

# Bachelorthesis

Tim Feger

Abweichungsanalyse für Ertragssimulationen  
von Photovoltaikanlagen

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Informations- und  
Elektrotechnik*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Information and  
Electrical Engineering*

Tim Feger

Abweichungsanalyse für Ertragssimulationen  
von Photovoltaikanlagen

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung  
im Studiengang Informations- und Elektrotechnik  
am Department Informations- und Elektrotechnik  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Michael Röther  
Zweitgutachter: Prof. Dr. rer. nat. Thomas Klinker

Abgegeben am 02. August 2013

Tim Feger

## Thema der Arbeit

Abweichungsanalyse für Ertragssimulationen von Photovoltaikanlagen

## Stichworte

Photovoltaik, Simulation, Ertragsberechnung

## Kurzzusammenfassung

Vorgelagerte Ertragsberechnungen für Photovoltaikanlagen erfolgen üblicherweise mit Hilfe von Simulationsprogrammen. Diese bilden allerdings die Realität oft nur unzureichend ab. Im Rahmen dieser Arbeit soll der Einfluss der physikalischen Simulationsparameter untersucht und analysiert werden.

Tim Feger

## Title of the paper

Variance analysis for yield simulations from photovoltaic systems

## Keywords

Photovoltaic, simulation, yield calculations

## Abstract

Preliminary yield calculations for photovoltaic systems are usually assisted by simulation programs. Often these simulations insufficiently portray reality. This thesis analyses the influence of physical simulation parameters on yield calculations.

# Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	6
2. Theorie .....	7
2.1. Photovoltaikanlagen – Stand der Technik .....	7
2.2. Parameter allgemein – Einflussmodell .....	9
2.3. Theoretisches Modell .....	21
3. Simulationsprogramme.....	23
3.1. PVSyst.....	23
3.2. PVGIS.....	24
3.3. Sunny Design.....	24
4. Auslegung der PV-Anlagen .....	25
4.1. Parametrierbarkeit in den Programmen .....	25
4.2. Modellierung PV-Anlage .....	29
4.3. Parameterfestlegung und Variation .....	30
5. Simulation und Analyse.....	32
5.1. Simulationen .....	32
5.2. Reale Ertragsdaten.....	38
5.3. Vergleich und Abweichungen .....	39
5.3.1. Vergleich Simulationsergebnisse.....	39
5.3.2. Vergleich Simulationsergebnisse zu Theorie.....	46
5.3.3. Vergleich Simulationsergebnisse zu realen Ertragsdaten .....	47
6. Finanzielle Betrachtung.....	49
6.1. Wirtschaftlichkeit.....	49
6.2. Kosten .....	50
6.3. Vergütung .....	52

6.4. Amortisationszeit und Rendite .....	54
7. Zusammenfassung und Ausblick .....	59
8. Abbildungsverzeichnis.....	61
9. Tabellenverzeichnis .....	62
10. Literaturverzeichnis.....	63
11. Anhang .....	65

## 1. Einleitung

Heutzutage, im Zeitalter der Erneuerbaren Energien, kann ein jeder einen Beitrag zur Erzeugung von umweltfreundlicher und sauberer Energie leisten. Hierfür stellt die Installation einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) eine sehr gute Möglichkeit dar. Jede Anlage kann individuell und nach Bedarf errichtet werden, sodass PV-Anlagen sowohl auf dem Dach eines Gartenhauses als auch auf großen Freilandflächen installiert werden können. PV-Anlagen bieten die Möglichkeit als Renditeanlage genutzt zu werden, da der erzeugte Strom staatlich gefördert und vergütet wird.

In den letzten Jahren gab es aufgrund der hohen Einspeisevergütungen für den aus PV-Anlagen erzeugten Strom einen regelrecht unkontrollierten Zuwachs von installierten Anlagen. Die Einspeisevergütung wurde daraufhin gesenkt und der Boom gestoppt sowie die Förderung durch den Staat minimiert. Für einen künftigen Anlagenbetreiber stellt sich somit die Frage, ob es aus wirtschaftlicher Sicht Sinn macht, eine PV-Anlage zu installieren. Dabei sollte sich eine Anlage, unabhängig von der Anlagengröße, immer rentieren, sodass im Vorfeld abzuwägen ist, ob sich die Installation einer Anlage an einem bestimmten Standort mit entsprechenden Gegebenheiten lohnt. Dazu werden üblicherweise Simulationsprogramme zur Hilfe genommen, mit denen die jährlich zu erwartenden Erträge einer PV-Anlage berechnet werden können und somit die mögliche Vergütung bestimmt werden kann. In der Realität gibt es jedoch oft Abweichungen zur Simulation.

Im Rahmen dieser Bachelorthesis wird der Einfluss von physikalischen Simulationsparametern bei Ertragsberechnungen für PV-Anlagen untersucht und analysiert. Dabei erfolgen Auslegungen verschiedener PV-Anlagen an den Standorten Hamburg, Reinfeld und Stoltebüll. Die Anlagen werden mit Hilfe der Simulationsprogramme PVSyst, PVGIS und Sunny Design simuliert und die jeweiligen Erträge ermittelt. Es folgen ein Vergleich der Simulationsdaten mit realen Ertragsdaten sowie eine Analyse der Übereinstimmungen und Abweichungen. Abschließend soll eine finanzielle Bewertung von Abweichungen folgen.

## 2. Theorie

Zunächst wird ein Überblick über den Stand der Technik bei PV-Anlagen gegeben, wobei Aufbau und Funktionsweise dargestellt werden. Es folgt die Erläuterung und Darstellung eines Einflussmodells, welches aus Parametern besteht, die eine Anlage und somit den möglichen Ertrag beeinflussen. Die wichtigsten Parameter werden genauer betrachtet und erläutert. Zum späteren Vergleich der Simulationsergebnisse wird ein theoretisches Modell erstellt, wobei der daraus resultierende Ertrag als Referenz dient.

In Bezug auf PV-Anlagen und deren Parameter sowie die finanzielle Betrachtung in Kapitel 6 sind [Haselhuhn und Hemmerle, 2005], [Konrad, 2007], [Mertens, 2011], [Quasching, 2013] und [Röther, 2012] hilfreich und werden verwendet.

### 2.1. Photovoltaikanlagen – Stand der Technik

Sonnenstrahlung kann mit Hilfe von photovoltaischen Anlagen direkt in Strom umgewandelt werden. Eine PV-Anlage besteht aus mehreren Solarmodulen, die zu Strängen zusammengeschaltet und mit einem Wechselrichter verbunden werden. Jedes Modul setzt sich aus mehreren Solarzellen zusammen, welche die Grundlage für die Wandlung der Sonnenstrahlung in elektrische Energie darstellen. In den Modulen wird Gleichstrom erzeugt, der durch den Einsatz von Wechselrichtern in Wechselstrom respektive Wechselspannung gewandelt wird.

Die Anzahl der Wechselrichter ist je nach Anlagengröße und Konzept, siehe Kapitel 2.2 Wechselrichter, verschieden. Der produzierte Strom wird üblicherweise ins öffentliche Netz eingespeist. Doch aufgrund der kontinuierlich sinkenden Einspeisevergütung wird der Strom zunehmend direkt im angeschlossenen Haushalt verbraucht. Der erzeugte Strom wird über einen Einspeisezähler und der im Haushalt verbrauchte Strom mit einem Verbrauchszähler gemessen, siehe Abbildung 1. Aus der Differenz ergibt sich der zu vergütende Anteil.

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist für 20 Jahre eine feste Einspeisevergütung, abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage, festgelegt, die vom Netzbetreiber vergütet wird. Bevor eine PV-Anlage gebaut und in Betrieb genommen wird, sollte abgeschätzt bzw. berechnet werden, ob sich die Anlage überhaupt rentiert. Dabei sind die Gegebenheiten am geplanten Installationsort und die entstehenden Kosten für Anschaffung, Montage, Wartung und möglicherweise Versicherung zu berücksichtigen. Der zu erwartende Ertrag einer Anlage, der mit Simulationsprogrammen berechnet werden kann, ist außerdem zu betrachten.

Es gibt zwei unterschiedliche Möglichkeiten des Aufbaus einer PV-Anlage. Zum einen die netzgekoppelten Systeme, wobei der produzierte Strom ins öffentliche Netz eingespeist und vergütet wird, zum anderen die Inselnetzsysteme. Hierbei werden Akkumulatoren verwendet, in denen die erzeugte Energie gespeichert wird. Dies findet dort Anwendung, wo es keine Möglichkeit zur Netzeinspeisung gibt oder es sich nicht lohnt, wie beispielsweise bei einem Gartenhaus.

Im Rahmen dieser Arbeit wird vom System einer netzgekoppelten Anlage ausgegangen.

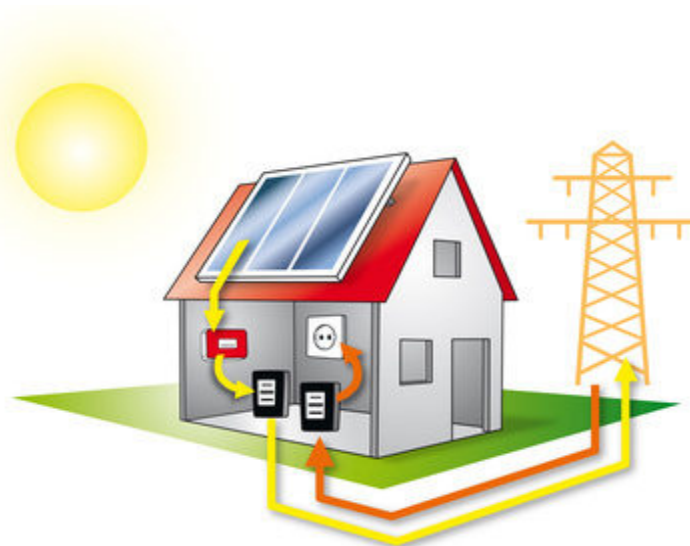


Abbildung 1: Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage <sup>1</sup>

Um die Größe einer Anlage anzugeben, wird die installierte Leistung in Wp (Watt Peak) bzw. kWp genannt. Diese Nennleistung bezieht sich auf Standardtestbedingungen (STC) und lässt

---

<sup>1</sup> (Photovoltaik.org, 2013, <http://www.photovoltaik.org/photovoltaikanlagen>, abgerufen am 23. Juni 2013)



einen Vergleich unterschiedlicher Solarmodule zu. Unter STC werden alle Werte in Datenblättern von Modulen ermittelt und angegeben, d.h. bei einer Strahlungsstärke von  $E_0 = 1000\text{W/m}^2$ , AirMass  $AM = 1,5$  und einer Modul-temperatur von  $\vartheta_0 = 25^\circ\text{C}$ . In der Realität werden diese Werte selten erreicht, sodass es zu Leistungsschwankungen kommt. Auf die Begrifflichkeiten wird im folgenden Unterkapitel 2.2 noch genauer eingegangen. Tritt der Index 0, wie beispielsweise bei  $E_0$  auf, ist davon auszugehen, dass der Parameter sich auf STC bezieht. Bei der Ertragserzeugung wirken viele Faktoren auf die PV-Anlage, die den Ertrag beeinflussen, worauf bei der Planung und Auslegung einer Anlage geachtet werden sollte.

Charakteristisch für PV-Anlagen ist die Performance Ratio (PR), die das Verhältnis von Endertrag zu Referenzertrag beschreibt. Der Referenzertrag gibt an, wie hoch der Ertrag der Anlage unter STC und bei 100%-igem Wirkungsgrad des Wechselrichters wäre. Auftretende Verluste werden im Endertrag berücksichtigt, sodass die PR ein Maß für die Effizienz einer Anlage ist. Mit Hilfe der PR können Anlagen standortunabhängig verglichen werden.<sup>2</sup>

## 2.2. Parameter allgemein – Einflussmodell

Das Einflussmodell auf der folgenden Seite in Abbildung 2 stellt dar, welche Parameter Einfluss auf eine PV-Anlage haben und welche Parameter Einfluss untereinander haben. Zentral dargestellt ist die PV-Anlage bestehend aus den PV-Modulen und Wechselrichtern. Die übrigen Felder, welche die Einflussparameter beinhalten, geben durch die geraden Linien an, welcher Teil der Anlage von ihnen beeinflusst wird. Die gebogenen Linien zeigen den Einfluss der Parameter untereinander an, wie z.B. dass der Standort Einfluss auf die Einstrahlung und diese wiederum auf die Temperatur hat, was eine Änderung des Wirkungsgrades der Module bewirkt. Die Pfeilrichtung gibt an, dass der Parameter von dem der Pfeil ausgeht einen Einfluss auf jenen Parameter bzw. Teil der Anlage hat auf den der Pfeil zeigt. Im Verlauf dieser Ausarbeitung werden die farbig hinterlegten Parameter in den Simulationsprogrammen, die zur Berechnung möglicher Erträge dienen, variiert. Die wichtigsten Parameter werden genauer betrachtet.

---

<sup>2</sup> (Konrad, 2007, Seite 86 f.)

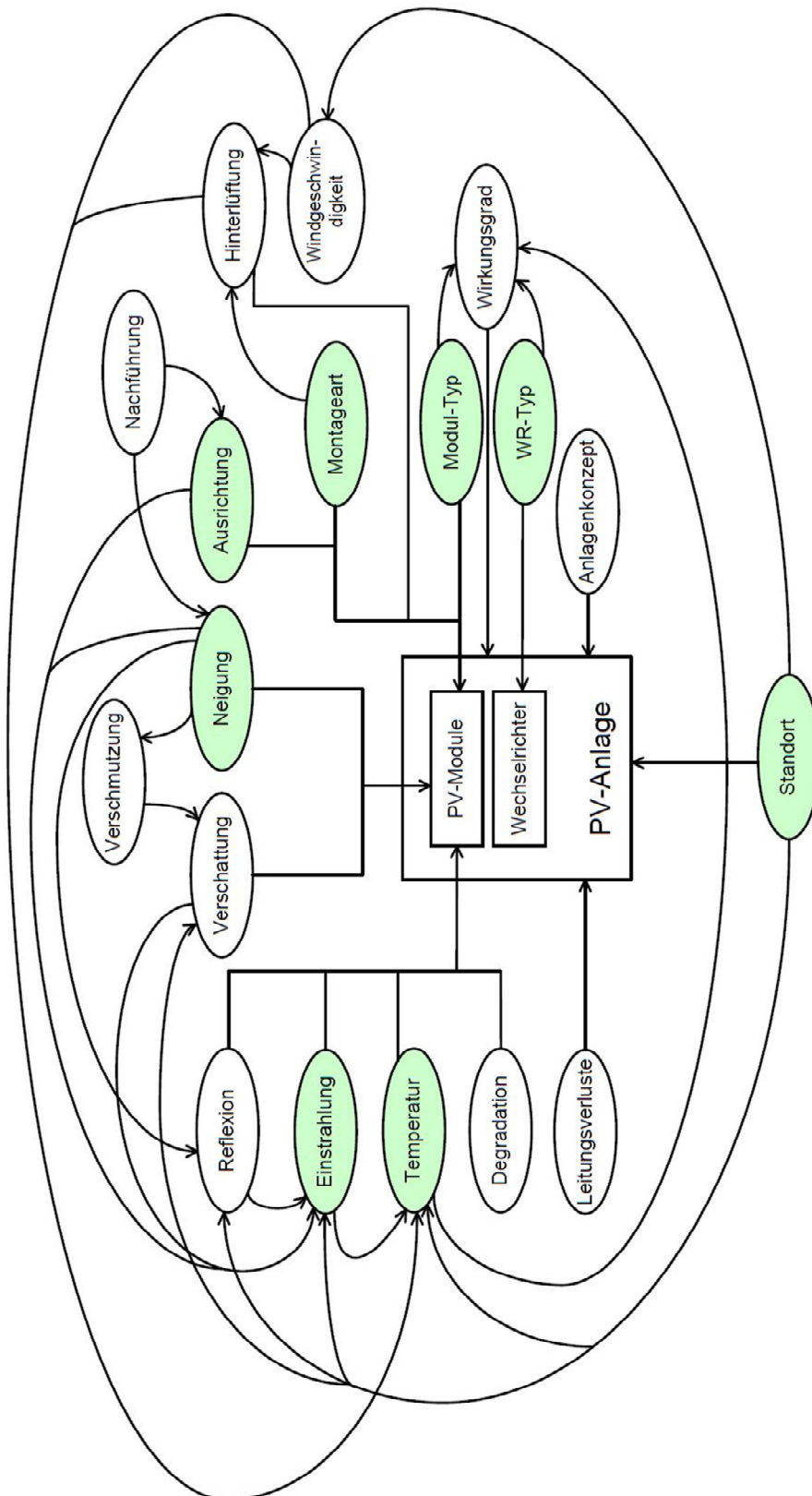


Abbildung 2: Modell der Einflussparameter auf eine PV-Anlage

**Standort:** Der Breitengrad  $\varphi$  eines Standortes bestimmt die Sonnenhöhe  $\gamma_s$ , die „nach DIN 5034 als der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont, vom Beobachter aus betrachtet, definiert“<sup>3</sup> ist. Diese hat Einfluss auf den Weg des zurückgelegten Lichtes durch die Atmosphäre. Diese Beziehung wird durch den Ausdruck AM (AirMass – dt. Luftmasse) in Formel (2.1) beschrieben, wobei AM = 1,5 bedeutet, dass der zurückgelegte Weg des Lichts von der Erdatmosphäre bis zur Erdoberfläche das 1,5-fache vom direkten senkrechten Weg beträgt. In Abbildung 3 beispielhaft für den Standort Berlin dargestellt.

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (2.1)$$

Je größer der Winkel, d.h. je steiler die Sonne steht, desto geringer sind der Weg der Strahlung und die Absorption durch die Atmosphäre. Die Sonnenhöhe ändert sich im Verlaufe des Jahres und erreicht auf der Nordhalbkugel zur Sommersonnenwende den Höchststand ( $\gamma_{s\_max}$ ) sowie zur Wintersonnenwende den Tiefststand ( $\gamma_{s\_min}$ ). Aufgrund der Neigung der Erdachse ( $23,4^\circ$ ) lassen sich diese Werte mit folgenden Formeln ermitteln.

$$\gamma_{s\_max} = 90^\circ + 23,4^\circ - \varphi \text{ am 21.6.} \quad \gamma_{s\_min} = 90^\circ - 23,4^\circ - \varphi \text{ am 21.12.} \quad (2.2)$$

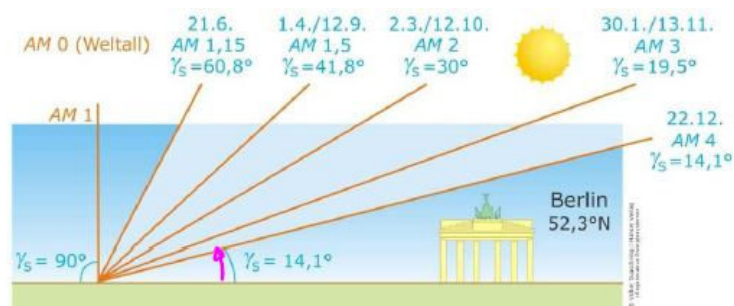


Abbildung 3: Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin<sup>4</sup>

Je südlicher ein Standort liegt, desto geringer fallen die Verluste durch die Atmosphäre aus und die Einstrahlung ist höher. Somit kann wiederum ein höherer Ertrag bei PV-Anlagen erzielt werden.

Die Formeln (2.1) und (2.2) sind sinngemäß [Mertens, 2011, Seite 39 und 45] entnommen.

<sup>3</sup> (Quasching, 2013, Seite 68)

<sup>4</sup> (Quasching, 2013, Seite 62)

**Modul:** Durch die Module einer PV-Anlage wird Sonnenstrahlung direkt in Gleichstrom umgewandelt. Jedes Modul besteht aus mehreren Solarzellen, die parallel und in Reihe verschaltet werden. Typische Werte für die Zellspannung und den Zellstrom einer Solarzelle, bedingt durch die Bandlücke und Dotierung des Halbleitermaterials (Silicium), liegen bei 0,6V und 3A.

Dabei gibt es verschiedene Arten, wie kristalline und dünnsschichtige Solarzellen. Bei kristallinen unterscheidet man zwischen mono- und polykristallinen Zellen. Kristalline Zellen haben einen höheren Wirkungsgrad, sind aber in den Herstellungskosten wegen des höheren Materialverbrauchs teurer als Dünnschichtzellen. Die dünnsschichtigen Zellen zeichnen sich zudem durch eine bessere Ausnutzung von Schwachlicht (geringe bzw. diffuse Solarstrahlung) aus.

Solarmodule besitzen Kenngrößen, die je nach Anzahl und Verschaltung der Solarzellen sowie Herstellungsart unterschiedlich sind und in einem Datenblatt angegeben werden. Die wichtigsten Kenngrößen sind Nennleistung ( $P_{MPP}$ ), Nennspannung ( $U_{MPP}$ ), Nennstrom ( $I_{MPP}$ ), Leerlaufspannung ( $U_L$ ), Kurzschlussstrom ( $I_K$ ), Wirkungsgrad ( $\eta$ ) sowie die Temperaturkoeffizienten für Spannung ( $\alpha_U$ ) und Strom ( $\alpha_I$ ). „Den Betriebspunkt, an dem die maximale Leistung abgegeben wird, nennt man Maximum Power Point (MPP).“<sup>5</sup> Aus den gegebenen Faktoren lässt sich der Füllfaktor (FF), welcher ein Maß für die Qualität einer Zelle darstellt<sup>6</sup>, berechnen.

Folgende Formeln zeigen wie der Wirkungsgrad und somit die Leistung eines Moduls mit Hilfe der genannten Kenngrößen berechnet werden kann und beeinflusst wird.  $A_{PV}$  gibt die Fläche eines Moduls an.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{E_0 \cdot A_{PV}} = FF * \frac{U_L \cdot I_K}{E_0 \cdot A_{PV}} \quad (2.3)$$

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \quad (2.4)$$

Die Formeln (2.3) und (2.4) stammen aus [Mertens, 2011, Seite 94 ff.]. Die weiteren (2.5) – (2.7) sind [Röther, 2012, Handout 2 Seite 16] entnommen.

---

<sup>5</sup> (Mertens, 2011, Seite 94)

<sup>6</sup> (Mertens, 2011, Seite 94)

Die Nennspannung und der Nennstrom sind abhängig von der Bestrahlungsstärke ( $E$ ) und der Modultemperatur ( $\vartheta_M$ ) sowie vom jeweiligen Temperaturkoeffizienten.

$$U_{MPP}(E, \vartheta_M) = U_{MPP0} * \frac{\ln(E)}{\ln(E_0)} * [1 + \alpha_U * (\vartheta_M - \vartheta_0)] \quad (2.5)$$

$$I_{MPP}(E, \vartheta_M) = I_{MPP0} * \frac{E}{E_0} * [1 + \alpha_I * (\vartheta_M - \vartheta_0)] \quad (2.6)$$

Analog zu Formel (2.5) und (2.6) können Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom berechnet werden. Die Nennleistung wird in Formel (2.7) aus Nennspannung und -strom berechnet mit dem Temperaturkoeffizienten der Leistung ( $\alpha_P$ ).

$$P_{MPP}(E, \vartheta_M) = U_{MPP} * I_{MPP} = P_{MPP0} * \frac{E * \ln(E)}{E_0 * \ln(E_0)} * [1 + \alpha_P * (\vartheta_M - \vartheta_0)] \quad (2.7)$$

Über den Temperaturkoeffizienten  $\alpha_P$  lässt sich erkennen, wie stark die Leistung eines Moduls von der Zelltemperatur beeinträchtigt wird. Beträgt der Wert  $\alpha_P$  beispielsweise  $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$  hat ein Zelltemperaturanstieg um  $20^{\circ}\text{C}$  einen Leistungsverlust von  $10\%$  zur Folge. Dünnschichtmodule besitzen im Vergleich zu kristallinen Modulen geringere Temperaturkoeffizienten, sodass der Temperatureinfluss vergleichsweise kleiner ist.

Zusätzlich unterliegen Solarmodule einer Degradation, was den Leistungsverlust durch Alterung beschreibt, wozu vom Hersteller Garantien gewährleistet werden. Diese sind dem jeweiligen Datenblatt zu entnehmen. Abbildung 4 zeigt verschiedene Modultypen.



Abbildung 4: v.l.n.r. mono-, polykristallines Modul, Dünnschichtmodul<sup>7</sup>

<sup>7</sup> (EOS Neue Energien, 2013)

**Einstrahlung:** Die globale Bestrahlungsstärke  $E_{G,hor}$  (auch Globalstrahlung genannt) auf einer horizontalen Fläche setzt sich aus einem direkten ( $E_{dir,hor}$ ) und einem diffusen ( $E_{diff,hor}$ ) Strahlungsanteil zusammen, wie in Abbildung 5 dargestellt.

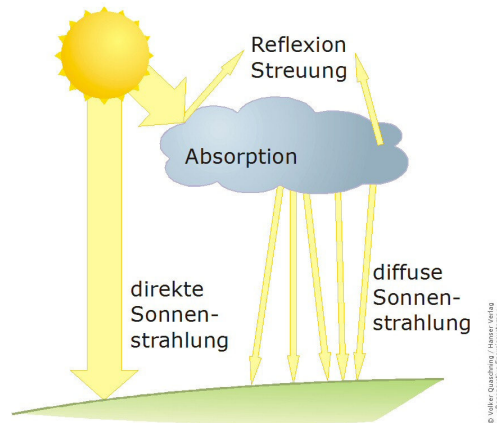


Abbildung 5: Zusammensetzung der Globalstrahlung<sup>8</sup>

$$E_{G,hor} = E_{dir,hor} + E_{diff,hor} \quad (2.8)$$

Bei der Globalstrahlung auf geneigte Flächen haben der Neigungswinkel ( $\beta$ ) der Module und die Sonnenhöhe ( $\gamma_s$ ) einen Einfluss bei der Berechnung der direkten ( $E_{dir,gen}$ ) und diffusen ( $E_{diff,gen}$ ) Strahlung. Hinzu kommt ein Anteil reflektierter Strahlung ( $E_{refl,gen}$ ), der vom Boden reflektiert wird. Dabei werden die unterschiedlichen Bodenbeläge durch den Koeffizienten des Albedowerts (ALB) berücksichtigt.

Globalstrahlung auf geneigte Fläche:  $E_{G,gen} = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{refl,gen} \quad (2.9)$

Direkte Strahlung auf geneigte Fläche:  $E_{dir,gen} = E_{dir,hor} + \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin \gamma_s} \quad (2.10)$

Diffuse Strahlung auf geneigte Fläche:  $E_{diff,gen} = E_{diff,hor} * \frac{1}{2} * (1 + \cos \beta) \quad (2.11)$

Reflektierte Strahlung auf geneigte Fläche:  $E_{refl,gen} = E_{G,hor} * \frac{1}{2} * (1 - \cos \beta) * ALB \quad (2.12)$

Die Formeln (2.8) – (2.12) sind sinngemäß [Mertens, 2011, Seite 40 und 49 ff.] entnommen.

<sup>8</sup> (Quasching, 2013, Seite 66)

Eine Übersicht verschiedener Albedowerte bei bestimmten Untergrundarten gibt Tabelle 1.

Untergrund	ALB	Untergrund	ALB
Gras (Juli, August)	0,25	Beton, sauber	0,30
Rasen	0,18...0,23	Beton, verwittert	0,20
unbestellte Felder	0,26	Wasserfläche( $\gamma_s > 45^\circ$ )	0,05
Wälder	0,05...0,18	Wasserfläche( $\gamma_s > 10^\circ$ )	0,22
Heideflächen	0,10...0,25	Schneedecke, neu	0,80...0,90
Asphalt	0,15	Schneedecke, alt	0,45...0,70

Tabelle 1: Albedowerte unterschiedlicher Untergrundarten<sup>9</sup>

Wird die Bestrahlungsstärke über die Zeit integriert, beispielsweise über einen Tag, ergibt sich die tägliche Bestrahlung ( $H_{G,hor}$  [ $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{d}$ ]). Je länger und intensiver die Einstrahlung ist, desto größer wird die Bestrahlung. Somit ergeben sich im Sommer höhere Werte als im Winter.<sup>10</sup>

In Abbildung 6 ist die Abhängigkeit von Zellstrom und Zellspannung zur Bestrahlungsstärke dargestellt. Der Strom ist proportional zur Bestrahlungsstärke, jedoch ändert sich die Spannung mit dem natürlichen Logarithmus der Bestrahlungsstärke.

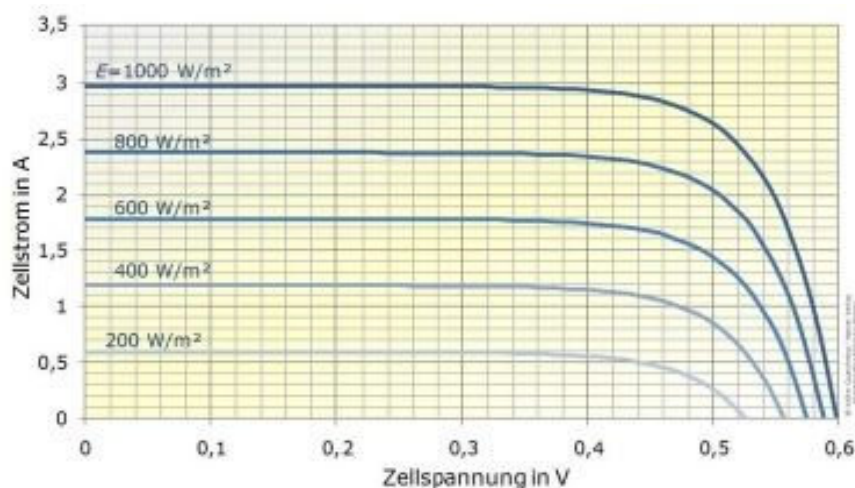


Abbildung 6: Einfluss der Bestrahlungsstärke  $E$  auf den Verlauf der Solarzellen-Kennlinie<sup>11</sup>

<sup>9</sup> (Röther, 2012, Handout 1 Seite 32)

<sup>10</sup> (Quasching, 2013, Seite 63)

<sup>11</sup> (Quasching, 2013, Seite 191)

**Temperatur:** Die Temperatur eines Moduls ändert sich im Verlauf eines Tages ständig, abhängig von der Umgebungstemperatur und der Bestrahlung. Variiert die Modultemperatur, so ändern sich auch der Zellstrom und die Zellspannung. Der Strom steigt dabei leicht an, während die Spannung im Vergleich dazu stark abfällt, sodass bei Temperaturerhöhung die Leistung abnimmt. Durch die Temperaturkoeffizienten des Stroms ( $\alpha_I$ ) und der Spannung ( $\alpha_U$ ) ist festgelegt, wie stark die prozentuale Auswirkung pro Grad Celsius ist. Typische Werte liegen bei  $\alpha_I = +0,04\%/^{\circ}\text{C}$  und  $\alpha_U = -0,35\%/^{\circ}\text{C}$ .

Abbildung 7 zeigt die Änderung der Zellkennlinie bei unterschiedlichen Temperaturen.

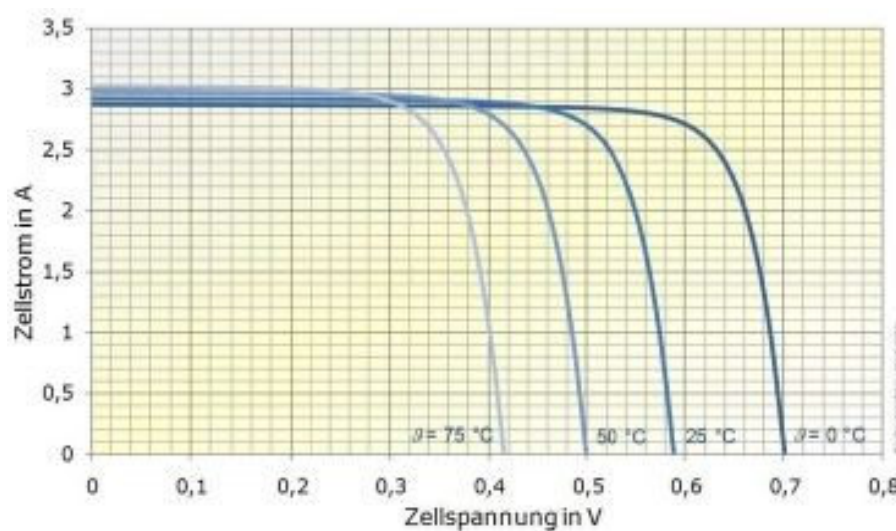


Abbildung 7: Einfluss der Temperatur auf den Verlauf der Solarzellen-Kennlinie<sup>12</sup>

Bei niedrigen Modultemperaturen wird somit eine höhere Leistung erzielt und der Ertrag fällt höher aus als bei größeren Modultemperaturen. Des Weiteren hat die Montageart der Solarmodule einen Einfluss auf die Temperatur, dies wird beim Parameter Montageart weiterführend beschrieben.

<sup>12</sup> (Quasching, 2013, Seite 200)



**Neigung & Ausrichtung:** Bei der Neigung und Ausrichtung (Süd 0°, West +90°, Ost -90°, Nord 180°) einer PV-Anlage muss ein Kompromiss für die optimalen Werte gefunden werden, da der Ertrag einer Anlage am höchsten ist, wenn die Strahlung in einem 90°-Winkel auf die Module trifft. Im Sommer wäre, aufgrund des Sonnenstandes, ein kleiner Neigungswinkel wünschenswert und im Winter ein großer. Da in den sonnenreichen Monaten (April bis September) bis zu 80% des gesamten Jahresertrags erzeugt wird, ergibt sich für Standorte in Deutschland ein optimaler Neigungswinkel zwischen 30°-40°. Die optimale Ausrichtung auf der Nordhalbkugel ist Süden. In Abbildung 8 erkennt man die prozentuale Abweichung der Einstrahlung im Bezug auf eine Idealausrichtung abhängig von Neigung und Ausrichtung.

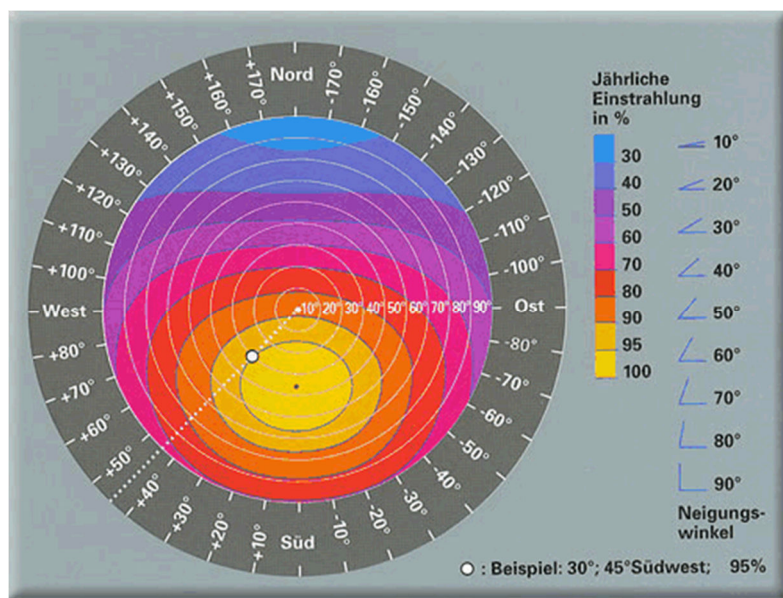


Abbildung 8: Einfluss von Neigung & Ausrichtung auf jährliche Einstrahlung in Deutschland<sup>13</sup>

Es gibt die Möglichkeit einer Nachführung der Solarmodule sowohl vertikal oder horizontal als auch kombiniert vertikal und horizontal (2-achsige Nachführung), sodass es ganzjährig möglich ist, eine optimale Einstrahlung auf die Solarmodule zu erzielen.

<sup>13</sup> (Hems Renewable Energies, 2013)

**Montageart:** Die Modultemperatur hat entscheidenden Einfluss auf die Leistung eines Moduls und ist abhängig von der Umgebungstemperatur ( $\vartheta_U$ ) und der Einstrahlung, da die Module dadurch erwärmt werden. Dabei liegt die Modul- deutlich über der Umgebungstemperatur. Durch verschiedene Montagearten variiert die Modultemperatur, da die Hinterlüftung und die Kühlung durch den Wind unterschiedlich stark sein können. Mit der Formel (2.12) und der Tabelle 2 für den Proportionalitätsbeiwert  $c$  wird der Einfluss von Umgebungstemperatur, Montageart und Einstrahlung auf die Modultemperatur dargestellt.

$$\vartheta_M = \vartheta_U + c * \frac{E}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad (2.13)$$

Art des Einbaus	c [°C]
Völlig freie Aufständerung	22
Auf dem Dach, großer Abstand	28
Auf dem Dach bzw. dachintegriert, gute Hinterlüftung	29
Auf dem Dach bzw. dachintegriert, schlechte Hinterlüftung	32
An der Fassade bzw. fassadenintegriert, gute Hinterlüftung	35
An der Fassade bzw. fassadenintegriert, schlechte Hinterlüftung	39
Dachintegration, ohne Hinterlüftung	43
Fassadenintegration, ohne Hinterlüftung	55

Tabelle 2: Proportionalitätskonstante  $c$  zur Berechnung der Modultemperatur für verschiedene Einbauvarianten<sup>14</sup>

Für eine völlig freie Aufständerung ist der Proportionalitätsbeiwert am kleinsten, sodass für diese Einbauart die geringste Modultemperatur auftritt. Wegen der schlechter werdenden Hinterlüftung und geringeren Kühlung durch Wind bei den anderen Montagearten, ergeben sich höhere Modultemperaturen und der Ertrag wird geringer. Die entstehende Wärme durch die Einstrahlung staut sich hinter den Modulen und kann schlechter abgeleitet werden. Bei höheren Windgeschwindigkeiten wird die Kühlung der Module stärker, was sich positiv auf die erzeugte Leistung auswirkt.

Die Formel (2.13) ist [Quasching, 2013, Seite 201] entnommen.

<sup>14</sup> (Quasching, 2013, Seite 201)

**Wechselrichter:** Wechselrichter in einer PV-Anlage werden benötigt, um den erzeugten solaren Gleichstrom des PV-Generators in Wechselstrom umzuwandeln. Als PV-Generator werden alle Solarmodule der Anlage bezeichnet. Der eingespeiste Strom muss synchron mit der Netzfrequenz sein und während des Betriebs erfolgt eine „Anpassung des Arbeitspunktes der Wechselrichter an den MPP des PV-Generators“<sup>15</sup>. Zudem können Wechselrichter die Betriebsdaten erfassen, signalisieren, speichern und übertragen.

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters hat direkten Einfluss auf den erzeugten Strom bzw. Ertrag, da bei der Umwandlung dementsprechende Verluste entstehen. Die Technik und Qualität steigt kontinuierlich, sodass es mittlerweile Wechselrichter mit Wirkungsgraden von bis zu 98% gibt. Die Leistung eines Wechselrichters sollte im Verhältnis von 80-110% zur PV-Generatorleistung stehen, da dann eine effektive Arbeitsweise gewährleistet wird. Wenn die erzeugte Leistung zu groß ist, sperrt der Wechselrichter an einem bestimmten Punkt ab und die überschüssige Leistung kann nicht umgewandelt werden und geht verloren. Die Solarmodule können zu Strängen zusammengeschaltet werden, sodass die Leistungen der Wechselrichter und PV-Teilgeneratoren optimal zusammenpassen. Dabei ist zu beachten, dass die Strangspannungen und -ströme im Arbeitsbereich der Wechselrichter liegen. Abbildung 9 stellt das Bild eines Wechselrichters dar, der auch bei der Modellierung von PV-Anlagen in Kapitel 4.2 zur Anwendung kommt.



Abbildung 9: Wechselrichter Sunny Tripower (STP) 15000TL der Firma SMA<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> (Haselhuhn & Hemmerle, 2005, Seite 3-47)

<sup>16</sup> (SMA Solar Technology AG, 2013)

Prinzipiell gibt es drei verschiedene Anlagenkonzepte, die durch Anzahl sowie Art und Weise der verschalteten Wechselrichter definiert sind. Das Konzept mit nur einem Zentralwechselrichter ist zwar günstig in der Anschaffung, hat aber den Nachteil, dass bei einem Defekt die komplette Anlage ausfällt. Alternativ gibt es das Modulwechselrichterkonzept, wobei jedes Solarmodul einen eigenen Wechselrichter besitzt. Dadurch wird eine optimale Arbeitsweise und Ausbeute erzielt, jedoch sind die Kosten für die benötigten Wechselrichter sehr hoch. Oftmals findet deswegen das Strangwechselrichterkonzept Anwendung. Dabei werden mehrere Module zu Strängen zusammengefasst und mehrere Wechselrichter kommen zum Einsatz.<sup>17</sup>

Die beschriebenen Parameter werden bei den folgenden Simulationen variiert, um dann Ertragsabweichungen ermitteln zu können. Des Weiteren gibt es noch zusätzliche Parameter, die Einfluss auf den Ertrag haben. Dazu zählen die Verschattung der Solarmodule und die Leitungsverluste in den verwendeten Kabeln einer Anlage.

Bei Verschattungen wird die direkte Einstrahlung auf die Solarmodule verhindert, sodass die Leistung abnimmt. Die Verschattungen können temporär (z.B. Schnee, Laub und sonstige Verschmutzungen), standort- (z.B. Umgebung, Bäume und Nachbarhäuser), gebäude- (z.B. Schornstein, Antenne und Satellitenschüssel) und eigenbedingt (z.B. durch Aufständigung der Module) auftreten.<sup>18</sup>

Die Leitungsverluste in einer Anlage sind abhängig von der Länge und dem Querschnitt der verwendeten Kabel, sodass darauf geachtet werden sollte, dass der Querschnitt groß genug und die Kabel nicht unnötig lang gewählt werden. In den Simulationen werden Verschattungen und Leistungsverluste nicht betrachtet.

Im Folgenden wird stets von einer unverschatteten Anlage ausgegangen.

---

<sup>17</sup> (Röther, 2012, Handout 3 Seite 24 f.)

<sup>18</sup> (Röther, 2012, Handout 1 Seite 35 f.)

### 2.3. Theoretisches Modell

Es wird ein theoretisches Modell erstellt und eine Ertragsberechnung durchgeführt. Das Ergebnis des theoretisch möglichen jährlichen Ertrags dient im Weiteren als Referenzergebnis, um die Ergebnisse aus den Simulationen damit vergleichen zu können. Das Modell stellt eine 30,24kWp-Anlage ( $P_{Anlage}$ ) dar, die aus kristallinen Modulen der Firma Conergy des Typen C180M mit einer Leistung ( $P_{Modul}$ ) von 180W und aus Wechselrichtern der Firma SMA des Typen STP15000-TL mit einer Leistung von 15kW aufgebaut ist. Die Wechselrichter haben einen Wirkungsgrad von 97,8%. Die Anzahl der benötigten Module ( $n_{Module}$ ) ergibt sich aus dem Quotienten der installierten Leistung durch die Leistung eines Moduls.

$$n_{Module} = \frac{P_{Anlage}}{P_{Modul}} = \frac{30.240W}{180W} = 168 \quad (2.14)$$

Als Standort ist Hamburg festgelegt, sodass die entsprechenden globalen Strahlungswerte zur Berechnung des Ertrags verwendet werden. Zudem werden eine ideale Ausrichtung gen Süden und ein Neigungswinkel der Module von 30° angenommen.

Die durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf eine horizontale Ebene ist monatsweise angegeben und wird auf die monatliche Globalstrahlung umgerechnet. Da sich diese Werte auf einen Neigungswinkel von 0° beziehen, werden monatliche Korrekturfaktoren verwendet, um die 30°-Neigung der Module zu berücksichtigen. Somit erhält man die monatliche Globalstrahlung auf die geneigte Ebene. Durch Addition der Monatswerte wird die jährliche Globalstrahlung ( $H_G$  [kWh/a]) ermittelt.

Der jährliche Ertrag ( $E_{real}$  [kWh/a]) einer Anlage lässt sich mit der Performance Ratio (PR) und dem idealen Ertrag ( $E_{ideal}$ ) berechnen.

$$E_{real} = PR * E_{ideal} \quad (2.15)$$

Der ideale Ertrag ergibt sich aus der PV-Generatorfläche ( $A_{PV}$ ), der Globalstrahlung ( $H_G$ ), der Anlagenleistung ( $P_{Anlage}$ ) und dem PV-Generatorwirkungsgrad ( $\eta_{PV}$ ).

$$E_{ideal} = A_{PV} * H_G * \eta_{PV} \quad (2.16) \quad \text{mit } \eta_{PV} = \frac{P_{Anlage}}{A_{PV} * 1000 \frac{W}{m^2}} \quad (2.17)$$

Um den realen Ertrag zu berechnen, wird die Performance Ratio benötigt. Dabei werden Verluste und Leistungseinbußen in der Anlage berücksichtigt. Diese werden beispielsweise durch Verschmutzung, Leitungsverluste, die Wirkungsgrade der Module und Wechselrichter, Temperaturänderungen und Mismatching verursacht. Unter Mismatching versteht man die Leistungsverluste in den Strängen bei der Verschaltung im PV-Generator, welche durch die Exemplarstreuung von Solarmodulen des gleichen Typs entstehen. Aufgrund der Streuung erzeugen die Module unterschiedliche Ströme und Spannungen, sodass der Strom in einem Strang durch den geringsten Strom eines Moduls im Strang begrenzt wird.

Es wird angenommen, dass die Verluste in der Anlage 15% und der Wechselrichterwirkungsgrad 97,8% betragen. Daraus ergeben sich Gesamtverluste von ca. 17%, sodass die Performance Ratio bei ca. 83% liegt. Mit diesem Wert wird im theoretischen Modell gerechnet.

Im Anhang befindet sich die Tabelle („Ertragsberechnung für theoretisches Modell.xlsx“) mit den Globalstrahlungswerten<sup>19</sup> und Korrekturfaktoren<sup>20</sup> für Hamburg, die zur Berechnung des Ertrags dienen.

Mit Hilfe der Berechnungen für dieses theoretische Modell ergeben sich folgende Werte für den realen und idealen jährlichen Anlagenenertrag.

$$E_{real} = 26.483,36 \frac{kWh}{a} \quad E_{ideal} = 31.857,76 \frac{kWh}{a} \quad \text{mit} \quad PR = 0,8313$$

Der reale Ertrag wird im Folgenden als Referenzertrag angesehen und kann zum Vergleich mit den Ertragsergebnissen aus den Simulationen herangezogen werden.

In den Simulationen werden unter anderem die identischen Modul- und Wechselrichtertypen sowie Anlagengröße verwendet, sodass die Ergebnisse miteinander verglichen werden können und Erträge in ähnlicher Größenordnung zu erwarten sind. Die Formeln (2.14) - (2.17) sind abgeleitet aus [Röther, 2012, Skript: Auslegung von PV-Anlagen].

---

<sup>19</sup> (Haselhuhn & Hemmerle, 2005, Seite 6-6)

<sup>20</sup> (Haselhuhn & Hemmerle, 2005, Seite 6-7)

### 3. Simulationsprogramme

Für die Berechnung und Prognose von möglichen Erträgen bei PV-Anlagen gibt es diverse Simulationsprogramme und Tools, wobei je nach Programm bestimmte Parameter ausgewählt, eingegeben und geändert werden können. In dieser Arbeit werden die Programme PVSyst und Sunny Design sowie das Tool PVGIS für Ertragsberechnungen verwendet. Dabei werden bestimmte Parameter in den Programmen geändert und die Ergebnisse dann analysiert. Für den Anlagenbetreiber ist eine möglichst realistische Prognose bedeutsam. Bei einer zu optimistischen Prognose kann es dazu kommen, dass die Vergütung geringer ausfällt als geplant. Andererseits kann eine zu geringe Prognose dazu führen, dass die Anlage nicht gebaut wird. Es folgt eine Kurzbeschreibung der zu verwendenden Programme.

#### 3.1. PVSyst

PVSyst ist ein von der Universität Genf entwickeltes Simulationsprogramm für die Untersuchung, Auslegung und Datenanalyse kompletter PV-Anlagen. Das Programm ist sehr komplex und hat eine umfangreiche Variationsvielfalt mit vielen Einstellparametern. In Universitäten und Fachhochschulen wird das Programm unter anderem zu Lehrzwecken eingesetzt. Es wird im Rahmen dieser Arbeit die Version PVSyst 5.62 bei den Simulationen mit diesem Programm für die möglichen Anlagenerträge verwendet.



Abbildung 10: Logo PVSyst<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> (PVSyst, 2013)

### 3.2. PVGIS

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) ist ein online<sup>22</sup> verfügbares Tool zur Ertragsabschätzung von PV-Anlagen sowie gleichzeitig eine Datenbank und wird von der Europäischen Kommission zur Verfügung gestellt. Die Datenbank enthält die Strahlungs- und Temperaturdaten für die europäischen, afrikanischen und süd-west-asiatischen Räume. Dieses Tool besitzt eine geringe Anzahl von Einstellparametern. Zu Simulationszwecken werden die Werte der Datenbank „Climate-SAF PVGIS“ verwendet, da diese die aktuellste Version ist.

### 3.3. Sunny Design

„Sunny Design ist eine Software für die Planung und Auslegung von PV-Anlagen“<sup>23</sup> der SMA Solar Technology AG. Dabei stehen nur Wechselrichter von SMA in den Simulationen zur Verfügung. Jedoch wird eine Auswahl von verschiedenen Herstellern bei den Modulen angeboten und die Parameter Vielfalt liegt zwischen den beiden zuvor beschriebenen Programmen. Zudem wird der Benutzer bei der Auslegung einer PV-Anlage vom Programm auf gesetzliche Vorgaben, beispielsweise zum Wechselrichtertyp, hingewiesen. Für die Simulationen der Ertragsdaten wird die Version Sunny Design 2.3 verwendet.



Abbildung 11: Logo Sunny Design

---

<sup>22</sup> (PVGIS, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=de&map=europe>, abgerufen am 22. Mai 2013)

<sup>23</sup> (SMA, 2013)



## 4. Auslegung der PV-Anlagen

In diesem Kapitel wird erläutert, welche Möglichkeiten dem Benutzer in den zu verwendenden Programmen bei den Simulationen für die Ertragsprognosen geboten werden. Dabei wird auf die jeweilige Parametrierbarkeit eingegangen und dargestellt, welche Parameter in den Programmen variieren werden. Es werden vier Modelle von PV-Anlagen, die in den Programmen Anwendung finden, definiert und es erfolgt eine genaue Beschreibung der Parametervariationen für die jeweiligen Simulationsprogramme.

### 4.1. Parametrierbarkeit in den Programmen

Für eine realistische Ertragsprognose sollten die wichtigsten Parameter, die in den Programmen eingegeben werden können, bekannt sein. Eine korrekte und gezielte Eingabe der Parameter ist Voraussetzung für realistische Prognosen. Bei fehlerhafter Eingabe bzw. Auswahl der Parameter ergeben sich ebenfalls fehlerhafte Ergebnisse. In den Simulationsprogrammen sind Standardwerte definiert, und soweit diese nicht vom Benutzer geändert werden, werden die Berechnungen dementsprechend durchgeführt.

In PVSyst ist die Parametrierbarkeit für netzgekoppelte PV-Anlagen sehr groß und geht von den Auswahlmöglichkeiten jeglicher Nachführungen über die Einstellung detaillierter thermischer (in Solarmodulen) und ohmscher (in Kabeln) Verluste bis hin zu Mismatching. Es kann sogar ein eigenes 3D-Verschattungssystem erstellt werden.

Abbildung 12 zeigt die Benutzeroberfläche von PVSyst für netzgekoppelte Anlagen.

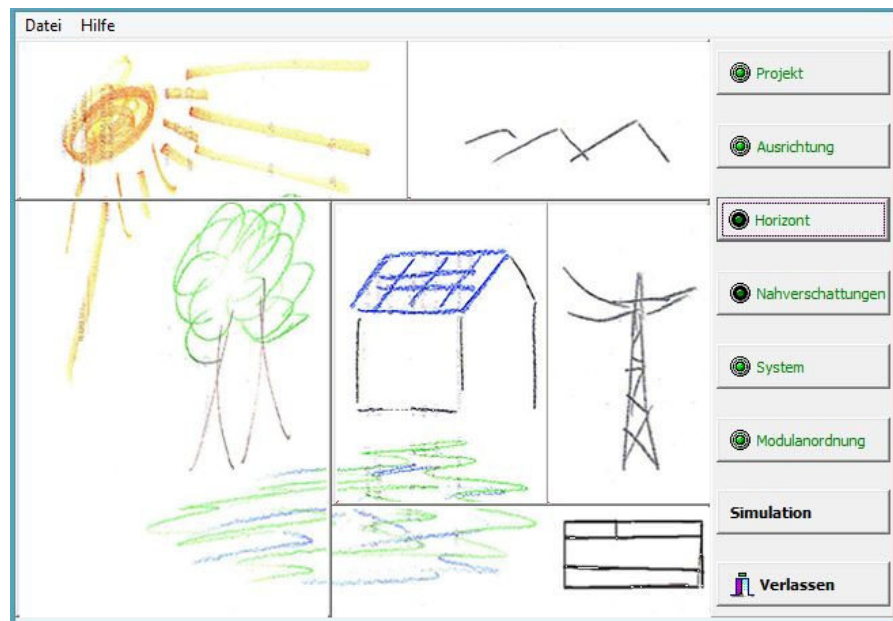


Abbildung 12: Benutzeroberfläche PVSystem

Die Standortauswahl ist auf auswählbare Städte im Programm begrenzt. Es gibt die Option vorhandene Klima- bzw. Wetterdaten eines bestimmten Standorts zu importieren, sodass die Berechnungen bei der Simulation damit durchgeführt werden.

Zudem besteht die Möglichkeit PV-Module oder Wechselrichter ebenfalls zu importieren, falls bei der enormen Auswahlmöglichkeit, die dieses Programm bietet, nicht die gewünschten Typen verfügbar sind. Dieses Simulationsprogramm ist durch die Parametervielfalt und die detaillierten Spezifikationen speziell für versierte Nutzer geeignet.

Bei PVGIS hingegen können nur wenige Parameter eingestellt werden. Ein großer Vorteil ist aber, dass jeder beliebige Standort ausgewählt werden kann. Abbildung 13 stellt dar, welche Möglichkeiten der Parametereinstellung in diesem Tool geboten werden.

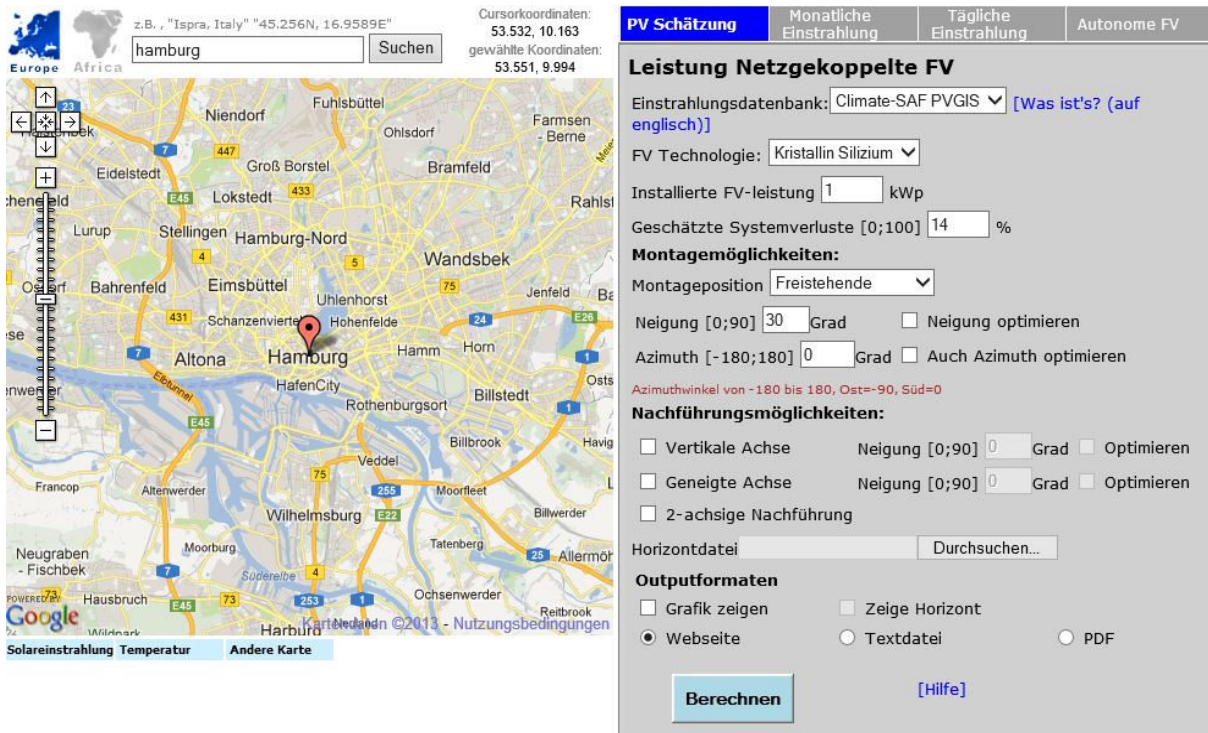


Abbildung 13: Benutzeroberfläche und Parametereinstellmöglichkeiten von PVGIS

Die Art der Module kann ausgewählt werden, jedoch kein bestimmter Typ bzw. Hersteller. Auch Wechselrichter können nicht ausgewählt werden, dafür können die Verluste durch den Wirkungsgrad in den geschätzten Systemverlusten berücksichtigt werden.

„Die geschätzten Systemverluste sind alle Verluste im System, die den tatsächlich in das Stromnetz eingespeisten Strom gegenüber den von den PV Modulen erzeugten Strom verringern.“<sup>24</sup> Bei den durchzuführenden Simulationen wird der Standardwert von 14% für die Systemverluste beibehalten.

<sup>24</sup> (PVGIS Hilfe, 2013)

Sunny Design ist benutzerfreundlich und übersichtlich, wobei die Standortauswahl sehr begrenzt ist. Aber auch hier besteht die Möglichkeit des Imports von Klima- bzw. Wetterdaten.

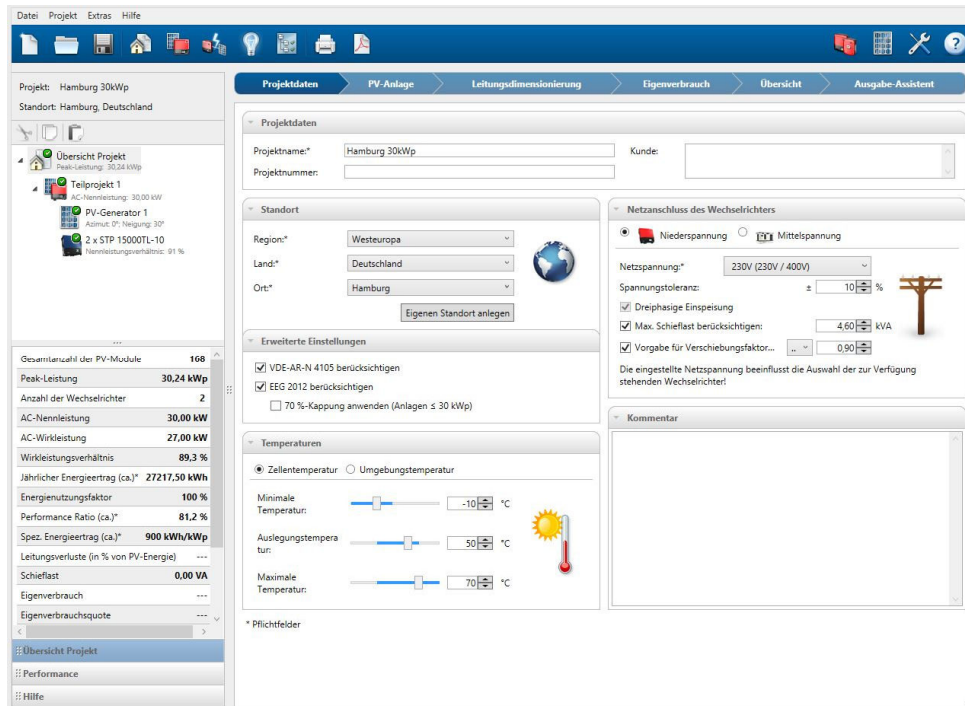


Abbildung 14: Benutzeroberfläche Sunny Design

Es stehen dem Benutzer zahlreiche Solarmodule zur Auswahl, jedoch begrenzt sich das Angebot der Wechselrichter ausschließlich auf den Hersteller SMA.

Sowohl bei Sunny Design als auch bei PVSyst werden dem Benutzer Hinweise zur Verwendung und Auslegung geeigneter Wechselrichter, bei vorheriger Auswahl der Solarmodule, gegeben.

Generell werden die Einstrahlungs- und Umgebungstemperaturwerte, die in der jeweiligen Datenbank eines Programms enthalten sind, für die Berechnung der Erträge verwendet. Diese Werte können durch den Import eigener Klima- bzw. Wetterdaten geändert werden.

Im Weiteren wird beschrieben, welche Parameter speziell geändert werden und mit welcher Variation.

## 4.2. Modellierung PV-Anlage

Für die Simulationen werden vier Modelle erstellt, die je einer netzgekoppelten 30,24kWp-Anlage entsprechen, wie bereits beim theoretischen Modell. Die Anlagen werden aus Solarmodulen (Firma Conergy & Schüco) und Wechselrichtern (Firma SMA & Kostal) aufgebaut. Dabei setzen sich die Modelle wie folgt zusammen:

- Modell 1: 168x Conergy C180M + 2x SMA Sunny Tripower (STP) 15000-TL
- Modell 2: 168x Conergy C180M + 6x SMA Sunny Mini Central (SMC) 5000A-11
- Modell 3: 432x Schüco SPV 70-TF + 2x SMA Sunny Tripower (STP) 15000-TL
- Modell 4: 168x Conergy C180M + 4x Kostal PIKO 8.3

Die Module C180M bestehen aus kristallinen Solarzellen und haben eine Nennleistung von 180Wp. Dagegen beträgt die Nennleistung der Dünnschichtmodule SPV 70-TF nur 70Wp. Die Anzahl der benötigten Module verdeutlicht die Nennleistungsunterschiede.

Es werden drei verschiedene Wechselrichter verwendet, wobei die Wirkungsgrade unterschiedlich sind. Der STP 15000-TL besitzt den höchsten Wirkungsgrad mit 97,8%, gefolgt vom PIKO 8.3 mit 96,3% und dem SMC 5000A mit 95,3%.

Die Werte für die Nennleistungen der Module und Wirkungsgrade der Wechselrichter sind den entsprechenden Datenblättern (siehe Anhang) entnommen.

Durch das Erstellen und die Verwendung dieser vier Modelle ist bei den Simulationen eine Parametervariation von Solarmodulen und Wechselrichtern gegeben, sodass ein Vergleich und eine Analyse der jeweiligen Ergebnisse erfolgen können.

Eine Beschreibung, welche Modelle in den jeweiligen Programmen Anwendung finden, erfolgt unter anderem im nächsten Unterkapitel 4.3.

### 4.3. Parameterfestlegung und Variation

In diesem Teilabschnitt wird genauer erläutert, welche Parameter in welcher Art und Weise in den Simulationen variiert werden. Im Einflussmodell ist bereits ersichtlich, welche Parameter geändert werden.

Die erstellten Modelle eins bis vier dienen als Grundlage und Ausgangssituation in den Programmen. Dabei werden die Modulart von kristallin zu Dünnschicht geändert und verschiedene Wechselrichter, welche unterschiedliche Wirkungsgrade haben, eingesetzt. In PVSyst werden alle vier Modelle erstellt, jedoch ist es mit Sunny Design nur möglich, die Modelle eins bis drei zu realisieren. Da bei PVGIS keine Modul- und Wechselrichtertypen ausgewählt werden können, wird lediglich zwischen kristallinen und Dünnschichtmodulen aus CIS (Copper-Indium-Selen; Herstellungsmaterialien der Module) unterschieden.

Bei der Montageart wird zwischen „frei“ (freie Aufstellung der PV-Module), „Dach“ (Dachmontage mit guter Hinterlüftung der PV-Module) und „integriert“ (gebäudeintegriert ohne Hinterlüftung) variiert. In PVSyst und Sunny Design können diese drei Montagearten gewählt werden, jedoch gibt es in PVGIS nur die Möglichkeit zwischen „frei“ und „integriert“ zu unterscheiden.

Als Standorte sind, wie bereits in der Einleitung erwähnt, Hamburg, Reinfeld und Stoltebüll festgelegt. Allerdings können diese drei nur in PVGIS direkt ausgewählt werden. In den Programmen PVSyst und Sunny Design finden die Simulationen ausschließlich für den Standort Hamburg statt.

Durch die Auswahl des Standortes werden die in der Datenbank des jeweiligen Programms hinterlegten Werte für die Einstrahlung und Umgebungstemperatur in den Simulationen verwendet. Da die Programme auf Klimadaten verschiedener Datenbanken zurückgreifen, sind die jeweiligen Werte der Parameter Einstrahlung und Temperatur unterschiedlich. Bereits zuvor erwähnt, besteht jedoch die Möglichkeit des Imports eigener Klima- bzw. Wetterdaten, beispielsweise für die nicht in den Programmen selektierbaren Standorte Reinfeld und Stoltebüll. Im Rahmen dieser Arbeit werden keine eigenen Klima- bzw. Wetterdaten importiert, sondern nur die verfügbaren Standorte ausgewählt.

Aufgrund der beschriebenen Variationen der in diesem Unterkapitel erwähnten Parameter, ergibt sich für die Simulationsprogramme jeweils eine bestimmte Anzahl von Ertragstabellen. Bei PVSyst zwölf (4 Modelle x 3 Montagearten x Standort Hamburg), Sunny Design neun (3 Modelle x 3 Montagearten x Standort Hamburg) und für PVGIS acht (2 Montagearten x 3 Standorte für kristalline Module + 2 Montagearten x Standort Hamburg für Dünnschichtmodule).

In jeder Ertragstabelle werden die Neigung und Ausrichtung der Solarmodule wie folgt geändert. Der Neigungswinkel wird variiert von 0° bis 90° mit einer Schrittweite von 15°. Zusätzlich wird der Ertrag bei einem Winkel von 35° ermittelt, da bei diesem Winkel das Optimum des Ertrags zu erwarten ist. Somit gibt es acht verschiedene Neigungswinkel (0°, 15°, 30°, 35°, 45°, 60°, 75°, 90°). Die Ausrichtung wird in ±45°-Schritten von 0° (Süd-Ausrichtung) ausgehend bis 180° (Nord-Ausrichtung) geändert. Hierbei ergeben sich acht mögliche Ausrichtungen (Süd 0°, Süd-West 45°, West 90°, Nord-West 135°, Süd-Ost -45°, Ost -90°, Nord-Ost -135°, Nord 180°).

Somit erhält man in Bezug auf die Ertragstabellen die Variationen der wichtigsten Parameter (Standort, Einstrahlung, Temperatur, Neigung, Ausrichtung, Montageart, Wechselrichter- und Modultyp) einer PV-Anlage.

Im Folgenden werden die Simulationen mit entsprechender Parametervariation durchgeführt, sodass die Erträge gemäß Tabelle 3 dokumentiert werden können.

PVSyst	Modell 1: Conergy C180M + SMA STP15000-TL integriert							Hamburg
	N 180°	NW 135°	NO -135°	W 90°	O -90°	SW 45°	SO -45°	S 0°
0°								
15°								
30°								
35°								
45°								
60°								
75°								
90°								

Tabelle 3: Darstellung einer Ertragstabelle

Mit Hilfe der Ertragstabellen können die Simulationsergebnisse verglichen werden.

## 5. Simulation und Analyse

Die Simulationen der Erträge für PV-Anlagen werden, wie in Kapitel 4 beschrieben, für verschiedene Modelle mit den in Kapitel 3 vorgestellten Programmen und den ebenfalls zuvor erläuterten Parametervariationen (siehe Kap. 4.3) durchgeführt. Die Ertragstabellen mit den Ergebnisübersichten befinden sich im Anhang („Simulationsergebnisse&Abweichungen.xlsx“). Zudem werden reale Ertragsdaten von zwei bestehenden Anlagen auf eine Anlagengröße von 30,24kWp – identische Größe, wie theoretisches Modell und die vier erstellten Modelle – umgerechnet, um diese mit den Simulationsergebnissen vergleichen zu können.

Es folgen Vergleich und Analyse der Abweichungen für die Ergebnisse der Simulationen sowie für die Simulationsergebnisse zu Theorie und zu den realen Ertragsdaten.

### 5.1. Simulationen

Die Ertragstabellen, wie beispielhaft in Tabelle 3, werden durch Variation der entsprechenden Parameter mit Simulationsergebnissen der möglichen errechneten Erträge ausgefüllt. In den Abbildungen 15, 16, 17 sind die Ergebnisübersichten der jeweiligen Programme dargestellt, aus denen der Wert für den jeweiligen Ertrag zu entnehmen ist.



Bei PVsyst ist der Ertrag unter Hauptergebnisse im Punkt „System-produktion“ aufgeführt, wie Abbildung 15 zu entnehmen ist.

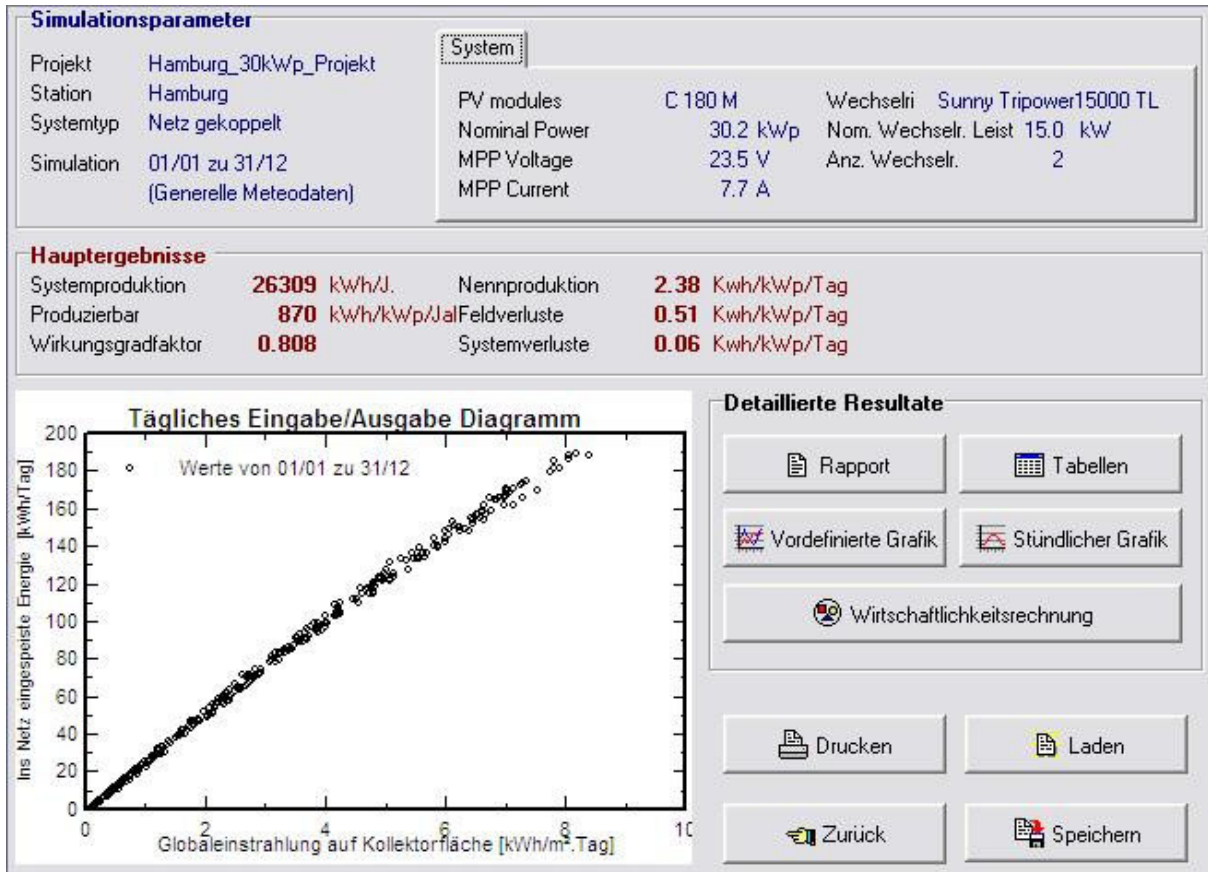


Abbildung 15: PVsyst Ergebnisübersicht für Standort Hamburg mit 30°-Neigung & Süd-Ausrichtung

In der Ergebnisübersicht von PVGIS von Abbildung 16 ist der berechnete Ertrag der Zeile „Total für Jahr“ und der Spalte für die Energieproduktion (E) zu entnehmen. Die Übersicht gibt zudem eine monatsweise Zusammenfassung von täglichen und monatlichen Durchschnittswerten für die Energieproduktion des Systems und die Globalstrahlung auf die Module an.

### PVGIS Schätzung der Solarenergieproduktion

Ort: 53°33'3" Nord, 9°59'37" Ost, Höhe: 15 m ü.d.M.,

Benutzte Sonnenstrahlungsdatenbank: PVGIS-CMSAF

Nominelle Leistung des FV-Systems: 30.2 kW (Kristallin Silizium)

Geschätzte Verluste von Temperatur und niedriger Einstrahlung: 11.7% (mit Einfluss der lokalen Aussentemperatur)

Geschätzter Verlust durch Reflexionseffekte: 3.1%

Andere Verluste (Kabel, Inverter, usw.): 14.0%

Gesamtverluste des FV Systems: 26.5%

Festes System: Neigung=30°, Orientierung=0°				
Monat	$E_d$	$E_m$	$H_d$	$H_m$
Jan	22.10	685	0.90	27.8
Feb	41.30	1160	1.71	47.8
Mär	75.60	2340	3.24	100
Apr	112.00	3370	5.04	151
Mai	119.00	3690	5.48	170
Jun	116.00	3470	5.44	163
Jul	110.00	3400	5.20	161
Aug	99.20	3070	4.67	145
Sep	81.60	2450	3.72	112
Okt	55.00	1710	2.40	74.3
Nov	26.50	795	1.10	33.0
Dez	19.40	602	0.79	24.4
<b>Jahresdurchschnitt</b>	<b>73.3</b>	<b>2230</b>	<b>3.31</b>	<b>101</b>
<b>Total für Jahr</b>		<b>26800</b>		<b>1210</b>

$E_d$ : Durchschnittliche tägliche Energieproduktion des Systems (kWh)

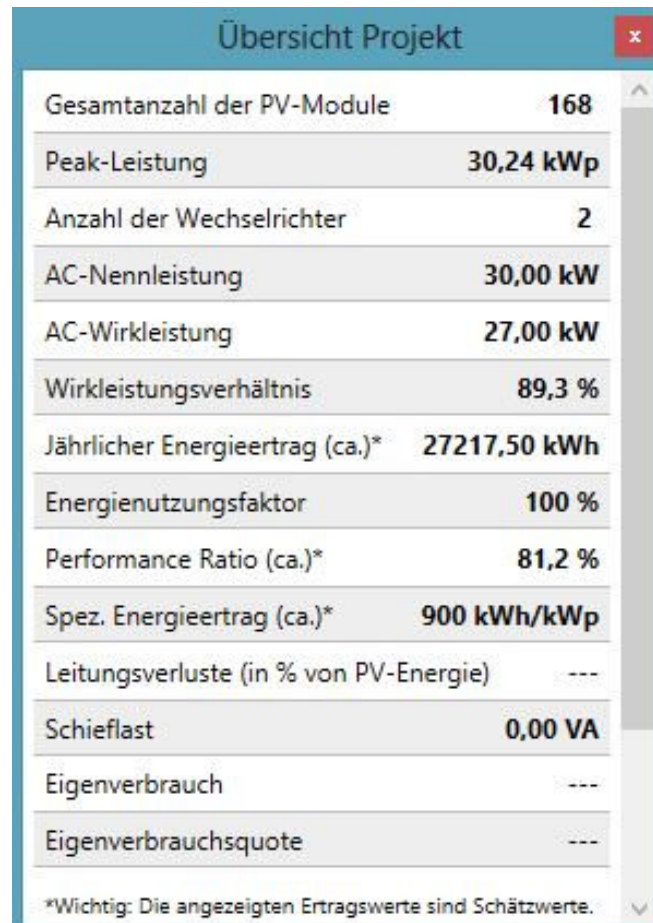
$E_m$ : Durchschnittliche monatliche Elektrizitätsproduktion mit diesem System (kWh)

$H_d$ : Durchschnittliche Tagessumme globaler Einstrahlung pro Quadratmeter auf den Modulen des gewählten Systems ( $\text{kWh/m}^2$ )

$H_m$ : Durchschnittliche globale Einstrahlungssumme pro Quadratmeter auf den Modulen des Systems ( $\text{kWh/m}^2$ )

Abbildung 16: PVGIS Ergebnisübersicht für Standort Hamburg mit 30°-Neigung & Süd-Ausrichtung

Der jährliche Energieertrag ist in der Ergebnisübersicht von Sunny Design in Abbildung 17 direkt unter dieser Bezeichnung aufgeführt.



Übersicht Projekt	
Gesamtanzahl der PV-Module	168
Peak-Leistung	30,24 kWp
Anzahl der Wechselrichter	2
AC-Nennleistung	30,00 kW
AC-Wirkleistung	27,00 kW
Wirkleistungsverhältnis	89,3 %
Jährlicher Energieertrag (ca.)*	27217,50 kWh
Energienutzungsfaktor	100 %
Performance Ratio (ca.)*	81,2 %
Spez. Energieertrag (ca.)*	900 kWh/kWp
Leistungsverluste (in % von PV-Energie)	---
Schieflast	0,00 VA
Eigenverbrauch	---
Eigenverbrauchsquote	---

\*Wichtig: Die angezeigten Ertragswerte sind Schätzwerte.

Abbildung 17: Sunny Design Ergebnisübersicht für Standort Hamburg mit 30°-Neigung & Süd-Ausrichtung

Betrachtet man die Erträge aus den vorherigen drei Abbildungen (15-17), wobei die Ergebnisse für identische Parameter (Standort, Neigung, Ausrichtung, Modulart) berechnet sind, erkennt man, dass die Ergebnisse der jeweiligen Programme voneinander abweichen. Im Unterkapitel 5.3 wird darauf genauer eingegangen.

Alle Simulationen werden durchgeführt und die Ergebnisse dementsprechend in die Ertragstabellen eingetragen. In Tabelle 4 ist dies beispielsweise für die Ergebnisse von PVSyst mit Modell 1 bei integrierter Montageart dargestellt. Die Erträge sind stets in kWh/a angegeben.

<b>PVSyst</b>	Modell 1: Conergy C180M + SMA STP15000-TL							integriert	Hamburg
	<b>N 180°</b>	<b>NW 135°</b>	<b>NO -135°</b>	<b>W 90°</b>	<b>O -90°</b>	<b>SW 45°</b>	<b>SO -45°</b>	<b>S 0°</b>	
<b>0°</b>	23132	23132	23132	23132	23132	23132	23132	23132	
<b>15°</b>	20148	20831	21047	22737	23001	24548	24710	25323	
<b>30°</b>	16801	18194	18576	21855	22255	24981	25247	26309	
<b>35°</b>	15660	17325	17741	21463	21900	24905	25191	26349	
<b>45°</b>	13453	15750	16216	20560	21059	24419	24726	26031	
<b>60°</b>	10768	13723	14211	18848	19389	22938	23240	24586	
<b>75°</b>	9383	11890	12396	16741	17297	20556	20877	21999	
<b>90°</b>	8199	10171	10642	14338	14882	17516	17796	18477	

Tabelle 4: Beispiel einer Ertragstabelle mit Simulationsergebnissen

Man erkennt, dass die Neigung und Ausrichtung der Module, wie erwartet, Einfluss auf den möglichen Ertrag einer PV-Anlage haben. Das Maximum des Ertrags wird bei einer Neigung von 35° und Süd-Ausrichtung erzielt. Dagegen das Minimum bei 90° Neigungswinkel, d.h. bei senkrechter Aufstellung, und Nord-Ausrichtung, wobei fast ausschließlich die diffuse Strahlung auf die Module trifft.

Zur Verdeutlichung und besseren Übersicht sind die Ergebnisse aus Tabelle 4 in Abbildung 18 grafisch dargestellt.

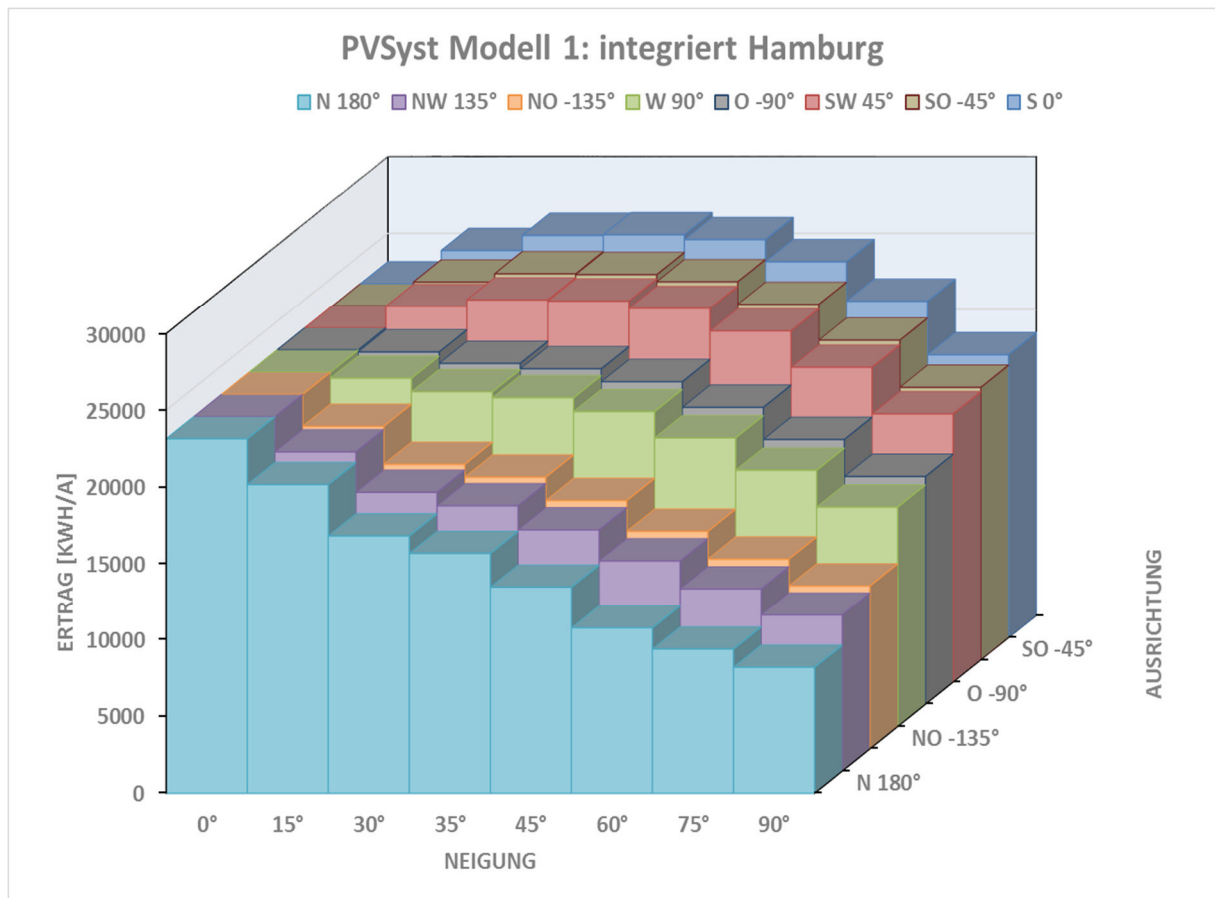


Abbildung 18: Grafische Darstellung der Ergebnisse einer Ertragstabelle

Es ist zu erkennen, dass die Höchstwerte bei einer bestimmten Neigung immer bei Süd-Ausrichtung erzielt werden und die Minimalwerte bei Nord-Ausrichtung. Bei der 0°-Neigung spielt die Ausrichtung keine Rolle, da die Module keiner Himmelsrichtung zugewandt sind und die Einstrahlung somit gleichbleibend ist.

## 5.2. Reale Ertragsdaten

Zum Vergleich mit den Simulationsergebnissen und dem theoretisch berechneten Ertrag werden reale Ertragsdaten zweier bestehender PV-Anlagen herangezogen.

Anlage 1 befindet sich am Standort Stoltebüll (Schleswig-Holstein) und besitzt eine Nennleistung von 17,28kWp. Die Module sind dachparallel installiert, wobei die Dachneigung  $15^\circ$  und die Ausrichtung  $5^\circ$  betragen. Diese Anlage hat in einem Jahr von Mai 2012 bis einschließlich April 2013 einen Ertrag von 17.147,6kWh erzielt. Um diesen Ertrag mit den Simulationsergebnissen vergleichen zu können, erfolgt eine Umrechnung des erzeugten Ertrags auf eine, wie in den Simulationsmodellen verwendete 30,24kWp-Anlage. Zudem werden bei der Umrechnung eine Dachneigung von  $30^\circ$  und eine optimale Ausrichtung mit  $0^\circ$  angenommen. Dabei ist aus den Simulationsergebnissen ersichtlich, dass dafür eine Ertragssteigerung von ca. 4% zu erwarten ist. Somit ergibt sich für Anlage 1 bei  $30^\circ$ -Neigung und Süd-Ausrichtung ein realer Ertrag von 31.208,6kWh. Dieser Wert wird für den Vergleich im nächsten Unterkapitel 5.3 verwendet.

Bei Anlage 2, die sich am Standort Husum (Schleswig-Holstein) befindet, liegt die Nennleistung bei 14,07kWp. Die Dachneigung beträgt  $18^\circ$  bei Süd-Ausrichtung und auch hier sind die Module dachparallel montiert. Der Jahresertrag von Mai 2012 bis einschließlich April 2013 dieser Anlage liegt bei 11.953,26kWh. Analog zu Anlage 1 erfolgt die Umrechnung, sodass sich ein realer Ertrag von 26.718,22kWh ergibt.

Die realen Erträge sind für eine  $30^\circ$ -Neigung und  $0^\circ$ -Ausrichtung wie folgt anzunehmen:

Anlage 1 Stoltebüll: 31.208,6 kWh/a

Anlage 2 Husum: 26.718,22 kWh/a

Der Vergleich mit den Simulationsergebnissen und dem theoretischen Ertrag erfolgt mit diesen Werten.

### 5.3. Vergleich und Abweichungen

Zunächst werden die Simulationsergebnisse abhängig von den Parametern verglichen und die Abweichungen dargestellt. Es folgt ein Vergleich der Simulationsergebnisse zum theoretisch berechneten Ertrag. Anschließend werden die Simulationsergebnisse mit den realen Erträgen der zwei bereits beschriebenen bestehenden PV-Anlagen verglichen.

#### 5.3.1. Vergleich Simulationsergebnisse

Die folgenden Tabellen 5-9 dienen jeweils als Beispiel und sind ein Auszug aus den kompletten Abweichungstabellen, die im vollen Umfang im Anhang zu finden sind.

In Tabelle 5 wird die prozentuale Ausbeute des maximalen Ertrags, der in allen Simulationen bei einer 35°-Neigung und Süd-Ausrichtung erzielt wird, für unterschiedliche Neigungen und Ausrichtungen der PV-Module dargestellt. Diese Prozentzahlen beziehen sich speziell auf die Ertragsdaten aus Tabelle 4.

	<b>N 180°</b>	<b>NW 135°</b>	<b>NO -135°</b>	<b>W 90°</b>	<b>O -90°</b>	<b>SW 45°</b>	<b>SO -45°</b>	<b>S 0°</b>
<b>0°</b>	87,8%	87,8%	87,8%	87,8%	87,8%	87,8%	87,8%	87,8%
<b>15°</b>	76,5%	79,1%	79,9%	86,3%	87,3%	93,2%	93,8%	96,1%
<b>30°</b>	63,8%	69,1%	70,5%	82,9%	84,5%	94,8%	95,8%	99,8%
<b>35°</b>	59,4%	65,8%	67,3%	81,5%	83,1%	94,5%	95,6%	100,0%
<b>45°</b>	51,1%	59,8%	61,5%	78,0%	79,9%	92,7%	93,8%	98,8%
<b>60°</b>	40,9%	52,1%	53,9%	71,5%	73,6%	87,1%	88,2%	93,3%
<b>75°</b>	35,6%	45,1%	47,0%	63,5%	65,6%	78,0%	79,2%	83,5%
<b>90°</b>	31,1%	38,6%	40,4%	54,4%	56,5%	66,5%	67,5%	70,1%

Tabelle 5: Prozentuale Ausbeute des Ertrags abhängig von Neigung und Ausrichtung

Im Allgemeinen sind die Einbußen durch Neigung und Ausrichtung bei allen Modellen und den drei Programmen fast identisch, in etwa wie in Abbildung 8. Bei schlechter werdender Neigung und Ausrichtung, wobei die Erträge sinken, gibt es jedoch größere Abweichungen im Vergleich der Programme, wie beispielsweise bei 90°-Neigung und Nord-Ausrichtung. Hierbei betragen die Abweichungen vom Maximalertrag in PVSyst ca. 70%, in Sunny Design 75% und bei PVGIS sogar bis zu 83%. Das heißt, PVSyst erzielt im Vergleich zu den beiden

anderen Programmen bei den schlechtesten Bedingungen noch den höchsten Ertrag in Bezug auf den Maximalertrag. Die optimale Aufstellung der Module ergibt sich aus einer Neigung von  $35^\circ$  und einer Süd-Ausrichtung. Dabei sind auch bei Neigungen zwischen  $15^\circ$  und  $60^\circ$  immer noch sehr gute Erträge möglich (max. -8% in Sunny Design). Auch bei einer Süd-West- bzw. Süd-Ost-Ausrichtung verringern sich die Erträge nur um maximal 6% im Vergleich zur Süd-Ausrichtung. Der Unterschied zwischen östlicher und westlicher Ausrichtung bei gleichem Betrag des Winkels (z.B.  $\pm 90^\circ$ ) ist verschwindend gering und beträgt maximal 2,1% (in PVSyst).

Im Folgenden werden die Abweichungen prozentual ermittelt und dargestellt. Für die Abweichungen werden keine absoluten Werte angegeben, da diese direkt proportional zur Nennleistung von PV-Anlagen sind. Die prozentualen Angaben können somit auch auf Anlagen mit anderen Nennleistungen, als den 30,24kWp in den Simulationen, bezogen werden.



Bei der Montageart wird innerhalb der Programme verglichen zwischen „integriert“, „Dach“ und „frei“, bei PVGIS jedoch nur zwischen „integriert“ und „frei“. Tabelle 6 zeigt die Abweichungen von „integriert“ zu „frei“ für Modell 1 in PVSyst.

	integriert/frei		Modell 1: Conergy C180M+SMA STP15000-TL					Hamburg
	N 180°	NW 135°	NO -135°	W 90°	O -90°	SW 45°	SO -45°	S 0°
0°	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%
15°	-3,7%	-3,9%	-3,9%	-4,4%	-4,4%	-4,8%	-4,8%	-4,9%
30°	-2,9%	-3,5%	-3,5%	-4,4%	-4,4%	-5,1%	-5,1%	-5,3%
35°	-2,6%	-3,3%	-3,3%	-4,4%	-4,4%	-5,2%	-5,1%	-5,4%
45°	-2,2%	-3,1%	-3,1%	-4,4%	-4,4%	-5,2%	-5,2%	-5,4%
60°	-1,7%	-2,7%	-2,9%	-4,3%	-4,3%	-5,1%	-5,0%	-5,2%
75°	-1,5%	-2,4%	-2,5%	-3,9%	-4,0%	-4,7%	-4,6%	-4,7%
90°	-1,3%	-2,1%	-2,2%	-3,5%	-3,5%	-4,1%	-4,0%	-4,1%

Tabelle 6: Abweichungen bei Montageart für PVSyst

Generell treten die größten Abweichungen im Bereich der optimalen Ausrichtung beim Vergleich „integriert“ zu „frei“ auf und je schlechter die Ausrichtung, desto geringer werden die Abweichungen, erkennbar in Tabelle 6. Bei den in den Simulationen vorkommenden Montagearten ist ersichtlich, dass „frei“ besser als „Dach“ und „integriert“ ist. Zudem ist „Dach“ besser als „integriert“, was nach Tabelle 2 erwartet werden konnte. Die maximale Abweichung mit bis zu -7,4% ergibt sich bei den Dünnschichtmodulen in PVSyst. Hier sind die Abweichungen auch im Vergleich zu den anderen Programmen am größten. In Sunny Design (max. -2,3%) sind die Abweichungen bei den Dünnschichtmodulen deutlich und in PVGIS (max. -3,9%) geringfügig kleiner als bei den kristallinen Modulen. Insgesamt treten bei PVSyst die größten (max. -7,4%) und bei Sunny Design die geringsten (max. -3,9%) Abweichungen auf, d. h. die Montageart hat in PVSyst einen größeren Einfluss auf den Ertrag als bei Sunny Design. PVGIS liegt mit den Abweichungen (max. -5,2%) zwischen diesen beiden Programmen.

Zur Analyse der Unterschiede der Modul- und Wechselrichtertypen werden die Modelle 1 bis 4 miteinander verglichen, in PVGIS jedoch nur die kristallinen mit den Dünnschichtmodulen. Beispielhaft sind in Tabelle 7 die Abweichungen von Dünnschichtmodulen zu kristallinen für PVSyst dargestellt.

	PVSyst			integriert				Modell 3 / Modell 1			Hamburg
	N 180°	NW 135°	NO -135°	W 90°	O -90°	SW 45°	SO -45°	S 0°			
0°	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%		
15°	5,1%	4,8%	4,9%	4,3%	4,4%	3,9%	4,0%	3,8%			
30°	5,7%	5,0%	5,3%	4,1%	4,3%	3,4%	3,6%	3,3%			
35°	5,8%	5,1%	5,3%	4,0%	4,3%	3,3%	3,5%	3,2%			
45°	5,9%	5,1%	5,4%	4,0%	4,3%	3,2%	3,4%	3,2%			
60°	5,6%	5,1%	5,5%	4,0%	4,3%	3,3%	3,6%	3,4%			
75°	5,2%	5,0%	5,3%	4,1%	4,5%	3,7%	4,0%	3,9%			
90°	4,6%	4,8%	5,1%	4,3%	4,7%	4,2%	4,5%	4,6%			

Tabelle 7: Abweichungen Modul- und Wechselrichtertyp

Mit den Dünnschichtmodulen werden im Vergleich zu den kristallinen stets höhere Erträge erzielt. Die dünn-schichtigen Module zeichnen sich durch eine besonders gute Ausnutzung von Schwachlicht aus. Dabei wird schon bei geringen Bestrahlungsstärken Strom erzeugt und die diffuse Strahlung besser genutzt.

Die Abweichungen sind je nach Montageart gleich, außer beim Vergleich von Dünnschicht- zu kristallinen Modulen. In PVSyst werden die Abweichungen (max. 6,9%) mit besserer Montageart zu Gunsten der Dünnschichtmodule größer, jedoch in Sunny Design (min. 0,5%) und PVGIS (min. 1,0%) kleiner. Generell sind die Abweichungen bei PVSyst größer als bei Sunny Design. Beim Vergleich der Modelle mit den kristallinen Modulen und verschiedenen Wechselrichtern, ergeben sich die Abweichungen durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Wechselrichter. In Modell 2 hat der Wechselrichter einen geringeren Wirkungsgrad als der in Modell 1, sodass bei Modell 2 im Vergleich, je nach Ausrichtung, maximal 5,8% (in PVSyst) aber auch mindestens 2,4% (in Sunny Design) weniger Ertrag erzielt wird. Für Modell 3 ergeben sich die größten Erträge, gefolgt von Modell 1 und 4. Die niedrigsten Erträge werden mit Modell 2 erzielt.

Der Standortvergleich erfolgt ausschließlich für PVGIS, da die Standorte Reinfeld und Stoltebüll, wie bereits in Kapitel 4.3 erwähnt, in den Programmen PVSyst und Sunny Design nicht für die Simulationen zur Verfügung stehen. In Tabelle 8 sind die Abweichungen vom Standort Stoltebüll zu Hamburg dargestellt.

	PVGIS			Stoltebüll/Hamburg				kristallin
	integriert							
	N 180°	NW 135°	NO -135°	W 90°	O -90°	SW 45°	SO -45°	S 0°
0°	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
15°	0,5%	1,0%	1,0%	1,3%	1,8%	1,6%	2,0%	1,6%
30°	-0,6%	0,6%	0,6%	1,8%	1,8%	2,4%	2,4%	1,9%
35°	-1,4%	0,6%	0,6%	2,3%	1,8%	2,4%	2,4%	2,2%
45°	-1,7%	1,3%	1,3%	2,9%	2,4%	2,4%	2,4%	2,6%
60°	-2,2%	1,6%	0,8%	3,2%	3,2%	3,4%	2,9%	2,7%
75°	-1,6%	1,9%	1,9%	4,3%	3,6%	3,8%	3,7%	3,5%
90°	-1,6%	3,1%	3,2%	5,2%	5,1%	4,5%	4,4%	4,1%

Tabelle 8: Abweichungen Standort

Die Ergebnisse der Abweichungen (siehe Anhang) zeigen, dass in Stoltebüll der höchste Ertrag möglich ist, gefolgt von Hamburg und Reinfeld. Der Unterschied zwischen Hamburg und Reinfeld beträgt lediglich ca. 1%, allerdings zwischen Stoltebüll und Hamburg bis zu 5,8% (bei sinnvoller Ausrichtung ca. 3%). Somit ergeben sich Mehrerträge von bis zu 6,8% (normal 4%) für Stoltebüll im Vergleich zu Reinfeld. Die maximalen Abweichungen treten bei einer 90°-Neigung der Module auf. Für die zwei Montagearten „integriert“ und „frei“ sind die Abweichungen fast identisch, sodass die Montageart beim Standortvergleich vernachlässigt werden kann. Da die globale Bestrahlung in Stoltebüll ( $H_{G,hor} = 1060 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ ) am höchsten ist, kann dort im Vergleich zu Hamburg ( $H_{G,hor} = 1040 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ ) und Reinfeld ( $H_{G,hor} = 1030 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ ) ein dementsprechend höherer Ertrag erzielt werden.

Nachdem die Erträge für unterschiedliche Parameter bereits verglichen wurden, folgt der Vergleich der Simulationsprogramme. Dabei werden für den Vergleich von PVSyst zu Sunny Design die Modelle 1 bis 3 verwendet. In PVGIS sind die Modelle nicht verfügbar, sodass zwischen kristallinen und Dünnschichtmodulen unterschieden wird. Es werden somit die Ergebnisse der kristallinen Module aus PVGIS mit den Ergebnissen für Modell 1 aus PVSyst bzw. Sunny Design gegenübergestellt. Dementsprechend werden auch die Ergebnisse der Dünnschichtmodule mit den Ergebnissen für Modell 3 verglichen. Zudem werden die Ergebnisse für die Standorte Stoltebüll und Reinfeld mit den Ergebnissen von Modell 1 aus PVSyst bzw. Sunny Design verglichen. In Tabelle 9 sind die Abweichungen von PVSyst zu Sunny Design für Modell 1 dargestellt.

<b>PVSyst/SD</b>	<b>Modell 1: Conergy C180M + SMA STP15000-TL integriert Hamburg</b>							
	<b>N 180°</b>	<b>NW 135°</b>	<b>NO -135°</b>	<b>W 90°</b>	<b>O -90°</b>	<b>SW 45°</b>	<b>SO -45°</b>	<b>S 0°</b>
<b>0°</b>	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-1,7%
<b>15°</b>	0,2%	-1,1%	0,1%	-2,3%	-0,8%	-2,9%	-2,0%	-2,8%
<b>30°</b>	1,6%	-0,5%	1,6%	-2,4%	-0,1%	-3,6%	-2,0%	-3,3%
<b>35°</b>	1,8%	-0,2%	2,0%	-2,3%	0,2%	-3,6%	-2,0%	-3,4%
<b>45°</b>	2,1%	0,6%	3,2%	-1,9%	1,0%	-3,5%	-1,7%	-3,3%
<b>60°</b>	3,7%	2,4%	5,8%	-0,5%	2,9%	-2,5%	-0,5%	-2,4%
<b>75°</b>	9,6%	5,8%	10,6%	2,1%	6,4%	-0,2%	2,1%	-0,5%
<b>90°</b>	19,4%	12,9%	19,2%	7,4%	12,8%	4,2%	6,9%	3,2%

Tabelle 9: Abweichungen Programme PVSyst zu Sunny Design

Bei den Modellen mit kristallinen Modulen sind die Erträge von PVSyst geringer als die von Sunny Design, jedoch ändert sich dies deutlich bei stärkerer Abweichung der optimalen Ausrichtung, wie in Tabelle 9 ersichtlich. Bei Dünnschichtmodulen zeigt sich allerdings, dass bei PVSyst mit besser werdender Montageart stets höhere Erträge erzielt werden. Die maximale Abweichung (bis zu +23,8%) wird bei der schlechtesten Ausrichtung (90°-Neigung und Nord-Ausrichtung) erreicht.

Des Weiteren hat PVGIS größtenteils niedrigere Erträge als Sunny Design, ersichtlich beispielhaft in Tabelle 10.

	Modell 1: Conergy C180M + SMA STP15000-TL integriert Hamburg								
	PVGIS/SD	N 180°	NW 135°	NO -135°	W 90°	O -90°	SW 45°	SO -45°	S 0°
0°		-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%
15°		-2,0%	-2,7%	-2,1%	-2,1%	-1,7%	-1,9%	-1,6%	-1,7%
30°		-3,8%	-3,2%	-2,6%	-1,7%	-0,8%	-2,0%	-1,0%	-1,5%
35°		-4,4%	-2,6%	-2,2%	-1,7%	-0,3%	-1,7%	-0,8%	-1,4%
45°		-8,2%	-2,9%	-2,6%	-1,2%	0,3%	-0,8%	0,2%	-0,8%
60°		-12,3%	-4,5%	-3,3%	-0,2%	0,9%	0,4%	1,9%	1,2%
75°		-19,4%	-7,5%	-6,3%	0,1%	2,1%	2,9%	4,7%	4,0%
90°		-26,9%	-11,0%	-9,3%	1,1%	3,1%	6,5%	8,1%	7,8%

Tabelle 10: Abweichungen der Programme PVGIS zu Sunny Design

Sunny Design hat zudem bei schlechter werdender Ausrichtung deutlich höhere Erträge als PVGIS. PVSyst hingegen sehr viel bessere Werte bei schlechter werdender Ausrichtung als PVGIS (bis zu 64,6% bei Hamburg). Bei normaler Ausrichtung hat PVSyst aber geringere Werte als PVGIS (bis zu -4,4%).

Zusammenfassend wird durch das Vergleichen der Programme deutlich, wie sich die Erträge der jeweiligen Programme unterscheiden. Die Abweichungen zwischen den Montagearten fallen gering aus, außer bei den Dünnschichtmodulen. Dort werden die Abweichungen zu Gunsten von PVSyst größer.

Mit Sunny Design lassen sich die höchsten Erträge für kristalline Module erzielen, gefolgt von PVGIS und PVSyst. Die Ergebnisse von PVSyst sind somit am konservativsten. Für Dünnschichtmodule werden jedoch die höchsten Erträge mit PVSyst erzielt, gefolgt von Sunny Design und PVGIS.

Die komplette Übersicht der prozentualen Abweichungen ist in digitaler Form („Simulationsergebnisse&Abweichungen.xlsx“) im Anhang enthalten.

### 5.3.2. Vergleich Simulationsergebnisse zu Theorie

In Kapitel 2.3 wurde der Ertrag für ein theoretisches Modell mit einer Nennleistung von 30,24kWp und einer 30°-Neigung sowie Süd-Ausrichtung berechnet, dieser beträgt 26.483,36kWh/a. Für den Vergleich mit den Simulationsergebnissen werden die Ergebnisse für die identische Neigung und Ausrichtung verwendet, siehe Tabelle 11.

Ertragswerte der Simulationen [kWh/a]											
30°-Süd	PVSyst				SunnyDesign			PVGIS			
	Conergy	Conergy	Schüco	Conergy	Conergy	Conergy	Schüco	Hamburg		Reinfeld	Stoltebüll
	STP15000	SMC5000	STP15000	Piko8.3	STP15000	SMC5000	STP15000	kristallin	CIS	kristallin	kristallin
integriert	26309,0	25447,0	27184,0	25474,0	27217,5	26540,0	27796,6	26800,0	27400,0	26500,0	27300,0
Dach	27077,0	26188,0	28297,0	26230,0	27883,4	27192,2	28188,8				
frei	27780,0	26867,0	29322,0	26923,0	28299,0	27627,4	28439,3	28100,0	28500,0	27800,0	28800,0

Tabelle 11: Ertragswerte der Programme für 30°-Neigung und Süd-Ausrichtung

Dabei werden die Erträge je nach Programm, Montageart und Modell erfasst. Der theoretische Wert liegt im Bereich der Simulationsergebnisse. Es folgt der Vergleich dieser Werte mit dem Wert des theoretischen Modells, die dabei auftretenden Abweichungen sind in Tabelle 12 dargestellt.

Abweichung Simulation/theoretisch											
30°-Süd	PVSyst				SunnyDesign			PVGIS			
	Conergy	Conergy	Schüco	Conergy	Conergy	Conergy	Schüco	Hamburg		Reinfeld	Stoltebüll
	STP15000	SMC5000	STP15000	Piko8.3	STP15000	SMC5000	STP15000	kristallin	CIS	kristallin	kristallin
integriert	-0,7%	-3,9%	2,6%	-3,8%	2,8%	0,2%	5,0%	1,2%	3,5%	0,1%	3,1%
Dach	2,2%	-1,1%	6,8%	-1,0%	5,3%	2,7%	6,4%				
frei	4,9%	1,4%	10,7%	1,7%	6,9%	4,3%	7,4%	6,1%	7,6%	5,0%	8,7%

Tabelle 12: Abweichungen Simulation zu Theorie

Die Simulationsergebnisse liegen bis auf fünf Ergebnisse von PVSyst (siehe Tabelle 12) über dem theoretisch berechneten Wert. Die geringste Abweichung (0,1%) tritt beim Ertrag für Reinfeld mit kristallinen Modulen und integrierter Montage in PVGIS auf. Da das theoretische Modell aber für Hamburg ausgelegt ist, kommt das Ergebnis für Modell 2 aus Sunny Design dem theoretischen Ertrag mit einer Abweichung von lediglich 0,2% am nächsten. Es zeigt sich, dass bei den Modellen mit den Dünnschichtmodulen die größten Abweichungen (10,7%) auftreten. Mit besser werdender Montageart werden die Abweichungen größer. Mit PVSyst werden im Vergleich zu den anderen Programmen die niedrigsten Erträge berechnet.

Trotz vereinfachter Annahmen bei der Berechnung im theoretischen Modell wurde ein Ertrag berechnet, der im Bereich der Ergebnisse der Simulationsprogramme liegt. Der Ertrag des theoretischen Modells könnte durch die Verwendung höherer Einstrahlungsdaten sowie Neigungswinkelkorrekturfaktoren und die Annahme einer besseren PR noch größer sein, und somit noch deutlicher im Bereich der Simulationsergebnisse liegen.

### 5.3.3. Vergleich Simulationsergebnisse zu realen Ertragsdaten

Wie in Kapitel 5.2 beschrieben, wird für die reale Anlage 1 in Stoltebüll der Ertragswert 31.208,6kWh/a für den folgenden Vergleich mit den Simulationsergebnissen (s.o. Tabelle 11) verwendet, siehe Tabelle 13.

Abweichung Simulation/real (Stoltebüll)											
30°-Süd	PVSyst				SunnyDesign			PVGIS			
	Conergy	Conergy	Schüco	Conergy	Conergy	Conergy	Schüco	Hamburg		Reinfeld	Stoltebüll
	STP15000	SMC5000	STP15000	Piko8.3	STP15000	SMC5000	STP15000	kristallin	CIS	kristallin	kristallin
integriert	-15,7%	-18,5%	-12,9%	-18,4%	-12,8%	-15,0%	-10,9%	-14,1%	-12,2%	-15,1%	-12,5%
Dach	-13,2%	-16,1%	-9,3%	-16,0%	-10,7%	-12,9%	-9,7%				
frei	-11,0%	-13,9%	-6,0%	-13,7%	-9,3%	-11,5%	-8,9%	-10,0%	-8,7%	-10,9%	-7,7%

Tabelle 13: Abweichungen Simulation zum realen Ertrag Stoltebüll

Alle Simulationsergebnisse liegen deutlich unter dem realen Ertrag der Anlage (zwischen -7,7% und -18,5%). Diese Ergebnisse zeigen deutlich, dass der Ertrag einer realen Anlage durchaus über den Ergebnissen, die mit Programmen berechnet werden, liegen kann. Dabei ist aber zu beachten, dass die Simulationsergebnisse fast ausschließlich für Hamburg gelten und der Ertrag der Anlage nur in einem bestimmten Jahr produziert wurde. Stoltebüll hat bessere Bedingungen für die Erzeugung eines höheren Ertrags, wie Einstrahlung, Temperatur und Wind. Die Simulationsprogramme beziehen sich bei den Einstrahlungs- und Temperaturdaten auf langjährige statistische Mittelwerte. Der produzierte Ertrag innerhalb eines Jahres einer realen Anlage sollte nicht der Maßstab für die weiteren jährlich zu erwartenden Erträge sein, da es durch Wetterschwankungen, besonders durch die Einstrahlung, immer wieder zu mehr oder weniger Ertrag kommen kann. Der reale Ertrag kann dabei auch unter der Prognose liegen.

Für die Anlage 2 in Husum wurde der Ertrag zu 26.718,22kWh/a ermittelt und wird mit den Werten aus Tabelle 11 verglichen, die Abweichungen sind in Tabelle 14 dargestellt.

Abweichung Simulation/real (Husum)											
30°-Süd	PVsyst				SunnyDesign			PVGIS			
	Conergy	Conergy	Schüco	Conergy	Conergy	Conergy	Schüco	Hamburg		Reinfeld	Stoltebüll
	STP15000	SMC5000	STP15000	Piko8.3	STP15000	SMC5000	STP15000	kristallin	CIS	kristallin	kristallin
integriert	-1,5%	-4,8%	1,7%	-4,7%	1,9%	-0,7%	4,0%	0,3%	2,6%	-0,8%	2,2%
Dach	1,3%	-2,0%	5,9%	-1,8%	4,4%	1,8%	5,5%				
frei	4,0%	0,6%	9,7%	0,8%	5,9%	3,4%	6,4%	5,2%	6,7%	4,0%	7,8%

Tabelle 14: Abweichung Simulation zum realen Ertrag Husum

Die Simulationsergebnisse liegen bis auf sieben Ausnahmen (siehe Tabelle 14) über dem Wert von Anlage 2. Aber auch hier sind die Abweichungen bei den Dünnschichtmodulen am größten (bis zu 9,7%). Im Vergleich zu Anlage 1 in Stoltebüll sind die Abweichungen jedoch deutlich geringer. Der Ertrag von Anlage 2 ist deutlich geringer als von Anlage 1. Durch Wetterschwankungen und -einflüsse sowie unterschiedliche Module bzw. Wechselrichter kann dieser Ertragsunterschied durchaus entstehen. Die Anlagen können auch eine unterschiedliche PR haben.

Da der Ertrag der realen Anlagen in einem bestimmten Zeitraum von Mai 2012 bis einschließlich April 2013 (ein Jahr) erzielt wurde, können aufgrund von jährlichen Wetterschwankungen die berechneten Werte nur bedingt gelten. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) stellt eine Karte zur Verfügung, auf der die Abweichungen der Globalstrahlung für 2012 zum langjährigen Mittel (1981-2010) in Deutschland dargestellt werden. Die Übersicht von 2012<sup>25</sup> lässt erkennen, dass die Abweichungen in Schleswig-Holstein größtenteils  $\pm 1\%$  betragen bis hin zu maximal +5%. Hinzu kommt, dass lokal noch größere Abweichungen auftreten können. Die Abweichungen haben direkten Einfluss auf den Ertrag einer Anlage.

Bei Berücksichtigung dieser Abweichungen würden sich die Ergebnisse der Simulationen und der realen Erträge noch weiter annähern.

<sup>25</sup> (DWD, 2013)



## 6. Finanzielle Betrachtung

In diesem Kapitel wird genauer beschrieben, welche Kosten bei einer PV-Anlage auftreten und zu berücksichtigen sind. Zudem wird angegeben, wie hoch eine zu erwartende Vergütung und die Amortisationszeit sind. Die zu erwartende Rendite wird ebenfalls betrachtet. Beispielhaft werden diese Angaben für eine, wie schon in den vorherigen Kapiteln verwendete, 30,24kWp-Anlage dargestellt und berechnet. Auch die Auswirkungen auf Amortisationszeit und Rendite durch Abweichungen des Ertrags werden aufgezeigt.

### 6.1. Wirtschaftlichkeit

Aus Sicht eines Anlagenbetreibers sollte eine Anlage immer wirtschaftlich sein, d.h. die Einnahmen sollten größer sein als die Ausgaben, sodass kein Verlust entsteht. Die Einnahmen werden durch die Vergütung des produzierten Ertrags durch den Netzbetreiber erzielt. Zu den Ausgaben gehören die Kosten für Anschaffung, Montage und die Betriebskosten für die PV-Anlage. Mit Hilfe der Amortisationszeit, siehe Kapitel 6.4, lässt sich der Zeitpunkt bestimmen, bei dem die Ausgaben vollständig durch die bis dahin erzielten Einnahmen gedeckt sind und die weiteren Einnahmen als Gewinn anzusehen sind.

## 6.2. Kosten

Zu den Kosten bei einer PV-Anlage zählen die Ausgaben für Module, Wechselrichter, Stromzähler, Leitungen für die Verkabelung, Montage sowie laufende Betriebskosten. Unter Betriebskosten fallen Kosten für Wartung, Zählergebühr, Reparatur und Versicherung. Im Allgemeinen werden die Anschaffungskosten in Euro/kWp angegeben, wobei die zuvor genannten Kosten, außer den Betriebskosten berücksichtigt werden. Es sind alle Kosten enthalten, die bis zur Inbetriebnahme der Anlage notwendig sind. Die benötigten Module stellen mit bis zu 80% den größten Teil der gesamten Anschaffungskosten dar. In den letzten Jahren sind die Preise der Anschaffungskosten stets gesunken. Dieser Trend wird sich voraussichtlich, aufgrund der niedriger werdenden Herstellungskosten, in nächster Zeit weiter fortsetzen. In Abbildung 19 ist die Entwicklung des Preises für 1kWp bei Aufdachanlagen in den letzten Jahren dargestellt.

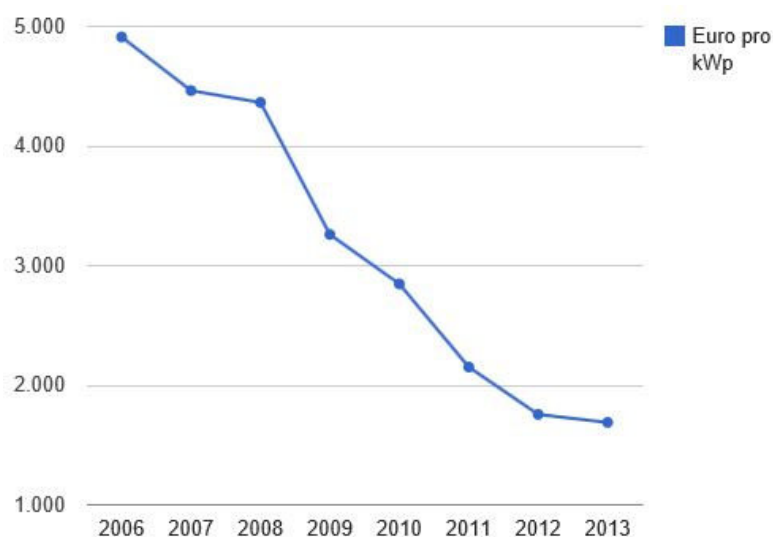


Abbildung 19: Preise pro kWp bei Aufdachanlagen bis 10kWp<sup>26</sup>

Die fallende Kurve lässt eine Preisminderung seit 2006 von bis zu 65% erkennen. Für eine Anlage, die aktuell (Stand Juli 2013) installiert werden könnte, wird ein Preis von 1.450€/kWp angenommen. Folgend werden die Berechnungen für die Kosten von PV-Anlagen aufgezeigt.

<sup>26</sup> (Photovoltaik.org, 2013, <http://www.photovoltaik.org/wirtschaftlichkeit/preisentwicklung>, abgerufen am 23. Juni 2013)

Die Anschaffungskosten ( $K_0$ ) für eine PV-Anlage setzen sich wie folgt aus dem Preis pro kWp installierter Leistung (€/kWp) und der Anlagengröße ( $P_{Anlage}$ ) zusammen.

$$K_0 = Preis * P_{Anlage} \quad (6.1)$$

Bei einer 30,24kWp-Anlage liegen die Anschaffungskosten bei 43.848€. Für die jährlichen Betriebskosten ( $K_{Betrieb}$ ) kann angenommen werden, dass diese 1,5% der Anschaffungskosten betragen<sup>27</sup>.

$$K_{Betrieb} = K_0 * 1,5 \frac{\%}{a} \quad (6.2)$$

Unter der Annahme konstant bleibender Betriebskosten ergeben sich über eine Laufzeit ( $n$ ) folgende Betriebsgesamtkosten ( $K_{Betrieb,n}$ ).

$$K_{Betrieb,n} = K_{Betrieb} * n \quad (6.3)$$

Bei einer Laufzeit von z.B. 20 Jahren betragen die Betriebsgesamtkosten, ohne eine jährliche Betriebskostensteigerung, somit 13.154,40€. Ziel des Anlagenbetreibers ist es die Anschaffungskosten und die jährlich auftretenden Betriebskosten über die entsprechende Laufzeit durch Einnahmen zu decken. Ab einem bestimmten Zeitpunkt sollten Gewinne erzielt werden. Die Anschaffungskosten pro kWp werden zudem geringer, je größer die Anlage ist.

Die Kosten können selbst (100% Eigenanteil) oder mit Hilfe von Fremdkapital durch einen Kredit aufgebracht werden. Der Eigenanteil ist variabel zwischen null und 100%. Je geringer der Eigenanteil ist, desto größer werden die Gesamtkosten, da ein aufgenommenener Kredit dementsprechend zusätzlich abbezahlt werden und berücksichtigt werden muss. Der Zeitpunkt, ab dem ein eventueller Gewinn erzielt werden kann, würde sich verlängern. Bei der finanziellen Betrachtung in diesem Kapitel wird von einer komplett selbst finanzierten Anlage (100% Eigenanteil) ausgegangen.

---

<sup>27</sup> (Mertens, 2011, Seite 239)

Die zu verwendenden Modulen, welche der Anlagenbetreiber selbst auswählen kann, lassen sich durch ihre Qualität unterscheiden. Die qualitativ hochwertigen Module sind teurer, aber können eine längere Lebensdauer und höhere Leistungsgarantie aufweisen, sodass abzuwägen ist, welche Module verwendet werden. Die entstehenden Einnahmen bei PV-Anlagen werden durch die Vergütung erzielt und nachfolgend beschrieben.

### 6.3. Vergütung

„In Deutschland ist die Art und Höhe der Vergütung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt.“<sup>28</sup> Demnach wird für die Einspeisung von Strom, der durch eine PV-Anlage produziert wird, eine feste Vergütung über 20 Jahre hinweg vom Netzbetreiber bezahlt. Dabei sind die Art und Größe der Anlage sowie der Zeitpunkt der Inbetriebnahme entscheidend für die Höhe der Vergütung. Die Folgende Tabelle 14 gibt einen Überblick über die aktuellen Vergütungssätze (Angabe in Ct/kWh).

	Anlagen nach § 32 Abs. 2 EEG (Dachanlagen)			
	bis 10 kWp	bis 40 kWp	bis 1 MWp	bis 10 MWp
Vergütungsfähiger Anteil des gesamten Stromertrags	100%	90%	90%	100%
Inbetriebnahme				
Degression	1,8%			
ab 01.05.2013	15,63	14,83	13,23	10,82
Degression	1,8%			
ab 01.06.2013	15,35	14,56	12,99	10,63
Degression	1,8%			
ab 01.07.2013	15,07	14,30	12,76	10,43

Tabelle 15: Übersicht aktueller (Stand Juni 2013) Vergütungssätze [Ct/kWh] für PV-Dachanlagen<sup>29</sup>

Momentan unterliegen die Vergütungssätze einer Degression, d.h. von Monat zu Monat werden die Vergütungssätze geringer, sodass eine Installation zu einem späteren Zeitpunkt stets niedrigere Einnahmen, bei theoretisch gleichem Ertrag, zur Folge hat.

<sup>28</sup> (Quasching, 2013, Seite 387)

<sup>29</sup> (Bundesnetzagentur, 2013)

Abhängig von der Anlagengröße erfolgt nur zu einem bestimmten Prozentsatz die Vergütung. Bei Aufdachanlagen zwischen 10kWp und 1MWp werden lediglich 90% des Ertrags vergütet. Der Rest kann selbst verbraucht oder vermarktet werden, ansonsten geht dieser Anteil verloren. Bei Anlagen größer als 10kWp wird der Vergütungssatz ( $k_{EEG}$ ) anteilig zur Anlagenleistung aus den Vergütungssätzen (siehe Tabelle 14) berechnet. Beispielhaft für eine 30,24kWp-Anlage, die im Juli 2013 in Betrieb genommen würde, lässt sich der Vergütungssatz ( $k_{EEG,30,24kWp}$ ) wie folgt berechnen.

$$k_{EEG,30,24kWp} = \frac{k_{EEG,10kWp} * 10kWp + k_{EEG,10-40kWp} * 20,24kWp}{P_{Anlage}} \quad (6.4)$$

Der Vergütungssatz würde demnach 14,56Ct/kWh betragen.

Mit dem berechneten Vergütungssatz kann der Anlagenbetreiber nun die jährlichen Einnahmen berechnen, indem der Wert mit dem jährlich zu erwartenden Ertrag multipliziert wird. Die Vergütung ist proportional zum Ertrag, sodass eine Ertragsminderung um beispielsweise 5%, einen Verlust der Einnahmen von ebenfalls 5% zur Folge hat.

Hierbei sind die möglichen Erträge, die mit Hilfe von Simulationsprogrammen ermittelt werden können, von essentieller Bedeutung. Da nur ein bestimmter Anteil des produzierten Ertrags vergütet wird, ist es wichtig, dass bei der Planung einer PV-Anlage der zu erwartende Ertrag ermittelt wird. Falls bei der Berechnung der Vergütung auffallen sollte, dass die voraussichtlichen Gesamtkosten nicht durch die Vergütung über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren gedeckt werden können, sollte die Planung überdacht werden. Aus wirtschaftlicher Sicht könnte die geplante Anlage nicht rentabel sein und somit keine Installation stattfinden.

Der erzeugte Strom durch eine PV-Anlage kann direkt im eigenen Haushalt verbraucht werden. Dabei ist es von Vorteil, einen möglichst hohen Eigenverbrauch zu haben, da mittlerweile die Kosten für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz deutlich höher sind als die Vergütung für den eingespeisten Strom. Zudem werden bei bestimmten Anlagengrößen (siehe Tabelle 14) nur maximal 90% des erzeugten Stroms vergütet.

Für die weiteren Berechnungen wird angenommen, dass es keinen Eigenverbrauch gibt, sodass ausschließlich der 90%-ige vergütungsfähige Anteil des Anlagenertrags einer 30,24kWp-Anlage zur Ermittlung der Einnahmen dient.

Im folgenden Unterkapitel 6.4 wird die jährliche Vergütung für unterschiedliche Erträge berechnet. Weiterhin wird der Zusammenhang zwischen Kosten und Vergütung einer Anlage beschrieben, wobei die sogenannte Amortisationszeit genauer betrachtet wird. Zudem wird die Rendite für bestimmte PV-Anlagen ermittelt.

#### 6.4. Amortisationszeit und Rendite

Als Amortisationszeit ( $T_{Amort}$ ) wird die Zeit bezeichnet, „die vergeht, bis man das eingesetzte Kapital wieder eingenommen hat. In den Jahren danach liegt man somit in der Gewinnzone“<sup>30</sup>. Entscheidend sind dabei die Gesamtkosten einer Anlage, wie zuvor beschrieben, und die Einnahmen durch die Vergütung des erzielten Ertrags. Die Amortisationszeit (in [a]) lässt sich aus dem Quotient der Anschaffungskosten ( $K_0$ ) zum jährlichen Überschuss, der aus der Differenz von Einnahmen ( $K_{Ein}$ ) zu Betriebskosten entsteht, berechnen. Die jährlichen Einnahmen lassen sich aus dem entsprechenden Vergütungssatz ( $k_{EEG}$ ) einer Anlage und dem jährlichen Ertrag ( $E_{Jahr}$ ), unter Berücksichtigung des vergütungsfähigen Anteils, berechnen.

$$T_{Amort} = \frac{K_0}{K_{Ein} - K_{Betrieb}} \quad (6.5) \quad \text{mit } K_{Ein} = k_{EEG} * E_{Jahr} \quad (6.6)$$

Die Formeln (6.5) und (6.6) stammen aus [Mertens, 2011, Seite 240].

---

<sup>30</sup> (Mertens, 2011, Seite 240)

Es werden der Ertrag der Anlage Stoltebüll ( $E_{\text{Jahr,Anlage1}} = 31.208,6\text{kWh/a}$ ) und der Ertrag aus dem Simulationsergebnis ( $E_{\text{Jahr,PVSystem}} = 27.077\text{kWh/a}$ ) von PVSystem mit Modell 1 für die Montageart „Dach“ für die folgenden Berechnungen verwendet, um die Unterschiede und Auswirkungen auf die Amortisationszeit darzustellen. Die jeweiligen Werte beziehen sich auf die identischen Parameter, wie in Kapitel 5.3.2 beschrieben. Es wird der Ertrag aus PVSystem gewählt, da dieser am konservativsten ist und die Unterschiede deutlicher zu erkennen sind. Die Anlagengröße beträgt in diesen Fällen  $30,24\text{kWp}$ , sodass der entsprechende Vergütungssatz (Ergebnis aus (6.4)) und der vergütungsfähige Anteil von 90% für diese Anlagengröße berücksichtigt werden. Bei gleichen Anschaffungs- und Betriebskosten ist der jährliche Ertrag ausschlaggebend für die Amortisationszeit. Je größer der Ertrag, desto eher amortisiert sich eine Anlage. Bei einer Amortisationszeit größer als 20 Jahre ist eine Anlage nicht wirtschaftlich, wobei zu wenige Einnahmen erzielt werden.

Für den Anlagenbetreiber ist nicht nur die Amortisationszeit, sondern auch die zu erwartende Rendite, die mit seiner PV-Anlage erzielt werden kann, interessant. Dabei werden zwei Arten von Rendite betrachtet. Zum einen die Gesamrendite über die Laufzeit, welche sich aus dem Quotient von Gewinn zu Anschaffungskosten ermitteln lässt. Der Gewinn setzt sich aus der Differenz der Überschüsse über die Laufzeit und der Anschaffungskosten zusammen.

Gesamrendite über Laufzeit: 
$$Rendite = \frac{\text{Gewinn}}{K_0} \quad (6.7)$$

Zum anderen kann eine jährlich verzinst Rendite berechnet werden. Diese Rendite gibt an, wie groß die jährliche Verzinsung ist, um das Kapital ( $K_n$ ), nach einer bestimmten Laufzeit ( $n$ ) unter Berücksichtigung des Zinseszinses, aus dem Anfangskapital zu erreichen. Die folgende Formel stellt die Rechnung dar.

Jährlich verzinst Rendite: 
$$K_n = K_0 * (1 + Rendite)^n \quad (6.8)$$

Als Laufzeit werden 20 Jahre angenommen, da nur für diesen Zeitraum eine Vergütung garantiert und die Einnahmen sichergestellt werden.

In den Tabellen 16 und 17 auf der folgenden Seite ist eine Übersicht der Ergebnisse für Vergütung, Amortisationszeit und Rendite dargestellt für die Anlagen, auf die in diesem Unterkapitel bereits Bezug genommen wurde. Außerdem sind prozentuale Abweichungen der Erträge aufgeführt, sodass die Abweichungen und Auswirkungen auf die Ergebnisse deutlich werden.

Die Formeln (6.7) und (6.8) sind abgeleitet und sinngemäß aus [Mertens, 2011, Seite 239 ff.] entnommen.



Abweichung	-	-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-10%	1%	2%	3%	4%	5%	10%
<b>Ertrag [kWh/a]</b>	31208,6	30896,5	30584,4	30272,3	29960,3	29648,2	28087,7	31520,7	31832,8	32144,9	32456,9	32769,0	34329,5
<b>90% Einsp. von Ertrag [kWh/a]</b>	28087,7	27806,9	27526,0	27245,1	26964,2	26683,4	25279,0	28368,6	28649,5	28930,4	29211,2	29492,1	30896,5
<b>Vergütung [€/a]</b>	4089,57	4048,68	4007,78	3966,89	3925,99	3885,10	3680,62	4130,47	4171,37	4212,26	4253,16	4294,05	4498,53
<b>Betriebskosten [€/a]</b>	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72
<b>Überschuss pro Jahr [€]</b>	3431,85	3390,96	3350,06	3309,17	3268,27	3227,38	3022,90	3472,75	3513,65	3554,54	3595,44	3636,33	3840,81
<b>Vergütung nach 20a [€]</b>	81791,50	80973,58	80155,67	79337,75	78519,84	77701,92	73612,35	82609,41	83427,33	84245,24	85063,16	85881,07	89970,65
<b>Überschuss nach 20a [€]</b>	68637,10	67819,18	67001,27	66183,35	65365,44	64547,52	60457,95	69455,01	70272,93	71090,84	71908,76	72726,67	76816,25
<b>Gewinn nach 20a [€]</b>	24789,10	23971,18	23153,27	22335,35	21517,44	20699,52	16609,95	25607,01	26424,93	27242,84	28060,76	28878,67	32968,25
<b>Amortisationszeit [a]</b>	12,78	12,93	13,09	13,25	13,42	13,59	14,51	12,63	12,48	12,34	12,20	12,06	11,42
<b>Differenz Amortisationszeit [a]</b>	0,00	0,15	0,31	0,47	0,64	0,81	1,73	-0,15	-0,30	-0,44	-0,58	-0,72	-1,36
<b>Gesamtrendite über Laufzeit</b>	56,5%	54,7%	52,8%	50,9%	49,1%	47,2%	37,9%	58,4%	60,3%	62,1%	64,0%	65,9%	75,2%
<b>jährlich verzinste Rendite</b>	2,27%	2,20%	2,14%	2,08%	2,02%	1,95%	1,62%	2,33%	2,39%	2,45%	2,50%	2,56%	2,84%

Tabelle 16: Übersicht Abweichungen von Ertrag, Vergütung, Amortisationszeit und Rendite für Anlage 1 Stoltebüll

Abweichung	-	-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-10%	1%	2%	3%	4%	5%	10%
<b>Ertrag [kWh/a]</b>	27077	26806,2	26535,5	26264,7	25993,9	25723,2	24369,3	27347,8	27618,5	27889,3	28160,1	28430,9	29784,7
<b>90% Einsp. von Ertrag [kWh/a]</b>	24369,3	24125,6	23881,9	23638,2	23394,5	23150,8	21932,4	24613,0	24856,7	25100,4	25344,1	25587,8	26806,2
<b>Vergütung [€/a]</b>	3548,17	3512,69	3477,21	3441,72	3406,24	3370,76	3193,35	3583,65	3619,13	3654,62	3690,10	3725,58	3902,99
<b>Betriebskosten [€/a]</b>	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72	657,72
<b>Überschuss pro Jahr [€]</b>	2890,45	2854,97	2819,49	2784,00	2748,52	2713,04	2535,63	2925,93	2961,41	2996,90	3032,38	3067,86	3245,27
<b>Vergütung nach 20a [€]</b>	70963,40	70253,77	69544,13	68834,50	68124,87	67415,23	63867,06	71673,04	72382,67	73092,30	73801,94	74511,57	78059,74
<b>Überschuss nach 20a [€]</b>	57809,00	57099,37	56389,73	55680,10	54970,47	54260,83	50712,66	58518,64	59228,27	59937,90	60647,54	61357,17	64905,34
<b>Gewinn nach 20a [€]</b>	13961,00	13251,37	12541,73	11832,10	11122,47	10412,83	6864,66	14670,64	15380,27	16089,90	16799,54	17509,17	21057,34
<b>Amortisationszeit [a]</b>	15,17	15,36	15,55	15,75	15,95	16,16	17,29	14,99	14,81	14,63	14,46	14,29	13,51
<b>Differenz Amortisationszeit [a]</b>	0,00	0,19	0,38	0,58	0,78	0,99	2,12	-0,18	-0,36	-0,54	-0,71	-0,88	-1,66
<b>Gesamtrendite über Laufzeit</b>	31,8%	30,2%	28,6%	27,0%	25,4%	23,7%	15,7%	33,5%	35,1%	36,7%	38,3%	39,9%	48,0%
<b>jährlich verzinste Rendite</b>	1,39%	1,33%	1,27%	1,20%	1,14%	1,07%	0,73%	1,45%	1,51%	1,58%	1,63%	1,69%	1,98%

Tabelle 17: Übersicht Abweichungen von Ertrag, Vergütung, Amortisationszeit und Rendite für Simulationsergebnis PVsyst

Alle Ergebnisse ändern sich, wenn es zu Abweichungen des Ertrages kommt. Ausgenommen sind die Betriebskosten, da diese ausschließlich von den Anschaffungskosten abhängig sind. Je höher der Ertrag, desto höher sind Vergütung, Überschuss und Gewinn. Die Amortisationszeit verkürzt sich und die Gesamtrendite bzw. jährlich verzinste Rendite steigen. Im Vergleich der beiden Tabellen 16 und 17 ist ersichtlich, dass die Amortisationszeit bei Abweichungen vom höheren Ertrag (Anlage Stoltebüll) geringer ausfällt als beim niedrigeren Ertrag. Beispielhaft liegt bei einer Abweichung von -2% die Differenz der Amortisationszeit für die Anlage Stoltebüll bei 0,31 Jahren und für das Simulationsergebnis von PVSyst bei 0,38 Jahren.

Der Ertragswert der Anlage Stoltebüll liegt 4.131,6 kWh/a über dem Ertragswert von PVSyst. Es ergeben sich entsprechende Unterschiede in der Amortisationszeit, Gesamtrendite und jährlich verzinsten Rendite. Weiterhin ist erkennbar, dass die Gesamtrendite bei sinkender Amortisationszeit steigt. Der Zusammenhang zwischen der Amortisationszeit und der Gesamtrendite über eine Laufzeit ( $n$ ) lässt sich wie folgt durch die Formeln (6.5) und (6.7) beschreiben:

$$T_{Amort} = \frac{1}{1+Rendite} * n \quad (6.9)$$

Bei den jeweiligen Erträgen für Stoltebüll und das Simulationsergebnis aus PVSyst ergibt sich die jeweilige Gesamtrendite zu 56,5% (siehe Tabelle 16) und 31,8% (siehe Tabelle 17). Die jährlich verzinsten Renditen ergeben sich dementsprechend zu 2,27% und 1,39%.

Durch einen teilweisen Eigenverbrauch des erzeugten Stroms könnte die Rendite gesteigert werden. Die entstehenden Einsparungen für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz würden als zusätzlicher Gewinn gelten. Außerdem könnten die 10% des nicht vergütungsfähigen Anteils des eingespeisten Stroms genutzt werden.

## 7. Zusammenfassung und Ausblick

Eine Abweichungsanalyse für Ertragssimulationen von PV-Anlagen konnte in dieser Arbeit durchgeführt werden. Dabei wurde zunächst ein Modell erstellt, welches die Einflussparameter auf eine PV-Anlage darstellt und veranschaulicht. Weiterhin wurden verschiedene Modelle von PV-Anlagen erstellt, die bei den Ertragsberechnungen in den Simulationsprogrammen zur Anwendung gekommen sind. Dabei wurden bestimmte Einflussparameter variiert, um die jeweiligen Abweichungen ermitteln zu können. Außerdem wurden reale Ertragsdaten für den Vergleich zu den Simulationsergebnissen verwendet. Die Abweichungen für die verschiedenen Einflussparameter sowie zu den realen Ertragsdaten konnten bestimmt werden. Des Weiteren konnte bei der finanziellen Betrachtung festgestellt werden, wie rentabel PV-Anlagen zum aktuellen Zeitpunkt sind. Auch hierbei wurden etwaige Abweichungen berücksichtigt. Es hat sich herausgestellt, dass die Installation von PV-Anlagen an den betrachteten Standorten weiterhin lohnenswert ist.

Es konnten für die betrachteten Parameter Abweichungen festgestellt werden. Die größten Abweichungen sind beim Vergleich der Programme aufgetreten. Bei den unterschiedlichen Standorten wurde für Stoltebüll der höchste Ertrag berechnet. Als beste Montageart hat sich die freie Aufstellung herausgestellt. Beim Vergleich der in den Programmen verwendeten Modelle hat sich ergeben, dass mit den Dünnschichtmodulen der höchste Ertrag möglich ist. Weitestgehend werden mit Sunny Design bei optimaler Ausrichtung die höchsten Erträge prognostiziert. Es hat sich gezeigt, dass bei geringen Abweichungen von der optimalen Ausrichtung, dennoch gute Erträge zu erwarten sind. Der reale Ertrag der Anlage in Stoltebüll liegt deutlich über den Simulationsergebnissen. Jedoch befindet sich der reale Ertrag der Anlage in Husum im Bereich der mit den Simulationsprogrammen ermittelten Erträge.

Die nicht betrachteten Parameter des Einflussmodells könnten in weiterführenden Ausarbeitungen genauer analysiert werden. Das Thema Verschattung in seiner Vielseitigkeit, wäre durch die Auswirkungen auf die Erträge bei PV-Anlagen besonders interessant.

Zudem könnten PV-Anlagen mit Inselnetzsystem, wodurch eine Energiespeicherung ermöglicht wird, betrachtet werden.

In Zukunft wird die Bedeutung des Eigenverbrauchs weiter steigen, da nicht abzusehen ist, wie lange noch eine finanzielle Vergütung garantiert wird. Auch die Strompreise werden voraussichtlich weiterhin steigen, sodass eine Unabhängigkeit vom Strombezug aus dem öffentlichen Netz für einen Anlagenbetreiber wünschenswert ist. Zudem wird der Anteil der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien weiterhin wachsen. Man kann durch die Installation einer PV-Anlage einen positiven Beitrag zur Umwelt leisten und CO<sub>2</sub>-Emissionen vermeiden.

## 8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage .....	8
Abbildung 2: Modell der Einflussparameter auf eine PV-Anlage.....	10
Abbildung 3: Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin .....	11
Abbildung 4: v.l.n.r. mono-, polykristallines Modul, Dünnschichtmodul.....	13
Abbildung 5: Zusammensetzung der Globalstrahlung .....	14
Abbildung 6: Einfluss der Bestrahlungsstärke E auf den Verlauf der Solarzellen-Kennlinie ....	15
Abbildung 7: Einfluss der Temperatur auf den Verlauf der Solarzellen-Kennlinie .....	16
Abbildung 8: Einfluss von Neigung & Ausrichtung auf jährliche Einstrahlung in Deutschland	17
Abbildung 9: Wechselrichter Sunny Tripower (STP) 15000TL der Firma SMA.....	19
Abbildung 10: Logo PVSyst .....	23
Abbildung 11: Logo Sunny Design .....	24
Abbildung 12: Benutzeroberfläche PVSyst.....	26
Abbildung 13: Benutzeroberfläche und Parametereinstellmöglichkeiten von PVGIS.....	27
Abbildung 14: Benutzeroberfläche Sunny Design.....	28
Abbildung 15: PVSyst Ergebnisübersicht für Standort Hamburg mit 30°-Neigung & Süd- Ausrichtung .....	33
Abbildung 16: PVGIS Ergebnisübersicht für Standort Hamburg mit 30°-Neigung & Süd- Ausrichtung .....	34
Abbildung 17: Sunny Design Ergebnisübersicht für Standort Hamburg mit 30°-Neigung & Süd- Ausrichtung .....	35
Abbildung 18: Grafische Darstellung der Ergebnisse einer Ertragstabelle .....	37
Abbildung 19: Preise pro kWp bei Aufdachanlagen bis 10kWp.....	50

## 9. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Albedowerte unterschiedlicher Untergrundarten.....	15
Tabelle 2: Proportionalitätskonstante c zur Berechnung der Modultemperatur für verschiedene Einbauvarianten .....	18
Tabelle 3: Darstellung einer Ertragstabelle .....	31
Tabelle 4: Beispiel einer Ertragstabelle mit Simulationsergebnissen .....	36
Tabelle 5: Prozentuale Ausbeute des Ertrags abhängig von Neigung und Ausrichtung .....	39
Tabelle 6: Abweichungen bei Montageart für PVSyst.....	41
Tabelle 7: Abweichungen Modul- und Wechselrichtertyp.....	42
Tabelle 8: Abweichungen Standort .....	43
Tabelle 9: Abweichungen Programme PVSyst zu Sunny Design .....	44
Tabelle 10: Abweichungen der Programme PVGIS zu Sunny Design .....	45
Tabelle 11: Ertragswerte der Programme für 30°-Neigung und Süd-Ausrichtung .....	46
Tabelle 12: Abweichungen Simulation zu Theorie .....	46
Tabelle 13: Abweichungen Simulation zum realen Ertrag Stoltebüll.....	47
Tabelle 14: Abweichung Simulation zum realen Ertrag Husum .....	48
Tabelle 15: Übersicht aktueller (Stand Juni 2013) Vergütungssätze [Ct/kWh] für PV-Dachanlagen.....	52
Tabelle 16: Übersicht Abweichungen von Ertrag, Vergütung, Amortisationszeit und Rendite für Anlage 1 Stoltebüll .....	57
Tabelle 17: Übersicht Abweichungen von Ertrag, Vergütung, Amortisationszeit und Rendite für Simulationsergebnis PVSyst.....	57

## 10. Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur. (2013). *EEG-Vergütungssätze Mai bis Juli 2013*. Abgerufen am 29. Juni 2013 von [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html;jsessionid=A28044C963A061CD9235C4944D0D473F](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html;jsessionid=A28044C963A061CD9235C4944D0D473F)
- Conergy AG. (2006). Datenblatt: Conergy C 180M.
- DWD. (2013). *2012 - Jahreskarte Abweichungen*. Abgerufen am 29. Juni 2013 von [http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=dwdwww\\_result\\_page&portletMasterPortlet\\_i1gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima\\_\\_Umwelt%2FKlimagutachten%2FTech\\_\\_Gutachten%2FNav\\_\\_Solarenergie%2FDownload\\_\\_node.html%](http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_result_page&portletMasterPortlet_i1gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimagutachten%2FTech__Gutachten%2FNav__Solarenergie%2FDownload__node.html%2F)
- *EOS Neue Energien*. (2013). Abgerufen am 30. Mai 2013 von <http://www.eos-neue-energien.de/produkte/module.html>
- Haselhuhn, R., & Hemmerle, C. (2005). *Photovoltaische Anlagen* (Bde. 3.Auflage, komplett überarbeitet). Berlin: DGS.
- *Hems Renewable Energies*. (2013). Abgerufen am 26. Mai 2013 von <http://www.hems-renewables.de/renewable-energies/photovoltaik.html>
- Konrad, F. (2007). *Planung von Photovoltaik-Anlagen*. Wiesbaden: Vieweg & Sohn Verlag.
- Kostal Solar Electric GmbH. (2013). Datenblatt: PIKO-Wechselrichter 8.3.
- Mertens, K. (2011). *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. München: Carl Hanser Verlag.
- *Photovoltaik.org*. (2013). Abgerufen am 23. Juni 2013 von <http://www.photovoltaik.org/>

- PVGIS Hilfe. (2013). *Leistung netzgekoppelter PV Anlagen*. Abgerufen am 6. Juni 2013 von [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/PVcalchelp\\_de.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/PVcalchelp_de.html)
- PVSystem. (2013). Abgerufen am 3. Juni 2013 von <http://www.pvsyst.com/en/>
- Quasching, V. (2013). *Regenerative Energiesysteme - Technologie-Berechnung-Simulation*. München: Hanser Verlag.
- Röther, M. (2012). Vorlesungsskript: E7-WP - Auslegung von PV-Anlagen WS 2012. HAW Hamburg.
- Schüco International KG. (2013). Datenblatt: Schüco CIS-Dünnschichtmodule der TF-Serie.
- SMA Solar Technology AG. (2013). Bedienungsanleitung Sunny Design.
- SMA Solar Technology AG. (2013). Datenblatt: Sunny Mini Central 5000A.
- SMA Solar Technology AG. (2013). Datenblatt: Sunny Tripower 15000TL.



# 11. Anhang

Folgende Daten sind in digitaler Form auf der beigefügten CD enthalten:

- Programmdateien PVSystem:
  - Hamburg\_30kWp.PRJ
  - Hamburg\_30kWp.VC2
  - Hamburg\_30kWp.VC3
  - Hamburg\_30kWp.VC4
  - Hamburg\_30kWp.VC5
- Programmdateien Sunny Design:
  - Hamburg\_30kWp\_Modell\_1.sdp2
  - Hamburg\_30kWp\_Modell\_2.sdp2
  - Hamburg\_30kWp\_Modell\_3.sdp2
- Datenblätter:
  - Conergy C180M
  - Kostal PIKO 8.3
  - Schüco SPV70-TF
  - SMA SMC5000A
  - SMA STP15000TL
- Einflussmodell.vsd
- Abweichungen von Ertrag, Vergütung, Amortisationszeit & Rendite.xlsx
- Ertragsberechnung für theoretisches Modell.xlsx
- Simulationsergebnisse&Abweichungen.xlsx

# Versicherung über die Selbstständigkeit

*Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach § 16(5) APSO-TI-BM ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.*

Hamburg, den \_\_\_\_\_