwähnte Kundenbindung gefördert und die Skepsis an der Photovoltaik gelindert werden.

IV. Literaturverzeichnis

B&K Solare Zukunft GmbH. bksolarezukunft.de. [Online] B&K Solare Zukunft GmbH. [Zitat vom: 15. Juli 2020.] <https://bksolarezukunft.de/iroc-pv-flachdachsysteme/>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Umweltbundesamt und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien. 2020. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2019. [Online] Februar 2020. [Zitat vom: 13. Mai 2020.] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=29.

Bundesnetzagentur. 2020. Marktstammdatenregister. [Online] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020. [Zitat vom: 14. Juli 2020.] <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.

Deutscher Wetterdienst. 2018. Deutscher Wetterdienst, CDC - Vertrieb Klima und Umwelt. [Online] Dezember 2018. [Zitat vom: 01. August 2020.] dwd.de.

EEG, Bundesministerium der Justiz und Verbraucherschutz. 2017. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 2017.* 2017.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. 2020. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.* Freiburg : Fraunhofer ISE, 2020.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2020. STC-Messungen. [Online] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020. [Zitat vom: 16. 05 2020.] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/fue-infrastruktur/akkreditierte-labs/callab/callab-pv-modules/stc-messungen.html>.

Kausch, Peter, et al. 2011. *Energie und Rohstoffe - Gestaltung unserer nachhaltigen Zukunft.* Heidelberg : Spektrum Akademischer Verlag Heidelberg, 2011.

Kleinknecht, Konrad. 2015. *Risiko Energiewende - Wege aus der Sackgasse.* Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.

Lunau, Stephan, et al. 2013. *Six Sigma+Lean Toolset - Mindset zur erfolgreichen Umsetzung von Verbesserungsprojekten.* Berlin : Springer Gabler, 2013.

Mertens, Konrad. 2013. *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis.* Leipzig : Fachbuchverlag Leipzig, 2013.

Next Kraftwerke GmbH. 2020. next-kraftwerke.de. [Online] Next Kraftwerke GmbH, 2020. [Zitat vom: 28. Juni 2020.] <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzbetrieb>.

Panos, Konstantin. 2013. *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt 3. Auflage.* Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. 2019. Eckpunkte des Klimaschutzprogramms 2030. *bundesregierung.de.* [Online] 08. Oktober 2019.
Quaschnig, Volker. 2010. *Erneuerbare Energien und Klimaschutz.* München : Carl Hanser Verlag, 2010.

Quaschnig, Volker 2019. *Regenerative Energiesysteme.* München : Carl Hanser Verlag, 2019.

Quaschnig, Volker 1996. *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen.* Berlin : Verlag Dr. Köster, 1996.

Umweltbundesamt und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien. 2019. Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. [Online] Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Dezember 2019. [Zitat vom: 13. Mai 2020.] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromerzeugung-erneuerbar-konventionell#definition-und-zeitliche-entwicklung>.

Valentin Software GmbH. 2020. PV*SOL® Hilfe. *valentin-software.com.* [Online] Valentin Software GmbH, 2020. [Zitat vom: 05. August 2020.] <https://help.valentin-software.com/pvsol/berechnungsgrundlagen/pv-module/verschattung-durch-nahe-objekte/>.

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. 2018. VDE.com. [Online] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 19. Oktober 2018. [Zitat vom: 30. Juni 2020.] <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-mittelspannung-vde-ar-n-4110>.

Winter, Stefan. 2013. *Management von Lieferanteninnovationen - Eine gestaltungsorientierte Untersuchung über das Einbringen und die Bewertung.* Technische Universität Dresden : Springer Gabler, 2013.

Zirkler, Bernd, et al. 2019. *Projektcontrolling - Leitfaden für die betriebliche Praxis.* Wiesbaden : Springer Gabler, 2019.

V. Anhangsverzeichnis

- ANHANG 1: Datenblatt Photovoltaikmodul
- ANHANG 2: Datenblatt Wechselrichter
- ANHANG 3: Fragebogen der Adler Smart Solutions
- ANHANG 4: Verschattungen
- ANHANG 5: Flächenberechnung
- ANHANG 6: Strahlungswerte
- ANHANG 7: Ertragsrechnung
- ANHANG 8: Ertragsprognose im Verhältnis zum Lastgang
- ANHANG 9: Renditerechnung
- ANHANG 10: Entscheidungsmatrix
- ANHANG 11: Sensitivitätsanalyse
- ANHANG 12: Gewichtung und Risiko
- ANHANG 13: Auswertungstabelle
- ANHANG 14: Daten-CD mit Excel-Tool

powered by

Q.ANTUM DUO

Q.PEAK DUO BLK-G5

310-325

DAUERHAFTE
HÖCHSTLEISTUNG



Q.ANTUM ZELLTECHNOLOGIE: NIEDRIGE LCOE

Höherer Ertrag pro Fläche und niedrigere BOS-Kosten dank hoher Leistungsklassen und einer Effizienz von bis zu 19,6%.



INNOVATIVE ALLWETTER-TECHNOLOGIE

Optimale Erträge bei allen Wetterlagen dank herausragendem Schwachlicht- und Temperaturverhalten.



ANHALTENDE LEISTUNGSSTÄRKE

Langfristige Ertragssicherheit dank Anti LID Technology, Anti PID Technology¹, Hot-Spot Protect und Traceable Quality Tra.Q™.



FÜR EXTREME WETTERBEDINGUNGEN GEEIGNET

Rahmen aus High-Tech-Aluminiumlegierung, zertifiziert für hohe Schnee- (5400 Pa) und Windlasten (4000 Pa).



INVESTITIONSSICHERHEIT

12 Jahre Produktgarantie sowie 25-jährige lineare Leistungsgarantie².



MODERNSTE SOLARMODULTECHNOLOGIE

Q.ANTUM DUO vereint aktuelle Halbzellentechnologie und innovative Zellverdrahtung mit der ausgereiften Q.ANTUM Technology.

¹ APT- Bedingungen nach IEC/TS 62804-1:2015, Methode B (-1500 V, 168 h)

² Für weitere Informationen siehe Rückseite dieses Datenblatts.

DIE IDEALE LÖSUNG FÜR:



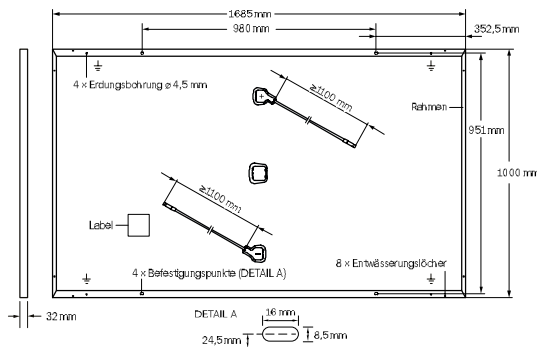
Private
Aufdachanlagen

Engineered in Germany

Q CELLS

MECHANISCHE SPEZIFIKATIONEN

Format	1685 mm × 1000 mm × 32 mm (inklusive Rahmen)
Gewicht	18,7 kg
Frontabdeckung	3,2 mm thermisch vorgespanntes Glas mit Antireflexions-Technologie
Rückabdeckung	Verbundfolie
Rahmen	Schwarz eloxiertes Aluminium
Zelle	6 × 20 monokristalline Q.ANTUM Solarhalbzellen
Anschlussdose	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Schutzart IP67, mit Bypassdioden
Kabel	4 mm ² Solarkabel; (+) ≥ 1100 mm, (-) ≥ 1100 mm
Steckverbinder	Stäubli MC4; IP68

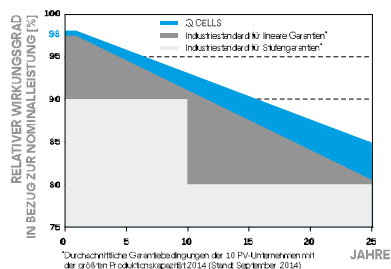


ELEKTRISCHE KENNGRÖSSEN

LEISTUNGSKLASSEN			310	315	320	325
MINIMALLEISTUNG BEI STANDARD TESTBEDINGUNGEN, STC ¹ (LEISTUNGSTOLERANZ +5 W / -0 W)						
Minimum	Leistung bei MPP ¹	P_{MPP} [W]	310	315	320	325
	Kurzschlussstrom ²	I_{SC} [A]	9,83	9,89	9,94	10,00
	Leerlaufspannung ²	U_{OC} [V]	40,02	40,29	40,56	40,83
	Strom bei MPP	I_{MPP} [A]	9,36	9,41	9,47	9,52
	Spannung bei MPP	U_{MPP} [V]	33,12	33,46	33,80	34,14
	Effizienz ²	η [%]	≥ 18,4	≥ 18,7	≥ 19,0	≥ 19,3
MINIMALLEISTUNG BEI NORMALEN BETRIEBSBEDINGUNGEN, NMOT ²						
Minimum	Leistung bei MPP	P_{MPP} [W]	232,0	235,8	239,5	243,3
	Kurzschlussstrom	I_{SC} [A]	7,92	7,97	8,01	8,05
	Leerlaufspannung	U_{OC} [V]	37,73	37,99	38,24	38,50
	Strom bei MPP	I_{MPP} [A]	7,37	7,41	7,45	7,49
	Spannung bei MPP	U_{MPP} [V]	31,50	31,82	32,14	32,46

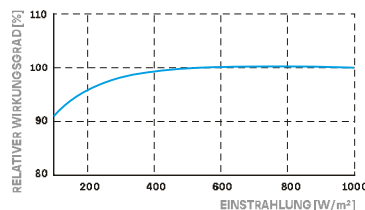
¹Messtoleranzen $P_{MPP} \pm 3\%$; I_{SC} ; $U_{OC} \pm 5\%$ bei STC: 1000 W/m², 25 ± 2 °C, AM 1,5 nach IEC 60904-3 • 800 W/m², NMOT, Spektrum AM 1,5

Q CELLS LEISTUNGSGARANTIE



Mindestens 98 % der Nennleistung innerhalb des ersten Jahres. Danach max. 0,54 % Degradation pro Jahr. Mindestens 93,1 % der Nennleistung nach 10 Jahren. Mindestens 85 % der Nennleistung nach 25 Jahren. Alle Daten innerhalb der Messtoleranzen. Volle Produkt- und Leistungsgarantien entsprechend der jeweils gültigen Garantien der Q CELLS Vertriebsgesellschaft Ihres Landes.

SCHWACHLICHTVERHALTEN



Typische Modulleistung unter niedrigen Einstrahlungsbedingungen im Vergleich zu STC-Bedingungen (25 °C, 1000 W/m²)

TEMPERATURKOEFFIZIENTEN

Temperaturkoeffizient I_{SC}	α [%/K]	+0,04	Temperaturkoeffizient U_{OC}	β [%/K]	-0,27
Temperaturkoeffizient P_{MPP}	γ [%/K]	-0,36	Normal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

KENNGRÖSSEN ZUR SYSTEMEINBINDUNG

Maximale Systemspannung	U_{SYS} [V]	1000	Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	I_R [A]	20	Brandklasse gemäß ANSI/UL 1703	C / TYPE 2
Max. zulässige Last, Druck/Zug	[Pa]	3600/2667	Zulässige Modultemperatur im Dauerbetrieb	-40 °C - +85 °C
Max. Testlast, Druck/Zug	[Pa]	5400/4000		

QUALIFIKATIONEN UND ZERTIFIKATE

VDE Quality Tested, IEC 61215:2016; IEC 61730:2016, Anwendungsklasse II; Dieses Datenblatt entspricht der DIN EN 50380.



VERPACKUNGSINFORMATION

Anzahl Module pro Palette	32
Anzahl Paletten LKW (24t)	30
Anzahl Paletten 40-Fuß-HC-Container (26t)	26
Palettenmaß (L × B × H)	1760 × 1150 × 1190 mm
Palettengewicht	642 kg

HINWEIS: Den Anweisungen in der Installationsanleitung ist unbedingt Folge zu leisten. Weitere Informationen zur freigegebenen Nutzung der Produkte sind der Installations- und Betriebsanleitung zu entnehmen oder können beim Technischen Service erfragt werden.

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com



Engineered in Germany

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPPTs



Max. Wirkungsgrad
98.8%



String-level
Management



Smart I-V Curve
Diagnose unterstützt



Reststrom-
überwachung integriert



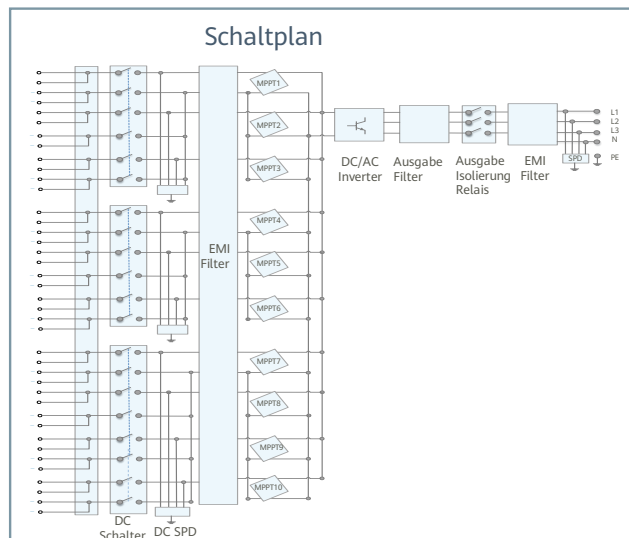
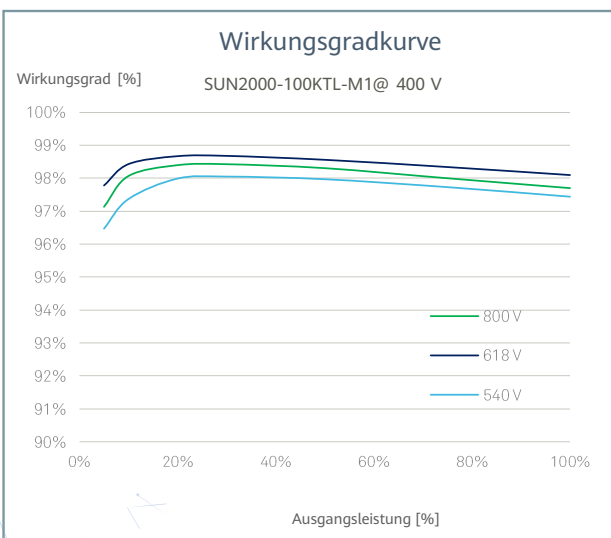
Sicherungs-
freies
Design



DC und AC -
Überspannungsschutz



IP66
Schutz



Preliminary Version

SUN2000-100KTL-M1

Technische Spezifikationen

Wirkungsgrad	
Max. Wirkungsgrad	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
Europäischer Wirkungsgrad	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V
Eingang (DC)	
Max. Eingangsspannung	1,100 V
Max. Eingangsstrom pro MPPT	26 A
Max. Kurzschlussstrom	40 A
Startspannung	200 V
MPPT-Spannungsbereich	200 V ~ 1,000 V
Nenneingangsspannung	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
(Max.) Anzahl der Eingänge pro MPPT	20
Anzahl der MPP-Tracker	10
Ausgang (AC)	
AC – Nennleistung	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Max. AC Scheinleistung	110,000 VA
Max. AC Nennleistung (cosφ=1)	110,000 W
Nennausgangsspannung	220 V / 230 V, Standardeinstellung 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
AC - Netzfrequenz	50 Hz / 60 Hz
Nennausgangsstrom	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Max. Ausgangsstrom	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Einstellbare Leistungsfaktor	0.8 LG ... 0.8 LD
Klirrfaktor (THD)	<3%
Schutzeinrichtungen	
DC Lasttrennschalter	Ja
Inselnetzerkennung	Ja
AC-Überstromschutz	Ja
DC-Verpolungsschutz	Ja
String Überwachung	Ja
DC-Überspannungsableiter	Typ II
AC-Überspannungsableiter	Typ II
Isolationsüberwachung	Ja
Fehlerstromüberwachung	Ja
Kommunikation	
Anzeige	LED Indicators, WLAN/Bluetooth + APP
USB	Ja
RS485	Ja
MBUS	Ja (Trenntransformator erforderlich)
Allgemeine Daten	
Abmessungen (B x H x T)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 inch)
Gewicht (mit Montageplatte)	90 kg (198.4 lb.)
Betriebstemperaturbereich	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Kühlungsmethode	Aktive Kühlung
Max. Betriebshöhe	De-rating über 4,000 m (13,123 ft.)
Relative Luftfeuchtigkeit	0 ~ 100%
DC-Anschluss	Staubli MC4
AC-Anschluss	Wasserdichter Anschluss + OT/DT Steckverbinder
Schutzart (nach IEC 60529)	IP66
Topologie	Transformatorlos
Normenkonformität	
Normen und Sicherheit	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Preliminary Version

Kundendaten identisch mit Standort

1. Kundendaten:

Firma/Name: _____
Straße: _____
PLZ: _____
Ort: _____
Tel.: _____
E-Mail: _____

Standort der angedachten PV-Anlage:

Firma/Name: _____
Straße: _____
PLZ: _____
Ort: _____
Tel.: _____
E-Mail: _____

2. Objektdaten:

Nutzung des Gebäudes*: _____

Eigennutzung Teilweise vermietet komplett vermietet

Bestandsgebäude *wenn ja:* Alter des Gebäudes: _____

Neuerrichtung *wenn ja:* Geplante Fertigstellung: _____

Dachgröße (verfügbare Fläche): _____ x _____ Meter

Flachdach Dachneigung: _____ Grad

Himmelsrichtung Dachneigung: _____

Dach für PV-Anlage statisch geeignet: ja nein

Verschattung: keine teilweise: _____

*Anmerkung: Bei mehreren Gebäuden bitte pro Gebäude jeweils ein Formular ausfüllen.

3. Stromverbrauch und Betrieb:

Stromverbrauch: _____ kWh/pro Jahr | Nutzung: werktags ca. 8-17 Uhr 24/7

Strombezugspreis: _____ ct/kWh netto (ggf. letzte Jahresabrechnung beifügen)

Voraussichtliche Eigenkapitalquote Finanzierung: _____ %

Interesse an:

Betreibermodell ja nein

Verpachtung ja nein

Elektromobilität / Ladeinfrastruktur ja nein

Berechnung des Verschattungsabstands (Anhang 4)

Grundüberlegung:

Verschattungshöhe bei niedrigstem Sonnenazimutwinkel	1,00	[m]
Hindernishöhe h =	14,00	[°]
Sonnenazimut Süden γ Dez		
Abstand d zu Modul	4,01	[m]
$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)}$		

4,01 m Freiraum würde in der Praxis nicht gewährt werden, also:

Akzeptanzbereich (bei h=1m):

ab d = 1,4 m gibt PV Sol Verschattungshöhe < 1 %.

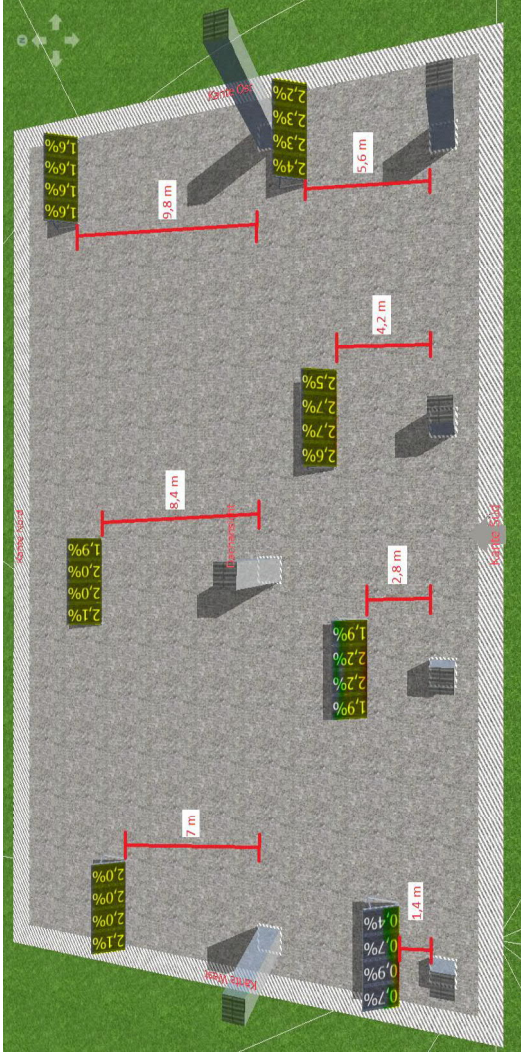
Dies entspricht Sonnenhöhenwinkel:

$$\arctan\left(\frac{h}{d}\right) = \gamma_s = 35,54 \quad [^\circ]$$

--> Dies entspricht einem Sonnenhöhenwinkel Ende Februar

Anpassung mit neuem

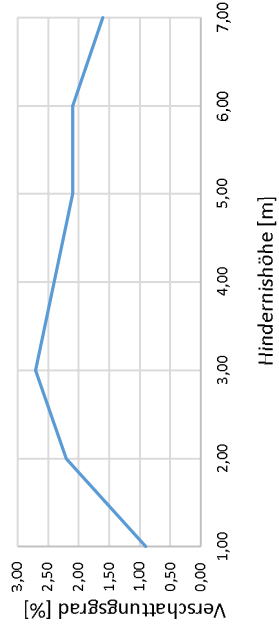
Sonnenhöhenwinkel			
Hindernishöhe h =	1,00	[m]	
Sonnenazimut Süden γ Dez	35,54	[°]	
Abstand d zu Modul	1,40	[m]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	2,00	[m]	
Abstand d zu Modul	35,54	[°]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	2,80	[m]	
Abstand d zu Modul	3,00	[m]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	35,54	[°]	
Abstand d zu Modul	4,20	[m]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	4,00	[m]	
Abstand d zu Modul	35,54	[°]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	5,60	[m]	
Abstand d zu Modul	5,00	[m]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	35,54	[°]	
Abstand d zu Modul	7,00	[m]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	6,00	[m]	
Abstand d zu Modul	35,54	[°]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	8,40	[m]	
Abstand d zu Modul	7,00	[m]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	7,00	[m]	
Abstand d zu Modul	35,54	[°]	
Hindernishöhe h =			
Sonnenazimut Süden γ Dez	9,80	[m]	
Abstand d zu Modul			



Neuer Akzeptanzbereich:
Verschattungshöhe von 2,7 % ,
Gewährung bis 3,00 %

Hindernishöhe	Einheit	Verschattungshöhe	Einheit
1,00	[m]	0,90	[%]
2,00	[m]	2,20	[%]
3,00	[m]	2,70	[%]
4,00	[m]	2,40	[%]
5,00	[m]	2,10	[%]
6,00	[m]	2,10	[%]
7,00	[m]	1,60	[%]

Verschattungshöhe in Abhängigkeit der Hindernishöhe



Dachflächenberechnung (Anhang 5)

Wahl Preset	2000	Nordkante [m] aus Matrix
Gesamtfläche [m ²] aus Matrix	75	Westkante [m] aus Matrix
Ersatzkante		

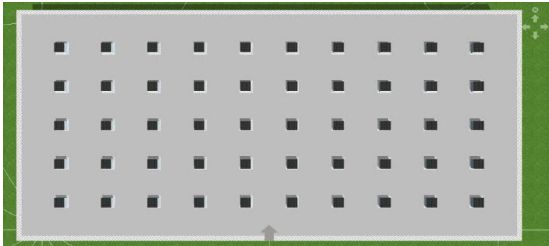
Gesamtfläche (BxH)	Kalkulationswert	Nordkante	Westkante	Südkante	Ostkante	Fläche [m ²]	Werte	Zwischensumme [m ²]
Reine Fläche		0	0			0	2000	
Rand (1 m)	1	0	-2	0	-2	4	4	
Rand (1m) alternativ		75	24,67			-199,33	-199,33	1804,67
Hindernisfläche	Stückzahl	Nordkante	Westkante	Abstand	Fläche Hindernis		Wahl Preset	
Preset a	50	2	2	0,3	6,76	-338	keine Hindernisse	
Preset b	25	2	2	0,3	6,76	-169		
Preset c	12	2	2	0,3	6,76	-81,12		
(Preset d)	2	70	4	0,3	324,76	-649,52		1804,67
Verschattungsfläche durch Hindernisse	Hindernishöhe	Azimuthwinkel	Abstand d	Halbkreissschatten	Stückzahl	Fläche Schatten	Wahl Preset	
Preset a	1	35,54	0,00	0,00	50	0,00	keine Verschattung	
Preset b	1	35,54	0,00	0,00	25	0,00		
Preset c	1	35,54	0,00	0,00	12	0,00		
Restfläche								1804,67

Verschattung durch Gebäude/Bäume	Anteil [%]	Gesamtfläche	Verschattete Fläche
	20,00	2000	-400,00
			1404,67

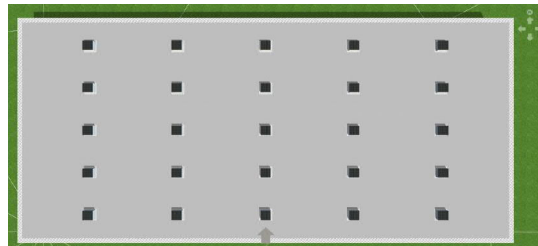
Hindernishöhe h (aus Matrix) =	0	[m]	Preset	Blöcke mit 30 cm Seitenabstand als Sperrfläche				
Sonnenazimut Süden γ Dez	35,54	[°]		Stück	Fläche	Anteil [%]		
Abstand d zu Modul	$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} =$	0,00	[m]	a	2 x 2 Blöcke	50	200	10
Schattenfläche im Halbkreis um Hindernis:	$A_{Schatten} = \frac{\pi \cdot d^2}{2} =$	0,00	[m ²]	b	2 x 2 Blöcke	25	100	5
				c	2 x 2 Blöcke	12	48	2,4
				(d)	gr Blöcke	2	560	28

Presets (2 m breite, 2m lange, 1 m hohe Blöcke mit 30 cm Seitenabstand als Sperrfläche)

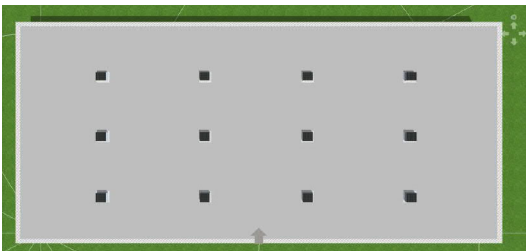
Preset a: 4% Deckfläche



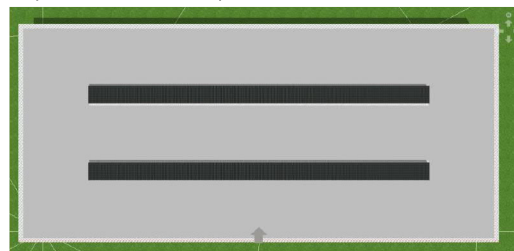
Preset b: 2% Deckfläche



Preset d: ca. 1 % Deckfläche



(Preset d: 11,2% Deckfläche)



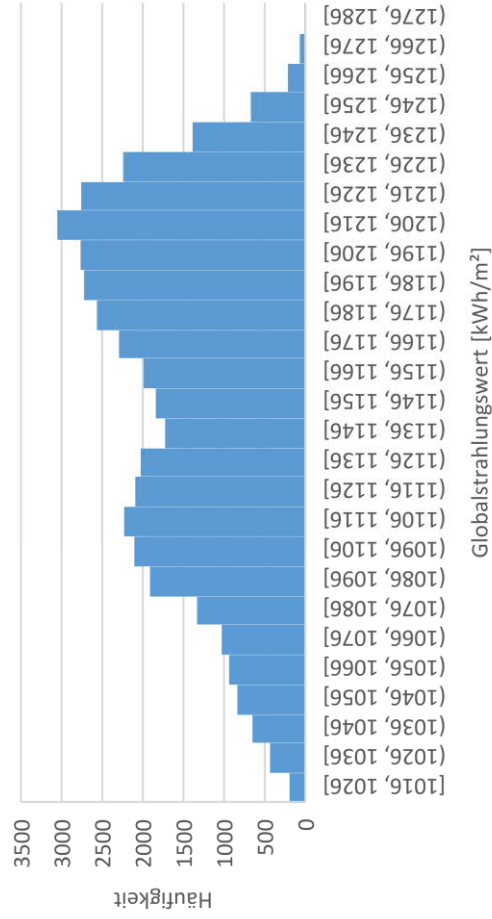
Quelle aller Presetbilder: PV SOL®, eigene Darstellung

Strahlungsdaten (Anhang 6)

Pivot-Tabelle: PLZ-abhängiger Strahlungswert
 [kWh/m²*a](Mittelwert des Gridcodes
 gebildet bei gleicher PLZ)

PLZ	Mittelwert von gridcode
74420	1206,75
Gesamtergebnis	1206,75

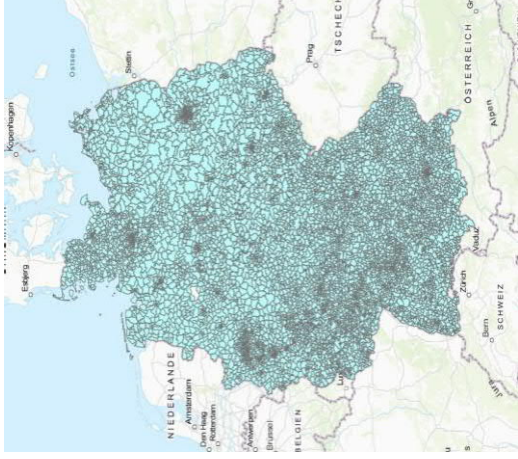
Häufigkeit der auftretenden Strahlungswerte



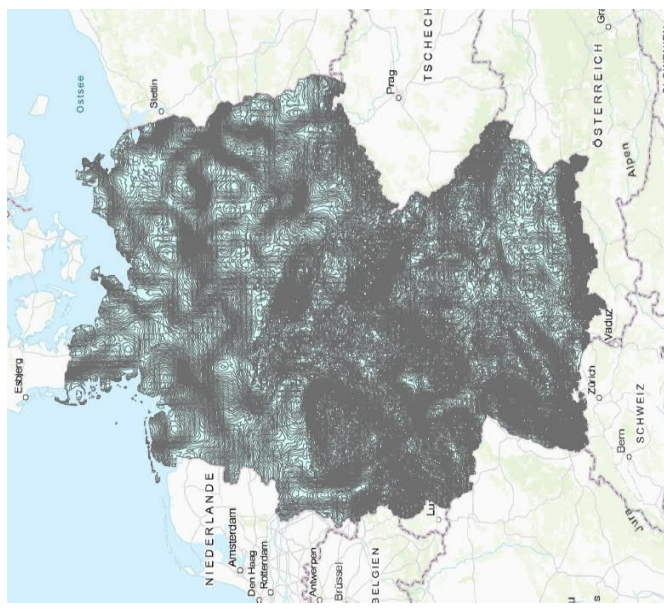
Einfache Wertung PLZ - Strahlung

PLZ (z.B.)	Strahlungswert kWh/m ²	Wertung
21717	1039,00	1
19079	1073,50	2
06333	1151,67	3
01169	1202,50	4
78176	1282,80	5

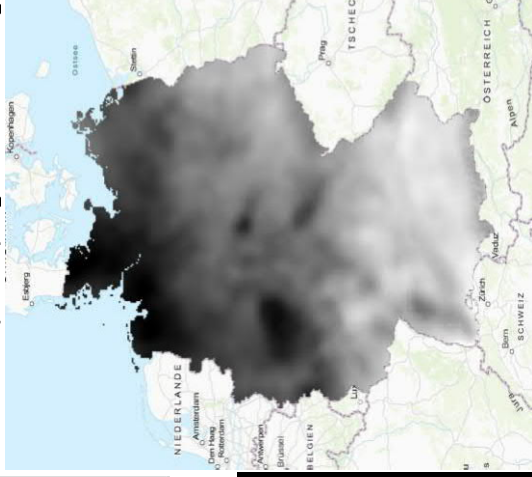
PLZ-Bezirke in Deutschland,
 Quelle: Esri, eigene Darstellung



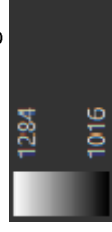
Vereinte Darstellung von PLZ und
 Globalstrahlung,
 Quelle: Esri, DWD, eigene Darstellung



Globalstrahlung in Deutschland,
 Quelle: Esri, DWD, eigene Darstellung



mit der Skalierung der
 Globalstrahlungswerte:



Ertragsrechnung (Anhang 7)

Ost/Westausrichtung Neigung 10°
(2 Module zusammengefasst)

Reihentiefe Gestell (Länge 2 Module aufgeständert) [m]	3,321	1	0,005	0	3,34
Breite Modulgestell [m]					
Modulabstand horizontal [m]					
Gestellabstand [m]					
Gestellfläche [m²]					

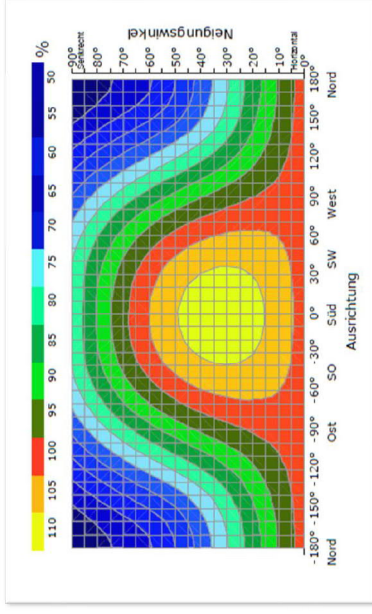
Allgemeine Daten des Projektes

Dachfläche nach Abzug des Randabstands, der Hindernis- und Verschattungsflächen (aus Flächenberechnung)[m²]:

(je 2 Module): Dachfläche/Gestellfläche:	1404,67
Anzahl Gestelle abgerundet:	420,86
Anzahl Module:	420
Fläche pro Modul [m²]	840
Nennleistung P pro Modul [kWp/Modul]	1,68
Nennleistung PV Anlage (P * Anzahl Module) [kWp]	0,32
Funktionswert Bestrahlung aus Diagramm $f_{Neigung}$	268,8
Standard Performance Ratio Wert PR	1
Globalstrahlung [kWh/(m²*a)] H_{Global}	1206,75
Wirkungsgrad Wechselrichter η_{WR}	0,986
Modulegradation pro Jahr [%]	0,15

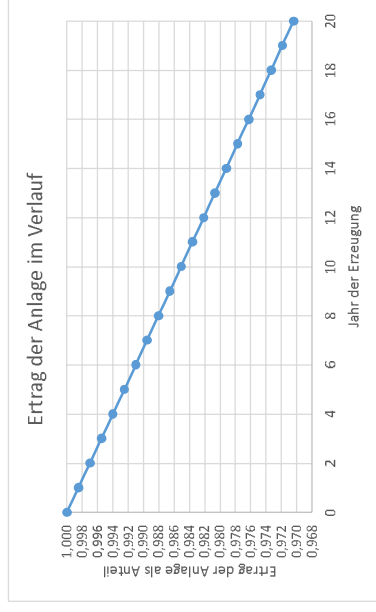
$$\text{Vereinfachte Ertragsrechnung } W_{PV} = \frac{H_{Global} \cdot f_{Neigung} \cdot P_{Nenn} \cdot PR}{1 \cdot 10^4}$$

mit	Globalstrahlung [kWh/(m²*a)] H_{Global}	1206,75	Funktionswert Bestrahlung $f_{Neigung}$	1,00	Nennleistung der PV-Anlage [kWp] P_{Nenn}	268,80	Performance Ratio Wert PR	0,75
W_{PV}		243280,8						



Quelle: Quelle: Quaschning, 2010

Jahr	Ertrag der Anlage pro Jahr W_E [kWh/a] ($W_{PV} \cdot \eta_{WR}$)	Ertrag der Anlage pro Jahr W_E [kWh/a] mit Modulegradation	Leistungswert Anlage (dezimal), gemessen an Jahr 0
0	239874,87	239874,87	1,00
1	239874,87	239515,06	0,9985
2	239874,87	239155,78	0,9970
3	239874,87	238797,05	0,9955
4	239874,87	238438,85	0,9940
5	239874,87	238081,20	0,9925
6	239874,87	237724,07	0,9910
7	239874,87	237367,49	0,9895
8	239874,87	237011,44	0,9881
9	239874,87	236655,92	0,9866
10	239874,87	236300,94	0,9851
11	239874,87	235946,48	0,9836
12	239874,87	235592,57	0,9821
13	239874,87	235239,18	0,9807
14	239874,87	234886,32	0,9792
15	239874,87	234533,99	0,9777
16	239874,87	234182,19	0,9763
17	239874,87	233830,91	0,9748
18	239874,87	233480,17	0,9733
19	239874,87	233129,95	0,9719
20	239874,87	232780,25	0,9704
Summe der Jahre 1-20	4797497,38	4722669,49	
Ertrag/ Jahr gemittelt		236133,47	



Ertragsprognosen mit Lastgang (Anhang 8)

Ertrag der Anlage W_E pro Jahr [kWh/a] mit Moduldegradation (gemittelt): 236133,47 (Aus "Ertragsrechnung")
 Gesamtverbrauch [kWh/a] 150000 (Aus "Lastgänge")
 Lastgang GO (Aus "Lastgänge")

Monat	Anteil an PV Generatorenergie(AC) im Monat	Ertrag der Anlage im Monat [kWh]	Lastgang mit Verbrauch in [kWh]	Eigenverbrauch [kWh]	Überschusseinspeisung [kWh]	Netzbezug [kWh]
Jan	0,0169	3979,85	13376,20	3979,85	0,00	9396,35
Feb	0,0347	8203,21	11957,05	8203,21	0,00	3753,84
Mär	0,0709	16746,33	12888,29	12888,29	3858,04	0,00
Apr	0,1172	27684,21	12398,23	12398,23	15285,98	0,00
Mai	0,1507	35576,92	12849,62	12849,62	22727,30	0,00
Jun	0,1514	35759,99	11971,24	11971,24	23788,75	0,00
Jul	0,1549	36583,70	12382,62	12382,62	24201,08	0,00
Aug	0,1296	30598,43	12316,59	12316,59	18281,84	0,00
Sep	0,0865	20418,95	11882,72	11882,72	8536,23	0,00
Okt	0,0549	12956,39	12849,62	12849,62	106,77	0,00
Nov	0,0207	4883,69	12331,64	4883,69	0,00	7447,95
Dez	0,0116	2741,81	12796,16	2741,81	0,00	10054,35
Summe	1,00	236133,47	150000,00	119347,50	116785,98	30652,50

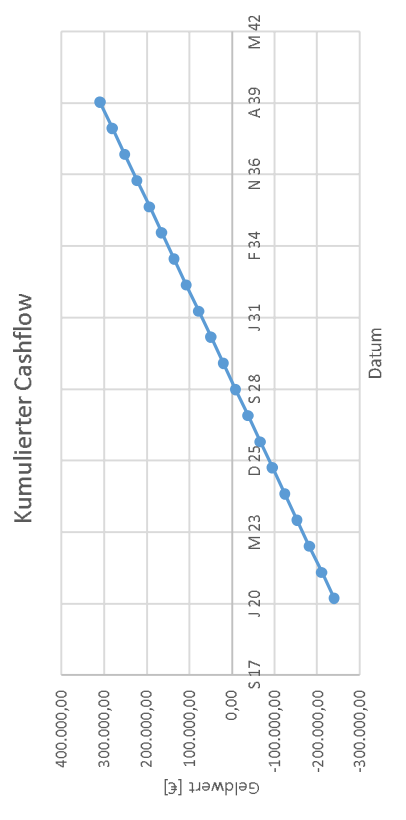
EV Anteil (dezimal)	0,51
Gesamtverbrauch [kWh]	150000,00
gedeckt durch PV [kWh]	119347,50
gedeckt durch Netz [kWh]	30652,50
Überschusseinspeisung	116785,98

Renditerechnung (Anhang 9)

Datum IBN [Tag.Monat.Jahr]:		01.09.2020
EEG-Umlage auf EV [€/kWh]	0,027	Erzeugter Strom in EV [kWh] 119.347,50
EEG-Vergütungssatz [€/kWh]	0,0709	Überschusseinspeisung [kWh] 116.785,98
(EEG-Vergütung und -Umlage gültig für 20 Jahre ab EEG-IBN)		
Strombezugspreis [€/kWh]	0,2	Netzbezug Strom mit PV [kWh] 30.652,50
Gesamtverbrauch [kWh]	150.000,00	Netzbezug Strom ohne PV [kWh] 150.000,00
Stromkosten ohne PV/Jahr	30.000,00	
EEG-Umlage auf EV [€/a]	3.222,38	Bilanz (Vergütung-Umlage-Netzbezug) [€/a] -1.072,76
Erlöse EEG-Einspeisung [€/a]	8.280,13	
Netzbezug Strom mit PV [€/a]	6.130,50	Erlöse und Ersparnis (Bilanz + Ersparnis Stromkosten alt) [€/a] 28.927,24

Installationspreis [€/kWp]	1000
Anlagengröße [kWp] aus "Ertragsrechnung"	268,8

Investitionskosten Gesamtanlage [€]	Datum EEG-IBN [Tag.Monat.Jahr]	Erlöse/Einsparungen im Durchschnitt [€]	Ergebnis Cashflow (Geldmäßiger Ertrag nach Amortisationszeit) [€]	Ergebnis Rendite [%]
268.800,00	01.09.2020	28.927,24	309.744,86	10,13
Datum	Kosten/Erlöse/Einsparungen [€]	Geldwert [€]	Rendite in Dezimal (interne Zinsfußmethode)	Rendite in Prozent
01.09.2020	-268.800,00	-268.800,00	0,1013	10,13
01.09.2020	28.927,24	-239.872,76		
01.09.2021	28.927,24	-210.945,51		
01.09.2022	28.927,24	-182.018,27		
01.09.2023	28.927,24	-153.091,03		
01.09.2024	28.927,24	-124.163,79		
01.09.2025	28.927,24	-95.236,54		
01.09.2026	28.927,24	-66.309,30		
01.09.2027	28.927,24	-37.382,06		
01.09.2028	28.927,24	-8.454,81		
01.09.2029	28.927,24	20.472,43		
01.09.2030	28.927,24	49.399,67		
01.09.2031	28.927,24	78.326,91		
01.09.2032	28.927,24	107.254,16		
01.09.2033	28.927,24	136.181,40		
01.09.2034	28.927,24	165.108,64		
01.09.2035	28.927,24	194.035,89		
01.09.2036	28.927,24	222.963,13		
01.09.2037	28.927,24	251.890,37		
01.09.2038	28.927,24	280.817,61		
01.09.2039	28.927,24	309.744,86		

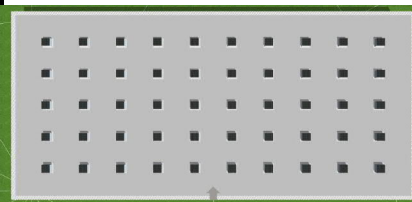


Kundenfragebogen = Entscheidungsmatrix (Anhang 10)

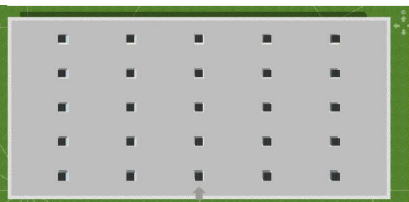
Bei mehreren Gebäuden bitte pro Gebäude jeweils ein Formular ausfüllen!

1. Kundendaten	Ja	Nein	Wert	Werteskala					Wie sicher sind Sie mit dieser Aussage? (100/ 66/33/0) [%]	
				[1]	[2]	[3]	[4]	[5]		
Firma/Name:										
Straße:										
PLZ:										
Ort:										
Tel.:										
E-Mail:										
2. Projektdaten										
Standort der angedachten PV-Anlage										
Straße:										
PLZ:										
Ort:										
Einschätzung Datum Errichtung [Tag.Monat.Jahr]			01.09.2020							
Möchten Sie einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen?	x									100
3. Objektdaten:										
Alter des Gebäudes:				>20 Jahre	<20 Jahre	<15 Jahre	<10 Jahre	<5 Jahre		
Gesamte Dachfläche				<2000 m²	<3000 m²	<4000 m²	<5000 m²	>5000 m²		100
Bitte Angabe einer Seitenkante:				<25 m	<50 m	<75 m	<100 m	>100 m		100
Falls Dachfläche unbekannt										100
Länge Dachfläche:				<25 m	<75 m	<125 m	<175 m	>175 m		100
Breite Dachfläche:				<25 m	<75 m	<125 m	<175 m	>175 m		100
Flachdach?	x									100
Dachneigung:				<5 °	<4 °	<3 °	<2 °	<1 °		100
Lastreserve Dachfläche?				<10 kg/m²	<15 kg/m²	<20 kg/m²	<25 kg/m²	>25 kg/m²		100
Wird ein Teil der Dachfläche durch andere Gebäude oder Bäume verschattet?	x									100
Anteil der Verschattung durch Gebäude oder Bäume (wenn vorhanden)				>30 %	<30 %	<20 %	<10 %			100
Objekte/Hindernisse auf der Dachfläche? (z.B. Dachluken, Lüftungsanlagen)		x								100
Wenn ja: welches Hindernisprofil beschreibt die Hindernisfläche am ehesten?					a	b	c			100
Welche Durchschnittshöhe haben die Hindernisse?				>2,5 m	<2,5 m	<2 m	<1,5 m	<1 m		100
4. Stromverbrauch und Betrieb										
(Nur Angabe wenn Strom selbst verbraucht werden soll)										
Wie hoch ist ihr Stromverbrauch im Jahr?				<50.000 kWh	<100.000 kWh	<150.000 kWh	<250.000 kWh	>250.000 kWh		100
Welches Lastprofil entspricht dem Ihren am ehesten?						G1	G0	G3		100
Wie ist ihr Strombezugspreis?				<16 ct/kWh	<18 ct/kWh	<20 ct/kWh	<22 ct/kWh	>22 ct/kWh		100

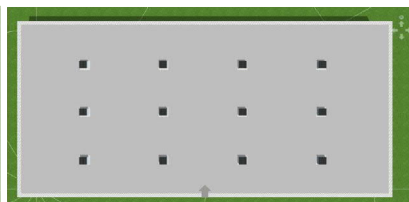
Preset a (entspricht ca. 4 % Dachfläche)



Preset b (entspricht ca. 2 % Dachfläche)



Preset c (entspricht ca. 1 % Dachfläche)



Beschreibung Lastprofil G1
 Gewerbe werktags (8-18 Uhr) (z.B. Büros, Arztpraxen, Werkstätten, Verwaltungseinrichtungen)

Beschreibung Lastprofil G3
 Gewerbe durchlaufend z.B. Kühlhäuser, Pumpen, Kläranlagen

Beschreibung Lastprofil G0
 Gewerbe allgemein (Gewogener Mittelwert der Profile)

Sensitivitätsanalyse (Anhang II)

Erfklärung: Abweichung der Rendite eines

Parameter	Drum (z.B. Wp/Jahr)	Lastprofil	Strombezugspreis	PLZ	Identität (deimal, 10 Nachkommastellen zur präzisen Differenzierung)
Ur-Szenario	GO		< 20 ct/kWh	05333	0,018992700

Rendirelevante Parameter
Parameter für Umsetzbarkeit

Betrachtung der Rendite relevanten Parameter
Bedeutung: "+"/"-": Parameter wird um einen Wert in der Merkle gesetzt (-) bzw. erhöht (+)

Parameter	Rechnung OHNE EV					Rechnung MIT EV					
	Berechnung der Einflüsse	Berechnung der Gewichtung	Neue Messgröße: mögliche Gesamtleistung (kWp)	Abweichung (%) gemittelt	Berechnung der Gewichtung (über kanten) (%)	Rendite (deimal, 8 Nachkommastellen)	Abweichung (deimal)	Berechnung der Einflüsse	Berechnung der Gewichtung (über kanten) (%)	Berechnung der Gewichtung (über kanten) (%)	
Eigenverbrauch											
Werte EV (-1)	nein		474,24			0,01899257					
Werte Dachfläche (-1)	ja	525,05342	474,24			0,1182464					
Werte Dachfläche (+1)	nein	0,000518	325,76	148,48	25,97	0,1589371	34,31389				
Werte Seitenkante (-1)	nein	0,000016	622,72	148,48		0,0587	18,232121	26,275760	18,95		
Werte Seitenkante (+1)	nein	0,000016	473,6	0,64	0,45	0,11844577	0,00121	0,102460	0,30		
Erstwert Ur-Szenario	nein		469,76	4,48		0,11917992	0,00085	0,722915			
Werte Länge Dachfläche (-1)	nein	0,002636	657,92			0,09500822					
Werte Länge Dachfläche (+1)	nein	0,002636	120,96	536,06	113,1578947	0,40125714	0,28933	239,115791		35,96	
Erstwert Ur-Szenario	nein		1194,24	536,32		0,06201843	0,556306	47,866160			
Werte breite Dachfläche (-1)	nein	0,002636	657,92			0,09500822					
Werte breite Dachfläche (+1)	nein	0,002636	120,96	536,96	113,1578947	0,40125714	0,28933	239,115791		35,96	
Werte Verschattung (-1)	nein	0,000927	627,84	153,6	32,3886397	0,096176	0,02149	18,718466	13,50	4,70	
Werte Anteil Verschattung (-1)	nein	0,000251	397,44	76,8	16,19433198	0,1356	0,01760	14,587365			
Werte Anteil Verschattung (+1)	nein	0,000251	551,04	76,8		0,0576236	0,012562	10,616716	12,602040	9,09	
Werte Hindernisse (-1)	nein	0,000251	565,76	91,52	19,28824561	0,10373141	0,014593	12,333135	12,333135	3,09	
Werte Hindernisse (+1)	nein	0,000235	382,72	91,52	14,64237517	0,13966865	0,021344	18,038620	17,471461	9,00	
Werte Durchschattbare Hindernisse (-1)	nein	0,000094	521,6	47,36	6,20782726	0,11015505	0,008169	6,804303		3,13	
Werte Durchschattbare Hindernisse (+1)	nein	0,000094	440,96	33,28		0,12508222	0,00678	5,711147	4,80272	3,46	
Werte Stromverbrauch (-1)	nein		499,84	25,6		0,11372243	0,004602	3,889397			
Werte Stromverbrauch (+1)	nein					0,08801463	0,050310	25,619596	39,504873	27,34	
Werte Lastprofil (-1)	nein					0,17771606	0,059392	50,193750		9,51	
Werte Lastprofil (+1)	nein					0,11692453	0,001400	1,183191			
Werte Strombezugspreis (-1)	nein					0,11850331	0,000179	0,151091	0,48	0,17	
Werte Strombezugspreis (+1)	nein					0,1088811	0,009443	7,980964	9,966986	5,74	
Werte PLZ (-1)	nein	34,045793				0,12771123	0,009387	7,933008			
Werte PLZ (+1)	nein					0,11167584	0,006449	5,450008			
						0,12250366	0,004179	3,331913			
						Summe mit Gesamtleistung:					
						Summe mit kanten:	120,58	100,00	100,00	138,63	100,00
						Summe mit kanten:	315,05	398,65			

Kommentar
Letztlich die PLZ und der sich daraus ergebende Strahlungswert haben, neben dem Installationspreis, einen möglichen Einfluss auf die Rendite. Gewichtung über Rendite einflüsse. Neuansatz: Gewichtung über Gesamtleistung.

Kommentar 2
Relevanz der PLZ bzw. der Einstrahlung weit geringer als bei Vollenspeisung!

Darstellung der Gewichtungsfaktoren (Anhang 12)

Parameter	Scenario 1				Scenario 2				Scenario 3				Scenario 4				
	Gewichtung aus Sensitivitätsanalyse [%]	Gesamtwichtung 1 [%]	+ Anpassung Parameter laut Anmerkungen [%]	Gesamtwichtung 2 [%]	Gewichtung aus Sensitivitätsanalyse [%]	Gesamtwichtung 1 [%]	+ Anpassung Parameter laut Anmerkungen [%]	Gesamtwichtung 2 [%]	Gewichtung aus Sensitivitätsanalyse [%]	Gesamtwichtung 1 [%]	+ Anpassung Parameter laut Anmerkungen [%]	Gesamtwichtung 2 [%]	Gewichtung aus Sensitivitätsanalyse [%]	Gesamtwichtung 1 [%]	+ Anpassung Parameter laut Anmerkungen [%]	Gesamtwichtung 2 [%]	
Eigenverbrauch																	
Dachfläche	25,97	18,95	14,18	14,18				13,46				13,46					
Seitenkanäle	0,45	0,53	0,24	0,24				0,21				0,21					
Lange Dachfläche					35,92	26,22		19,62								25,53	
Breite Dachfläche					35,92	26,22		19,62								25,53	
Verschattung	26,86	19,61	14,67	14,67	10,28	7,30		5,61				9,59			4,70	5,53	
Anteil der Verschattung	13,43	9,80	7,34	7,34	5,14	3,75		2,81				6,45			2,24	2,24	
Objekte/Hindernisse	16,00	11,68	8,74	8,74	6,13	4,47		3,35				3,09			2,20	2,20	
Hindernisse	12,14	8,68	6,63	6,63	4,65	3,39		2,54				2,26			2,22	2,22	
Turbinen/Höhen																	
Hindernisse	5,15	3,76	2,81	2,81	1,97	1,44		1,08				2,46			0,88	0,85	
Stromverbrauch																	
Lastprofil																	
Lastprofil																	
Strombezugspreis																	
PIZ																	
Summe	100,00	73,00	30,00	71,00	100,00	73,00	30,00	71,00	100,00	100,00	73,00	30,00	71,00	100,00	73,00	100,00	
Datum (Tag/Monat/Jahr)																	
Alter des Gebäudes	5,00	5,00		5,00	5,00	5,00		5,00	5,00	5,00		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
Fachdach (siehe Anmerkungen)	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Dachneigung (siehe Anmerkungen)	2,00	2,00		4,00	2,00	2,00		2,00	2,00	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
Lastreserve (siehe Anmerkungen)	20,00	20,00		20,00	20,00	20,00		20,00	20,00	20,00		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	
Summe	127,00	100,00	30,00	100,00	127,00	100,00	30,00	100,00	127,00	100,00	30,00	100,00	127,00	100,00	127,00	100,00	

Darstellung der Risikofaktoren (Anhang 12)

Mögliche Sicherheiten der Aussagen [%]	Gewählter Risikowert der Sicherheiten
100	1,00
66	0,83
33	0,67
0	0,50

Parameter	Erfüllungszeit	Gewichtung frei gewählt
Datum (Tag/Monat/Jahr)	Dieser Parameter dient in dieser Ausführung nur der Berechnung des internen Zinsfußes und hat somit keinen Gewichtungsfaktor	
Alter des Gebäudes	Dieser Parameter ist ein Indikator auf den Zustand des Daches, der Hauselektrik und der vorhandenen Lastreserve. Er spiegelt eine Wahrscheinlichkeit wieder.	5%
Fachdach?	Dieses Tool behandelt nur Flachdächer. Andere Dacharten können nicht berechnet werden. Dieser Parameter ist somit ein KO-Kriterium.	100 % / 0 %
Dachneigung	Grundsätzlich sind alle aufgeführten Dachneigungen ohne Probleme umsetzbar. Ein höherer Wert induziert jedoch erhöhter Anforderungen in der Befestigung des Untergesells und somit eine höhere Lastreserve des Daches.	2 % (bei 4 + 4 % bis 5 + 6 %)
Lastreserve	Eine hohe Lastreserve des Daches ermöglicht eine kompaktere Aufstellung der Module und eine freie Wahl in den Komponenten. Eine Lastreserve unter 10 kg/m² ist ein KO-Kriterium.	0 % (bei unter 10 kg/m²) / 20 %
PIZ	Der Strahlungswert hat bei den Szenarien einen maßgeblichen Einfluss auf die Rendite der Anlagen ohne Eigenverbrauch (24 % Prozent). Bei Anlagen mit EV sinkt dieser Anteil. Obwohl die 34 % nicht bei der Betrachtung der Gesamtgröße der Anlage einfließen, müssen sie dennoch im Gesamtbild berücksichtigt werden.	30%

Auswertungstabelle (Anhang 13)

1. Kundendaten	Punkte nach Werteskala	Gewichtung der Faktoren	Gewichtete Punkte	Sicherheit der Aussage	Risikofaktor (Risikowert der Aussage x Gewichtung)	Ergebnispunkte (Werteskala * Risikofaktor)
unerheblich für die Wertung						
2. Projektdaten						
PLZ	5	0,0230	0,1150	100,00	0,0230	0,1150
unerheblich für die Wertung						
unerheblich für die Wertung						
Möchten Sie einen Teil des erzeugten Stroms selbst Eigenverbrauch						
3. Objektdaten:						
Alter des Gebäudes:	3	0,0500	0,15	100	0,0500	0,15
Gesamte Dachfläche	1	0,1346	0,13	100	0,1346	0,1346
Bitte Angabe einer Seitenante:	3	0,0021	0,01	100	0,0021	0,0063
Falls Dachfläche unbekannt						
Länge Dachfläche:	2	0,0000	0,00	100	0,0000	0,0000
Breite Dachfläche:	Angabe über Gesamtfäche	0,0000	0,00	100	0,0000	0,0000
Flachdach?						
sonst Dachneigung:	3	0,0400	0,12	100	0,0400	0,1200
Lastreserve Dachfläche?	3	0,2000	0,60	100	0,2000	0,6000
Wird ein Teil der Dachfläche durch andere Gebäude oder Bäume verschattet?	3	0,0959	0,29	100	0,0959	0,2876
Anteil der Verschattung durch Gebäude oder Bäume (wenn Objekt/Hindernisse auf der Dachfläche? (z.B. Dachluken, Lüftungsanlagen)	3	0,0645	0,19	100	0,0645	0,1936
Wenn ja, welches Hindernis/Preset beschreibt die Hindernisfläche am	5	0,0632	0,32	100	0,0632	0,3158
Welche Durchschnittsfläche am haben die Hindernisse?	0	0,0639	0,00	100	0,0639	0,0000
Wie ist ihr Strombezugspreis?	3	0,0246	0,07	100	0,0246	0,0738
4. Stromverbrauch und Betrieb						
hoch ist ihr Stromverbrauch im J	3	0,1941	0,58	100	0,1941	0,5824
Welches Lastprofil entspricht dem Ihnen am ehesten?	4	0,0034	0,01	100	0,0034	0,0137
Wie ist ihr Strombezugspreis?	3	0,0408	0,12	100	0,0408	0,1223

Gesamtwertung	41	1,00	2,71	1,00	2,71	2,71
von möglichen:	60	von möglichen:	4,78		4,78	4,78
Wertung des Projektes in %:	66,33	Wertung in %:	56,84		56,84	56,84
Kommentar	Gesamtwertung des Projektes in %:					268,8
	Bei maximalen PV-Anlagengröße in kWp:					

Renditerechnung (Anhang 13)

Automatisch		Manuelle Angaben	
Datum IBN	01.09.2020	Installationspreis [€/kWp]	1000
Grundfläche	2000	Wahl PLZ:	
Angabe einer Kartenbeilage: Nordseite	75	74597	
Westseite		74613	
Preset		74626	
durchschnittliche Hindernishöhe	0	74629	
Anteil Verschattung der Gesamtfäche	20		
Gesamtverbrauch Strom	150.000,00		
Lastprofil	G0		
Strombezugspreis	20		
PLZ	74420	Mittelwert der Strahlungswerte	1206,75
Gesamtergebnis	1206,75		
Punkte:	5		
Ergebnis Renditerechnung			
Gesamtgröße PV Anlage [kWp]	268,8	EV-Anteil [%]	50,54
Investitionskosten Gesamtanlage [€]	268.800,00	Ergebnis Cashflow (Geldmäßiger Ertrag)	309.744,86
Erlöse/Einsparungen pro Jahr im Durchschnitt [€]	28.927,24	Ergebnis Rendite [%]	10,13
Gesamtertrag / Jahr [kWh]	236133,47		

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Thema

Entwicklung eines Tools zur Einschätzung der Rentabilität von Photovoltaikprojekten anhand von Kundenaussagen

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Uetersen, den 28. August 2020

Julian Bernauer