

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

# Bachelorthesis

Valerie Franke

Eigenverbrauchsoptimierung eines öffentlichen Gebäudes mithilfe von Photovoltaik: Einsparpotential und Wirtschaftlichkeitsanalyse

**BACHELORTHESIS**

Valerie Franke

Eigenverbrauchsoptimierung eines  
öffentlichen Gebäudes mithilfe von  
Photovoltaik: Einsparpotential und  
Wirtschaftlichkeitsanalyse

**FAKULTÄT TECHNIK UND INFORMATIK**

Department Informations- und Elektrotechnik

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

Betreuender Prüfer: Prof. Frerk Haase (HAW)

Zweitgutachter: Timo Abel (Pinck Ingenieure Consulting GmbH)

Abgegeben am 22.06.2020

## Thema der Bachelorthesis

Eigenverbrauchsoptimierung eines öffentlichen Gebäudes mithilfe von Photovoltaik: Einsparpotential und Wirtschaftlichkeitsanalyse

### **Stichworte**

Photovoltaik (PV), Eigenverbrauchsoptimierung, PV\*SOL, Lastverlauf

### **Kurzzusammenfassung**

Durch stetig steigende Strompreise und sinkende Kosten für Photovoltaikmodule, welche eine immer höhere elektrische Effizienz aufweisen, ist die Nutzung von Strom aus der eigenen Photovoltaikanlage so attraktiv wie nie zuvor. Nicht umsonst stellen diese einen wesentlichen Bestandteil der Ausbauziele für regenerative Energien für das Jahr 2025 dar und tragen indes zu den allgemeinen Umweltschutzziele bei.

Nicht nur Kostenersparnisse, sondern auch eine Ressourcenschonende Verwendung und somit auch die Einsparung des Stroms, führen durch die zuvor genannten Ziele, besonders in öffentlichen Gebäuden zu angeregten Diskussionen. Eine zumeist stetige Ausleuchtung der Räumlichkeiten, der weniger umsichtige Gebrauch von elektrischen Verbrauchern und die daraus resultierenden Kosten sollen als Grundlage für verschiedene Einsparungsmodelle dienen. Ferner soll geprüft werden, ob der Einsatz von Speichermöglichkeiten sinnvoll ist. Dabei werden verschiedene Speichermöglichkeiten analysiert. Am Ende soll unter wirtschaftlichem Aspekt geprüft werden, ob eine PV-Anlage mit oder ohne Speichermöglichkeiten für das ausgewählte Gebäude sinnvoll ist.

## **Topic of the Bachelorthesis**

Optimisation of the internal consumption of a public building by dimensioning PV:  
Savings potential and profitability analysis

## **Keywords**

Photovoltaic (PV), optimization of own consumption, PV\*SOL, load curve

## **Short summary**

Due to constantly rising electricity prices and decreasing costs for photovoltaic modules, which have an ever increasing electrical efficiency, the use of electricity from your own photovoltaic system is more attractive than ever before. It is not without reason that these represent an essential component of the expansion targets for renewable energies for the year 2025 and contribute to the general environmental protection goals.

Not only cost savings, but also a resource-saving use and thus also the saving of electricity, lead through the above mentioned goals, especially in public buildings, to animated discussions. A mostly constant illumination of the premises, the less prudent use of electrical consumers and the resulting costs should serve as a basis for various savings models. Furthermore, it is to be examined whether the use of storage facilities is reasonable. Different storage options are analyzed. In the end, it should be examined from an economic point of view whether a PV system with or without storage possibilities would be useful for the selected building.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Thema der Bachelorthesis</b> .....	<b>1</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>5</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>Formelzeichen</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Einleitung/Motivation</b> .....	<b>9</b>
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>11</b>
<b>2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz</b> .....	<b>11</b>
<b>2.2 KfW Förderungen</b> .....	<b>14</b>
<b>2.3 Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV)</b> .....	<b>14</b>
2.3.1 Allgemein.....	14
2.3.2 Regelungen zu PV-Anlagen in AMEV.....	15
2.3.3 Gesetzliche Vorgaben und Normen allgemein .....	15
2.3.4 Bauaufsichtliche Zulassung .....	16
2.3.5 Blitzschutz.....	16
2.3.6 Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit .....	16
2.3.7 Prüfungen.....	17
<b>3 Technik</b> .....	<b>18</b>
<b>3.1 PV-Anlagen</b> .....	<b>18</b>
<b>3.2 Solarzellen</b> .....	<b>19</b>
3.2.1 Monokristalline Siliziumzellen .....	20
3.2.2 Polykristalline Siliziumzellen .....	20
3.2.3 Dünnschichtzellen mit amorphem Silizium .....	21
<b>3.3 Batteriespeicher</b> .....	<b>21</b>
3.3.1 Bleibatterien .....	21
3.3.2 Lithium-Ionen-Batterien (Li-Batterie) .....	22
3.3.3 Vanadium Redox-Flow Batterien (VRF) .....	24
<b>3.4 Wechselrichter</b> .....	<b>24</b>
3.4.1 Modulwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen.....	25
3.4.2 Stringwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen .....	26
3.4.3 Multistringwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen.....	26
3.4.4 Zentralwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen.....	26
<b>4. Methodik</b> .....	<b>27</b>
<b>4.1 Netzeinspeisung</b> .....	<b>27</b>
<b>4.2 Simulationssoftware PV*SOL Premium</b> .....	<b>27</b>
<b>4.3 Auslegung der PV-Anlage</b> .....	<b>28</b>
<b>4.4 Lastprofil</b> .....	<b>30</b>

<b>4.5 Gebäudeaufteilung.....</b>	<b>31</b>
<b><i>5 Auslegung der PV-Anlage mit PV*SOL.....</i></b>	<b><i>33</i></b>
<b>5.1 Szenarien.....</b>	<b>33</b>
<b>5.2 Erste Auslegung .....</b>	<b>34</b>
<b>5.3 Verbesserung der ersten Auslegung .....</b>	<b>37</b>
<b>5.4 Zweite Auslegung .....</b>	<b>48</b>
<b>5.5 Dritte Auslegung.....</b>	<b>52</b>
<b><i>6 Wirtschaftlichkeits- und Ertragsauswertung.....</i></b>	<b><i>55</i></b>
<b>6.1. Ertragsauswertung.....</b>	<b>55</b>
<b>6.2. Investitionskosten .....</b>	<b>56</b>
<b>6.3. Betriebskosten.....</b>	<b>58</b>
<b>6.4. Analyse.....</b>	<b>58</b>
<b><i>7 Fazit .....</i></b>	<b><i>60</i></b>
<b><i>8. Ausblick.....</i></b>	<b><i>62</i></b>
<b><i>9 Anhang.....</i></b>	<b><i>63</i></b>
<b><i>Literaturverzeichnis .....</i></b>	<b><i>69</i></b>
<b><i>Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit.....</i></b>	<b><i>72</i></b>

## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Lageplan Abstandsflächen .....</i>	<i>10</i>
<i>Abbildung 2: Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen 2019 .....</i>	<i>12</i>
<i>Abbildung 3: Solarstrahlung (Volker Quaschnig, 2019).....</i>	<i>29</i>
<i>Abbildung 4: Verbrauchsdaten anhand des Lastgangs .....</i>	<i>30</i>
<i>Abbildung 5: Aufteilung des Daches .....</i>	<i>31</i>
<i>Abbildung 6: Gründachaufständerung von www.zinco.de .....</i>	<i>32</i>
<i>Abbildung 7: Fassadenansicht Süd-West Wand .....</i>	<i>32</i>
<i>Abbildung 8: Ertragsprognose mit Verbrauch .....</i>	<i>35</i>
<i>Abbildung 9: Cashflow für 20 Jahren .....</i>	<i>37</i>
<i>Abbildung 10: Einstrahlung pro Modulfläche .....</i>	<i>38</i>
<i>Abbildung 11: Temperatur pro Modulfläche .....</i>	<i>40</i>
<i>Abbildung 12: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 02.....</i>	<i>41</i>
<i>Abbildung 13: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 05.....</i>	<i>41</i>
<i>Abbildung 14: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 04.....</i>	<i>42</i>
<i>Abbildung 15: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 03.....</i>	<i>42</i>
<i>Abbildung 16: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil B .....</i>	<i>43</i>
<i>Abbildung 17: K2 D-Dome 2.0 Montagesystem für Flachdach.....</i>	<i>44</i>
<i>Abbildung 18: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil C Mod. 09 .....</i>	<i>45</i>
<i>Abbildung 19: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil C Mod. 8.....</i>	<i>45</i>
<i>Abbildung 20: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil C Mod. 10 &amp; 1 .....</i>	<i>46</i>
<i>Abbildung 21: Animation des Sonnenganges.....</i>	<i>46</i>
<i>Abbildung 22: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil D mit K2 Aufständerung .....</i>	<i>47</i>
<i>Abbildung 23: Auslegung zweite Simulation .....</i>	<i>48</i>
<i>Abbildung 24: Ertragsprognose mit Verbrauch .....</i>	<i>49</i>
<i>Abbildung 25: Einstrahlung pro Modulfläche .....</i>	<i>50</i>
<i>Abbildung 26: Kumulierter Cashflow.....</i>	<i>51</i>
<i>Abbildung 27: Nutzung der PV-Energie mit Batterie.....</i>	<i>53</i>
<i>Abbildung 28: Kumulierter Cashflow PV-Anlage mit Batteriespeicher.....</i>	<i>54</i>
<i>Abbildung 29: Axitec Datenblatt.....</i>	<i>63</i>
<i>Abbildung 30: Datenblatt Wechselrichter .....</i>	<i>64</i>
<i>Abbildung 31: Information Sunny Tripower Storage 60.....</i>	<i>65</i>
<i>Abbildung 32: Testvolt TS HV 70 Speicher mit SMA Sunny Tripower Storage 60 Batteriewechselrichter .....</i>	<i>66</i>
<i>Abbildung 33: D-Dome 10° System .....</i>	<i>67</i>
<i>Abbildung 34: D-Dome 10° System .....</i>	<i>68</i>

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: aktuelle Einspeisevergütung für PV-Anlagen 2020.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabelle 2: Einstrahlung pro Modulfläche.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabelle 3: vergleich der Simulationen .....</i>	<i>55</i>
<i>Tabelle 4: Kostenanalyse.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabelle 5: Betriebskosten.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabelle 6: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....</i>	<i>59</i>

## **Abkürzungsverzeichnis**

°C	Grad Celsius
°	Grad
€	Euro
T€	Tausend Euro
a	Anno (Jahr)
A	Fläche
AC	Gleichspannung
el	elektrisch
h	Stunden
Mrd.	Milliarden
Abb.	Abbildung
AMEV	Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNA	Bundesnetzagentur
BSW Solar	Bundesverband Solarwirtschaft
DC	Wechselspannung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
HAW	Hochschule für angewandte Wissenschaften
MPPT	Punkt Maximaler Leistung
p.a.	per anno
PV	Photovoltaik

## Formelzeichen

---

TUHH	Technische Universität Hamburg
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBH	Vollbenutzungsstunden
VRF	Vanadium-Redox-Flow

## **Formelzeichen**

$\emptyset$	Durchschnitt
$\Rightarrow$	entspricht
kW	Kilowatt
kW <sub>p</sub>	Kilowatt peak
kWh	Kilowattstunde
kVA	Kilo Volt Ampere
m	Meter
$\mu\text{m}$	Mikrometer
mm	Millimeter
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
$P$	Leistung
$P_{el}$	elektrische Leistung

## 1 Einleitung/Motivation

In der Bundesrepublik Deutschland hat sich auf den Ausstieg aus der Atomkraft und der Kohle als Energieträger, um Treibhausgasemissionen zu verringern, geeinigt. Als Kompensationsmaßnahme wurde der Ausbau regenerativer Energien vorangetrieben, um die Energieerzeugung nachhaltiger zu gestalten. Bis zum Jahr 2050 sollen 80% unserer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bestehen. Der Anteil der erneuerbaren Energie am Bruttostromverbrauch lag bereits im Jahr 2019 bei 42,1%. Somit liegen die Chancen gut, die Ziele bis 2050 erreichen zu können. [1, 2]

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden Ausbauziele von regenerativen Energietechnologien wie Photovoltaik oder Windkraft beschrieben und mit Vergütungen sowie Förderungen gesteuert. Die Steuerung erfolgt durch feste Vergütungssätze. Diese sind abhängig von der Anzahl, der in das Netz eingespeisten Kilowattstunden (kWh). Die Vergütung ist für jede regenerative Erzeugungstechnik separat festgelegt. [3]

Schon oft wurde darüber diskutiert, ob PV-Anlagen auf öffentlichen Gebäuden installiert werden sollten, da diese oft über große und ungenutzte Dachflächen verfügen. Aus diesem Grund gab es bereits 2010 eine Petition dazu, die allerdings mit der Begründung

*„dass vor dem Hintergrund begrenzter Mittel es nicht möglich sein wird, Bundesgebäude flächendeckend, wie in der Petition gefordert, mit Photovoltaik- bzw. Solarthermieanlagen auszurüsten. Überdies würde ein nationales Gesetz zur Nutzung von Photovoltaik- bzw. Solarenergie in allen öffentlichen Einrichtungen verfassungsrechtliche Fragen aufwerfen, da von einer solchen Entscheidung nicht nur die Bundesbehörden, sondern auch die Behörden anderer Gebietskörperschaften (Länder und Kommunen) betroffen wären“*

Abgelehnt wurde. Jedoch ist ein Förderprogramm "Energetische Städtebausanierung" bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) entstanden. [3]

Bei dem dafür beispielhaft genutzten Objekt handelt es sich um ein öffentliches Gebäude der technischen Universität Hamburg (TUHH). Das Gebäude besteht aus

## 1 Einleitung/Motivation

---

zwei Teilen. Der Altbau des Gebäudes, mit der Blickrichtung zur Straße, wurde im Jahr 1908 errichtet. Der hintere Teil wurde an diesem Gebäude angebaut und wird jetzt durch ein neues Gebäude mit größerer Dachfläche ersetzt. Bei dem Dach des zuvor erbauten Gebäudes handelt es sich um ein schräges Dach mit einer Neigung von 8 Grad, jeweils zu allen vier Seiten. Diese Form des Daches wird auch Walmdach genannt. Der Mittelteil des älteren Gebäudes besitzt ein Flachdach, welches zwei Etagen höher ist als die Seitenflächen. Der nachfolgend errichtete Anbau hat eine Süd-West Ausrichtung und besitzt ein Flachdach, das begrünt werden soll. (Abbildung 1: Lageplan Abstandsflächen)

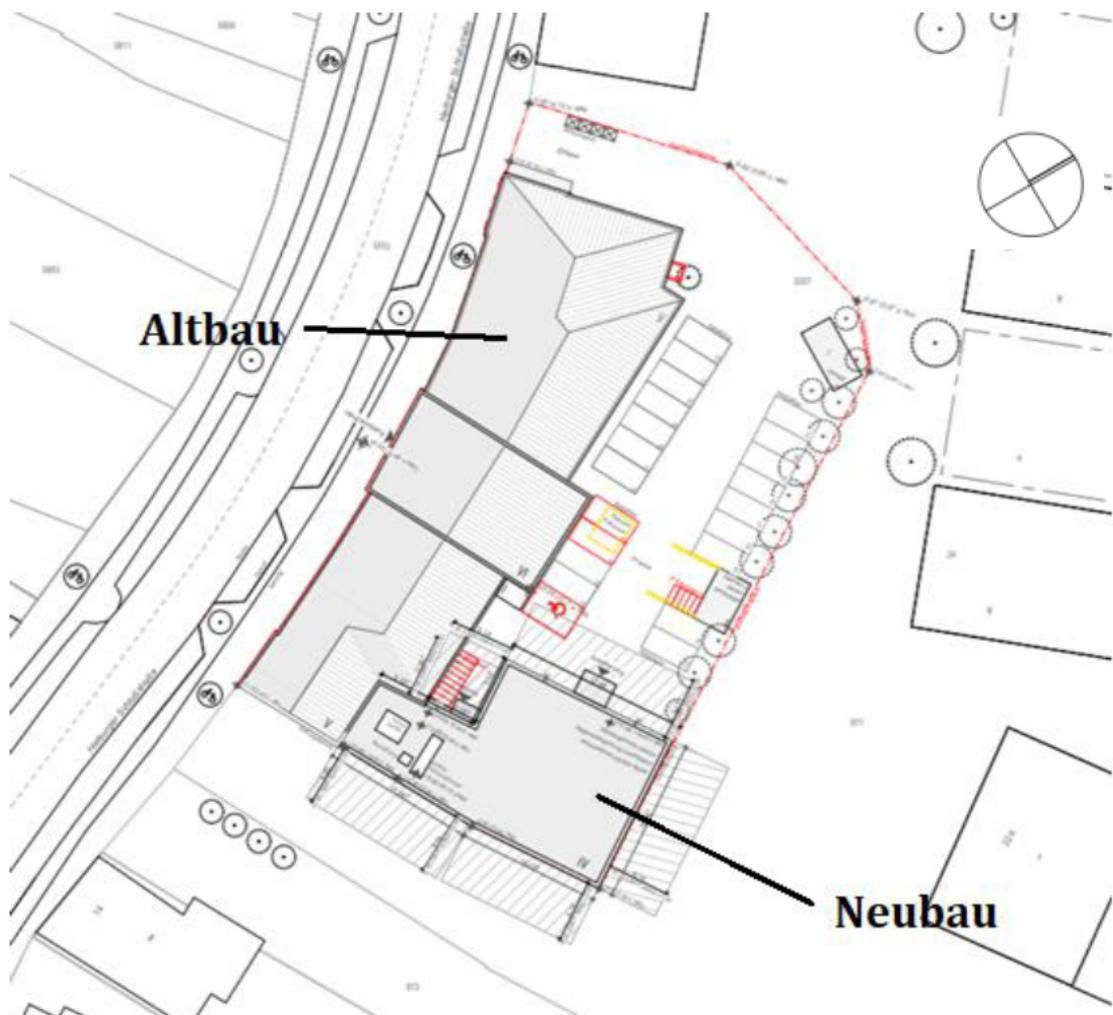


Abbildung 1: Lageplan Abstandsflächen

## 2 Grundlagen

### 2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, mit dem Kurztitel Erneuerbare-Energien-Gesetz, ist im Jahr 2000 in Kraft getreten. Das Ziel dieses Gesetzes ist der Ausbau der regenerativen Energiesysteme. Dies geschieht vor dem Hintergrund fossile Brennstoffe als Energiequelle zu ersetzen und so den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern. Im Jahr 2002 ist mit dem „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ noch ein weiteres Ziel hinzugekommen. [4]

Die Grundlage des EEGs ist das Stromeinspeisungsgesetz von 1991. Die damalige Einspeisevergütung lag jedoch weit unter dem heutigen Niveau. Im Jahr 2000, kurz vor der Einführung des EEGs, lag die Einspeisevergütung für Solarstrom bei 8,00 €/kWh und nach der Einführung bei 0,50 €/kWh.[5]

Über das EEG werden regenerative Energien wie Photovoltaik oder Windkraft direkt gefördert. Das geschieht über feste Vergütungssätze je eingespeister Kilowattstunde und über eine garantierte Abnahme durch die Netzbetreiber. [5]

Infolgedessen sind hohe Summen in den Ausbau von Solar- und Windkraft investiert worden, was sich aber mit dem EEG 2017 schlagartig änderte. Die Vergütungshöhe des erneuerbaren Stroms wurde ab 2017 nicht wie bisher staatlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen am Markt ermittelt und zusätzlich durch den Ausbau auf 52 GW begrenzt. Ende des Jahres 2018 wurde 45 Gigawatt Leistung an Sonnenenergie installiert. Wenn die installierte Leistung die 52 GW Grenze erreicht, sinkt die Einspeisevergütung auf 0 ct/kWh. Die Vergütungsdegression dient dazu, den PV-Bereich darauf vorzubereiten sich auch zukünftig ohne staatliche Hilfe am Markt zu etablieren. [6]

Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen hat im Jahr 2019 ein neues Hoch von 45 Mrd. kWh erzielt (Abbildung 2: Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen 2019). Somit ist die PV-Erzeugung nach Wind Onshore (87,9 Mrd. kWh) und Biomasse (52 Mrd. kWh) an der dritten Stelle der Erzeuger erneuerbarer Energien. [7]

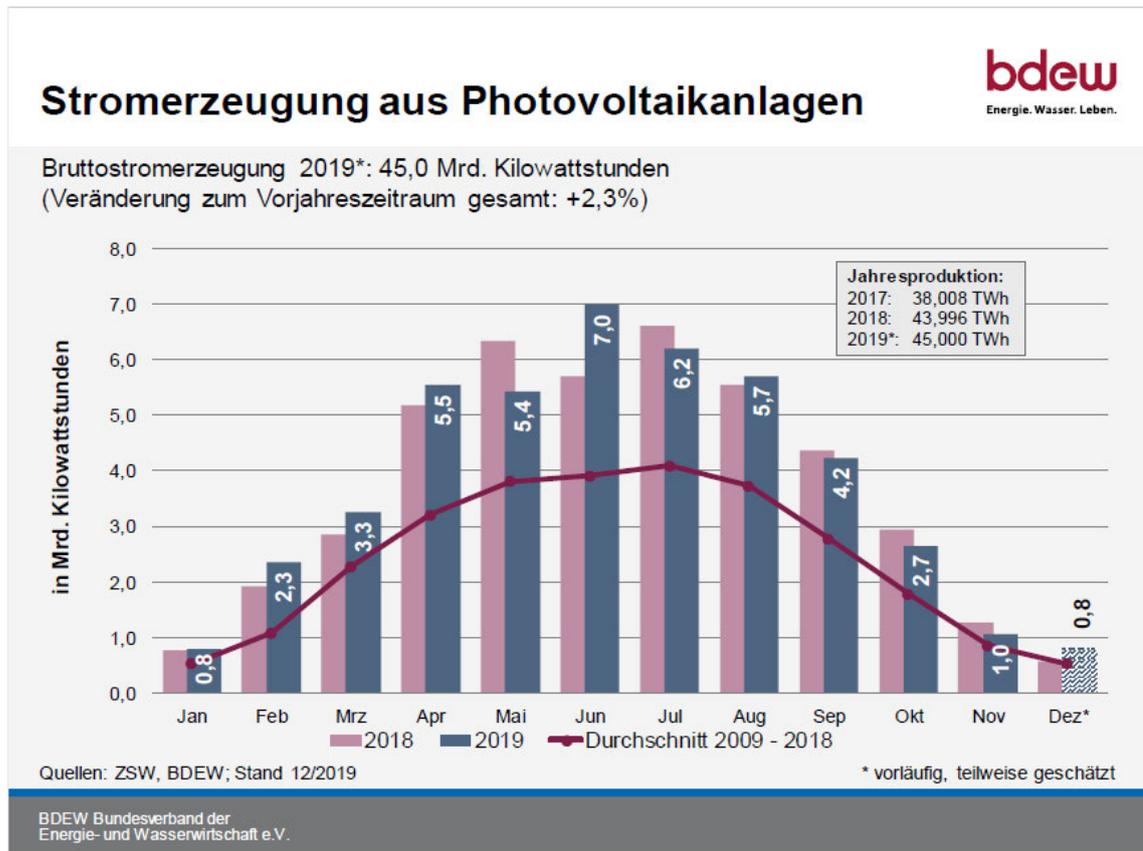


Abbildung 2: Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen 2019

Gleichzeitig sind die Preise für neue Anlagen stark gefallen. Dieser Preisverfall lässt sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Die Hauptursache für diese Entwicklung ist in dem Konzept des Erneuerbaren Energien Gesetzes. Die Einspeisevergütung war von Anfang an zwar planbar, aber degressiv angelegt, sodass sich der Druck auf die Hersteller von Jahr zu Jahr erhöht hat und die Solarstromanlagen immer günstiger produziert werden mussten. Gleichzeitig hat sich sowohl der europäische-, als auch der Weltmarkt, insbesondere in China, stark entwickelt und die Fertigungskapazitäten sind in einem erheblichen Umfang gestiegen. Das wiederum hat dafür gesorgt, dass auch die Hersteller in Deutschland, Japan oder Kanada und den USA ihre Verkaufspreise anpassen mussten. In dem Sektor Photovoltaik ist der Preis in den Jahren 2010 – 2020 sogar um rund 59% gefallen. Im Jahr 2020 beträgt der durchschnittliche Preis für Photovoltaikanlagen pro kWp nur noch 1.450 €. [8]

Wie zuvor erwähnt, hat sich die Einspeisevergütung signifikant verändert. So lag die Einspeisevergütung im Februar 2020, bei Anlagen mit weniger als 10 kWp, bereits

## 2 Grundlagen

---

bei 9,72 ct/kWh, bei Anlagen mit weniger als 40 kWp bei 9,45 ct/kWh und bei größeren Anlagen bei 7,42 ct/kWh. Die Einspeisevergütung wird für 20 Jahre festgelegt. Es gilt auch für diese 20 Jahre der Einspeisevergütungssatz, der für den Monat der Inbetriebnahme festgelegt wurde. [9]

*Tabelle 1: aktuelle Einspeisevergütung für PV-Anlagen 2020*

<b>Inbetriebnahme im Monat</b>	<b>Nennleistung der PV-Anlage (kWp)</b>	<b>Einspeisevergütung (ct/kWh)</b>
Februar	bis 10	9,72
	>10 bis 40	9,45
	>40 bis 750	7,42
März	bis 10	9,58
	>10 bis 40	9,31
	>40 bis 750	7,31
April	bis 10	9,44
	>10 bis 40	7,21
	>40 bis 750	6,50

Neben der Einspeisevergütung muss eine Umlage für Eigenstromverbrauch gezahlt werden. Jeder Eigenstromverbraucher muss auf seinen jeweils selbst erzeugten und verbrauchten Strom seit 2014 eine EEG-Umlage zahlen. Diese EEG-Umlage dient der Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und ist im EEG festgelegt. Diese berechnet sich aus der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen und den prognostizierten Ausgaben für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den tatsächlichen Einnahmen und den tatsächlichen Ausgaben zum Zeitpunkt der Ermittlung der EEG-Umlage. Die EEG-Umlage für das Jahr 2020 beträgt 6,76 ct/kWh. [10]

### 2.2 KfW Förderungen

Die KfW ist eine Förderbank der Bundesrepublik Deutschland, die wirtschaftliche, soziale und ökologische Lebensbedingungen weltweit verbessern soll. Sie wurde im Jahr 1948 als Kreditanstalt für Wiederaufbau ins Leben gerufen. [11]

Als KfW Förderung eignet sich in Bezug auf das Gebäude der TUHH besonders der Kredit 270 mit dem Untertitel „Erneuerbare Energien-Standard“ für öffentliche Gebäude mit der Planung der Installation von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Dieser Kredit ermöglicht eine zinsgünstige Finanzierung für die Errichtung einer nachhaltigen Energieerzeugungsanlage für Netze und Speicher. Die Voraussetzung ist, dass neuwertige Anlagen verwendet werden. Der Kreditbetrag liegt maximal bei 50 Millionen Euro pro Vorhaben und es werden bis zu 100% der Kosten finanziert. Der effektive Jahreszins wäre ab einem Prozentsatz von 1,03% möglich. Die Laufzeit des Kredites beläuft sich dabei auf bis zu 20 Jahre. Die Tilgung erfolgt vierteljährlich in immer gleich hohen Raten.[12]

### 2.3 Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV)

#### 2.3.1 Allgemein

Der Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV) ist ein Fachgremium auf dem Gebiet der Maschinen- und Elektrotechnik. Diese war im Jahr 1905 die erste Vereinigung von Ingenieuren, die sich mit dem Thema der technischen Gebäudeausrüstung (TGA) beschäftigt haben. AMEV hat die Aufgabe, die Bauämter der Länder und Kommunen und somit das gesamte Bauwesen der öffentlichen Hand, bei Planung, Bau und Betrieb der TGA zu unterstützen. Dabei gilt die AMEV als allgemeine Richtlinie zur Planung der technischen Gebäudeausrüstung. Im Folgenden Abschnitt werden die wichtigsten Punkte zur Planung einer PV-Anlage aufgeführt. [13]

### 2.3.2 Regelungen zu PV-Anlagen in AMEV

Laut dem AMEV-Dokument „EltAnlagen 2015“, können Photovoltaikanlagen grundsätzlich auf allen Dachflächen und auch Fassadenverkleidungen installiert werden. Es wird nahegelegt, bei einem Neubau oder Sanierungsarbeiten die PV-Anlagen gleich in die Planung mit einfließen zu lassen. Dabei sollte drauf geachtet werden, dass die Verschattung durch Bäume nicht zu groß ist. Außerdem sollte die erwartete Lebensdauer des Daches mindestens 20, besser aber 30 Jahre betragen und eine geeignete Befestigung der Module an der Dachkonstruktion ist dabei auch eine Voraussetzung. Bei älteren Gebäuden ist vorab zu prüfen ob ein Denkmalschutz besteht. Die wichtigen Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage sind die Herstellungskosten, der erwartete Energieertrag, die Instandhaltung und die Kosteneinsparungen durch den Eigenverbrauch bzw. die Vergütung nach dem EEG. Die PV-Anlage muss bei der Bundesnetzagentur angemeldet werden. [13]

### 2.3.3 Gesetzliche Vorgaben und Normen allgemein

Bei der Montage, Inbetriebnahme und Wartung muss die DIN VDE 0100-712 „Solar-Photovoltaik-Stromversorgungssysteme“, VDI Richtlinie 6012, Blatt 1.1, „Regenerative und dezentrale Energiesysteme für Gebäude – Grundlagen – Projektplanung und -durchführung“ sowie die RAL-GZ 966 „Allgemeine Güte- und Prüfbestimmungen für Solarenergieanlagen“ beachtet werden. [14]

Die Anforderungen für die Bauarteignung und-zulassung legen die Standards IEC 61215 (kristalline Module) und IEC 61646 (Dünnschicht Module) fest. Die PV-Module müssen der elektrischen Sicherheit nach der Schutzklasse II und den Sicherheitsstandards nach IEC 61730 entsprechen. [14]

### 2.3.4 Bauaufsichtliche Zulassung

Der Abschnitt 7.3.3.3 für bauaufsichtliche Zulassung besagt, dass die PV-Module ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden dürfen, wenn sie folgende Voraussetzungen erfüllen:

- CE-Kennzeichnung nach der Richtlinie 2006/95/EG;
- Zertifizierung nach der DIN EN 61215 „Terrestrische Photovoltaik-(PV-)Module – Bauarteignung und Bauartzulassung“ sowie der DIN EN 61730 „Photovoltaik (PV)-Module – Sicherheitsqualifikation“;
- Dachneigung  $\leq 75$  Grad;
- Modulfläche  $\leq 2 \text{ m}^2$ . [14]

### 2.3.5 Blitzschutz

Die Blitzschutzanlage des Gebäudes muss bei der Planung der Photovoltaikanlage mit einbezogen werden oder eine bereits vorhandene Blitzschutzeinrichtung mit der veränderten Anlagesituation abgestimmt werden. Die Blitzschutzforderungen der jeweiligen Landesbauordnung (LBO), die geltenden Blitzschutz-Normen und die Normen zur elektrischen Sicherheit, müssen bei der Errichtung berücksichtigt werden. Es wird empfohlen das Beiblatt der DIN EN 62305-3 „Blitz- und Überspannungsschutz für Photovoltaik Stromversorgungssysteme“ anzuwenden. [14]

### 2.3.6 Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit

Damit keine gefährlichen berührbaren Spannungen auftreten, muss ein Gleichstrom-Freischalter, auch DC-Freischalter genannt sowie ein zentraler Notausschalter eingebaut werden. Ein genauer Einbauort ist nicht vorgeschrieben. Zumeist ist der DC-Freischalter aber in den Wechselrichtern oder alternativ in den Generator-Anschlusskästen enthalten. Ein Notausschalter sollte im Zugangsbereich

eines Gebäudes oder in der Nähe des Feuerbedienfeldes angebracht werden, damit sie im Bedarfsfall für die Feuerwehr leicht zugänglich ist. [13]

### 2.3.7 Prüfungen

Wenn die PV-Anlage fertiggestellt ist, ist eine Erstprüfung nach der DIN VDE 0100 Teil 600 und 712 durchzuführen. Dabei wird empfohlen sich an den allgemeinen Güte- und Prüfbestimmungen für Solaranlagen RAL-GZ 966 (Messprotokoll) zu orientieren und eine zusätzliche Prüfung durch einen unabhängigen Sachverständigen durchführen zu lassen. [13]

## 3 Technik

### 3.1 PV-Anlagen

Eine PV-Anlage besteht aus Solarmodulen, Wechselrichtern, Verkabelungen, Montagesystemen, einem Zweirichtungsstromzähler und nach Bedarf einem Batteriespeicher. [14]

In den Solarmodulen sind einzelne Solarzellen, welche die Energie der Sonneneinstrahlung in elektrische Energie umwandeln. Anschließend wird der erzeugte Gleichstrom (DC) mit dem Wechselrichter in den für das Stromnetz benötigten Wechselstrom (AC) umgewandelt. [14]

Die häufigsten Anordnungen und Montagearten der PV-Anlagen sind die Aufdachmontage und die Indachmontage. Eine Aufständering ist für Flachdächer, Freiflächen und für fassadenintegrierte Module geeignet. [14]

Bei Flachdachinstallationen werden die Module auf einem speziellen Untergestell montiert und mit Gewichten gegen die Windlast gesichert. Um eine gegenseitige Verschattung zu verhindern, sind Mindestabstände notwendig. Teilverschattungen reduzieren die Spannung und können so den Ertrag mindern und den Modulen schaden. Um dem vorzubeugen ist eine Verschattungsanalyse mit einer Software zu empfehlen. Dabei wird der Sonnengang über das Jahr ausgewertet und mögliche Aspekte, wie Verschattung durch Bäume oder Gegenstände, auf dem Dach berücksichtigt. [14]

Bei der Integration der PV-Modulen an die Fassade, kann die Photovoltaikanlage als multifunktionales Bauteil eingesetzt werden. Neben der Stromerzeugung kann die PV-Fassadenanlage als Witterungsschutz, als Sonnenschutz und sogar als Schallschutz dienen. [14]

Die Grundvoraussetzung für das einwandfreie Funktionieren der PV-Anlage ist die richtige Verkabelung. Meistens enthalten die Solarmodule Verbindungskabel mit Steckverbindung, die vormontiert sind. Diese haben eine bestimmte Länge und müssen bei Bedarf entsprechend verlängert werden. Es sollte auch darauf geachtet

werden, dass die Kabel nicht zu lang sind, lose herumliegen und somit keine eine Gefahr darstellen. Grundsätzlich muss die Verkabelung verschiedenen gesetzlichen Normen entsprechen. [15]

Der Zweirichtungszähler verfügt über zwei Zählwerke und übernimmt damit die Funktion des Einspeisezählers sowie des Bezugszählers. Zweirichtungszähler werden vom Netzbetreiber gegen eine Miete zur Verfügung gestellt. Der Netzbetreiber übernimmt auch die regelmäßige Eichung. [16]

Auch die Batterie hat verschiedene Aufbautypen, die sich stark voneinander unterscheiden. Die verschiedenen Typen werden in dem Kapitel 3.3 näher beschrieben.

Die Auswahl des passenden Wechselrichters ist ebenfalls von einigen Faktoren abhängig und wird im Kapitel 3.4 näher erläutert. Folgende Punkte sind bei der Wahl des Wechselrichterstandortes wichtig:

- gut zugänglich und gut belüftet;
- kühl und ohne direkte Sonneneinstrahlung;
- kurze Leitungs- bzw. Kabelwege zu den Modulen;
- rundum ausreichender Platz für Wartung und Bedienung. [14]

### 3.2 Solarzellen

Die Solarzelle selbst besteht aus Halbleiterelementen, wobei es sich meistens um Silizium handelt. Neben Silizium werden Solarzellen auch aus Kupfer-Indium-Disulfid (CIS), Galliumarsenid (GaAs), Cadmium-Tellurid (CdTe) oder organischen Werkstoffen hergestellt. [14]

Es gibt zahlreiche Zelltypen auf dem Markt, jedoch kommen nur drei der Technologien besonders häufig zum Einsatz. Die Unterschiede bestehen aus dem Erscheinungsbild, dem Wirkungsgrad und den Herstellungskosten und werden in den folgenden Absätzen detailliert beschrieben. [14]

Die Degradation bei kristallinen PV-Zellen liegt bei ungefähr 0,1% pro Jahr und sollte bei der Planung berücksichtigt werden. Die Wahl des Moduls ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und den finanziellen Möglichkeiten. [14]

### 3.2.1 Monokristalline Siliziumzellen

Die monokristallinen Solarzellen sind sehr aufwendig in der Herstellung und haben dadurch auch einen hohen Preis. Für die Herstellung dieser Zellen wird Silizium geschmolzen und zu einem Stab gezogen, welcher dadurch ein einheitliches Kristallgitter bildet – einen sogenannten Monokristall. Die Barren werden in Scheiben gesägt, die auch Wafer genannt werden. Die Wafer für monokristalline Solarzellen sind nur wenige Mikrometer dick. Die Oberfläche der Wafer wird chemisch gereinigt. Das Silizium ist während der Waferherstellung bereits mit Bor dotiert, die andere Hälfte der Wafer muss mit Phosphor dotiert werden. Danach werden die p- und n-dotierten Wafer zu einer Solarzelle aufgebaut. Die Zellen haben eine homogene Kristallstruktur und ein gleichmäßiges Erscheinungsbild. Die monokristallinen Solarzellen haben einen hohen Wirkungsgrad und können unter Laborbedingungen mehr als 20% des Wirkungsgrades erzielen. In der Praxis werden bis zu 18% erreicht. Diese Solarzellen eignen sich besonders, wenn auf einer geringen Fläche ein möglichst hoher Ertrag erzielt werden soll. [14, 17]

### 3.2.2 Polykristalline Siliziumzellen

Für die Herstellung der polykristallinen Siliziumzellen wird reines Silizium benötigt, weshalb es vor der Verarbeitung chemisch gereinigt werden muss. Danach wird das Silizium geschmolzen und in Tiegel gegossen. Beim Abkühlen wachsen die Siliziumkristalle nach oben, wobei ein inhomogenes, bläuliches Muster entsteht. Anschließend werden die Tiegel in Wafer gesägt. Auch bei polykristallinen Solarzellen findet die Dotierung des Siliziums mit Bor statt. Die weniger komplizierte Herstellung der polykristallinen Solarzellen macht den Preis, im Vergleich zu den anderen Herstellungsmethoden, in der Anschaffung geringer und besticht daher durch ein sehr gutes Preis-Leistungs-Verhältnis. Der Marktanteil dieser Solarzellen liegt bei über 80%. Der Wirkungsgrad liegt hier bei 16%. [14, 18]

### 3.2.3 Dünnschichtzellen mit amorphem Silizium

Bei den Dünnschichtmodulen wird ein Trägermaterial mit dem Halbleiterwerkstoff beschichtet. Dabei wird amorphes Silizium verwendet. Die Herstellung ist weniger aufwendig, weil die Waferherstellung entfällt. Dadurch sind diese Module kostengünstiger. Der Träger wird mit einer sehr dünnen Schicht des Halbleitermaterials bedampft, die nur 2 µm dick sind. Als Trägermaterial kommen neben Glas oder Metall auch flexible Werkstoffe wie Kunststoff infrage. Der Modulwirkungsgrad kann bei diesem Prozess bei bis zu 10% liegen. Die Anfangsdegradation beträgt in den ersten 1.000 Betriebsstunden 20 bis 25%, jedoch ist die anschließende Alterung der Zellen sehr gering. Die Degradation ist laut Herstellerangaben in dem Wirkungsgrad berücksichtigt. [14, 19]

## 3.3 Batteriespeicher

Ein Batteriespeicher ist eine weit verbreitete Technik um den erzeugten Strom, z.B. durch eine Solaranlage zu speichern und so erst später am Tag oder sogar erst am nächsten Tag zu verbrauchen. So muss der Haushalt weniger Strom aus dem Erzeugernetz beziehen und kann einen größeren Anteil seiner eigenen Energie nutzen. Außerdem können so auch Lastspitzen verschoben werden. Da die Hochschule sehr lange Öffnungszeiten hat und Studenten bis spät abends vor Ort lernen, wird auch zu diesen Zeitpunkten Energie benötigt, obwohl die Sonne nicht mehr scheint und kein Strom erzeugt werden kann. Ich habe als Beispiel die beiden gängigsten Batterietypen ausgesucht und einen dritten, eher unüblichen Batterietypen.

### 3.3.1 Bleibatterien

Bleibatterien haben sich schon lange am Markt etabliert. Durch die breitgefächerten Einsatzmöglichkeiten in unserer Gesellschaft resultieren hohe Fertigungsstückzahlen und daraus wiederum ein günstiger Preis in der

Anschaffung. Ein Bleiakкумуляtor besteht aus einem säurefesten Gehäuse und zwei Bleiplatten. Im Inneren der Batterie wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt. Beim Entladen wird diese Energie dann wieder in elektrische Energie zurück gewandelt. [20]

Der Vorteil eines Bleiakкумуляtors ist, dass dieser in kurzer Zeit besonders hohe Stromstärken erzielt. Dies ist auch der Grund dafür, dass sie ein breites Anwendungsfeld haben, wie beispielsweise im Automobilsektor oder als Pufferbatterien bei der Notbeleuchtung. Der aktuelle Ladezustand lässt sich anhand der Säurekonzentration bestimmen. [20]

Darüber hinaus ist ein Bleiakku sehr robust und bedarf daher einer nur geringen Wartungsarbeit. Sie sind leicht zu recyceln und daher ressourcenschonend. [20]

Ein Bleiakku hat eine durchschnittliche Lebensdauer von 10 Jahren. Bei der Speicherung von Strom sollte auf die maximale Entladetiefe von 60% geachtet werden. Eine tiefere, regelmäßige Entladung hat die Zerstörung der Batterie zur Folge. Außerdem besitzt dieser Batterietyp die Eigenschaft der schnellen Selbstentladung. Der Energieverlust bei einer längeren Speicherung von Strom liegt bei dieser Batterieart, in einer Umgebungstemperatur von 20 °C, bei 30% pro Monat. Bei höheren Temperaturen kann der Verlust noch größer sein. Der Raum, in dem sich die Batterie befindet, sollte eine gute Belüftung aufweisen, da beim Laden kleinere Gasmengen entstehen, die in verschlossenen Räumen zu einer Verpuffung oder in gravierenden Fällen sogar zu einer Explosion führen könnten. Bei einer größeren Dimensionierung sollte bedacht werden, dass dieser Batterietyp ein größeres Volumen des Raumes einnimmt und dementsprechend auch ein höheres Gewicht vorweist, was zu daraus resultierenden, statischen Problemen führen kann.[20]

#### 3.3.2 Lithium-Ionen-Batterien (Li-Batterie)

Wie auch der Bleiakкумуляtor, ist der Lithium-Ionen-Akku ein Stromspeicher, welcher sich elektrochemische Prozesse zu Nutze macht. Erstmals auf den Markt

gebracht und kommerziell eingesetzt wurde der Lithium-Ionen-Akku Anfang der 1990er Jahre in der Hi8-Videokamera von Sony. [21]

Der Lithium-Ionen-Akku besteht aus einem Batteriegehäuse, in welchem sich zwei Elektroden in einem Elektrolyten befinden. Bei den Elektroden handelt es sich um Graphit-Elektroden (negativ) und Lithium-Metalloxyd-Elektrode (positiv). Das Lithium-Metalloxyd kann Anteile von Nickel, Mangan und Kobalt enthalten. Die Materialien verfügen zwar über eine hohe Energiedichte, sind aber auch teuer in der Anschaffung. Beim Entladen gibt die Interkalationsverbindung Elektronen ab, die über den externen Stromkreis zur positiven Elektrode fließen. Gleichzeitig wandern hier auch gleich viele Li<sup>+</sup>-Ionen durch den Elektrolyten hin. An der positiven Elektrode nehmen nicht die Lithiumionen die Elektronen des externen Stromkreises auf, sondern die dort vorhandenen Strukturen der Übergangsmetallverbindungen. [22]

Die Ladeschlussspannung liegt zwischen 4,1 und 4,2 Volt und muss auf 50 Millivolt genau eingehalten werden, damit die Zelle nicht zerstört wird. Die untere Spannungsgrenze liegt bei 2,5 Volt. Damit kein Schaden beim Laden entsteht, hat jeder Akkupack eine eigene Lade- und Schutzelektronik. Je nach Qualität der Batterie kann sie einige hundert Ladezyklen bewältigen, bis die Speicherfähigkeit deutlich nachlässt. Um den Akku zu schonen, sollte dieser möglichst nicht über 90% laden und nicht unter 10% entladen. [22]

Bei längerer Lagerung muss der Ladezustand regelmäßig kontrolliert werden. Wenn die Spannung unter 2 Volt fällt, kann die Zelle davon Schaden nehmen. Bei der Lagerung liegt der optimale Ladezustand zwischen 50% und 80%. Die Selbstentladung von 1% ist sehr gering und stark temperaturabhängig. Für eine längere Lebenszeit sollten Temperaturen von über 40°C vermieden werden. [22]

Die Energiedichte des Lithium-Akkus ist sehr hoch und wird hauptsächlich durch das Kathodenmaterial bestimmt. Üblich ist Kobaltoxid mit einer Energiedichte von bis zu 180 Wh/kg. Es können auch höhere Werte mit anderen Materialien erzielt werden, jedoch wird die Energiedichte bis 170 Wh/kg bevorzugt, denn dadurch können deutlich höhere Ladezyklen erreicht werden. [22]

### 3.3.3 Vanadium Redox-Flow Batterien (VRF)

Redox-Flow-Batterien basieren auf dem Prinzip eines flüssigen elektrochemischen Speichers. In den 1980er Jahren wurde die Vanadium-Redox-Flow-Batterie entwickelt. Sie gilt als am besten untersuchtes Redox-Flow-Batterie-System. Der Hauptenergieträger ist ein in der Flüssigkeit gelöstes Vanadium. Diese Technologie wird bereits vereinzelt als Großspeicher für überschüssige Energie aus Wind- und Solarparks genutzt. Der Grund für die bisher nur seltene Verwendung der VRF-Batterien, ist dessen enorm komplexe Herstellung. [24–26]

Es ist wichtig, dass die Vanadiumsalze in den Elektrolytlösungen möglichst hoch konzentriert sind, damit eine hohe Energiedichte herrscht. Dabei muss drauf geachtet werden, dass die Vanadiumionen gelöst und stabil bleiben. Die maximale theoretische Energiedichte kann zwischen 19 und 38 Wattstunden pro Liter betragen. [23]

Eine Redox-Flow-Batterie kann sehr hohe Leistungen im Megawattbereich liefern, besitzt einen Wirkungsgrad von 60 bis teilweise mehr als 75% und weist eine lange Lebensdauer auf. Mit der VRF-Batterie sind mehr als 10.000 Ladezyklen möglich und sie verfügt damit über eine Gesamtlebensdauer von 15 bis 20 Jahren. [23, 24]

Das Vanadium lässt sich energiearm und kostengünstig recyceln, indem es auf 70 Grad Celsius erhitzt wird. Dadurch trennt es sich von den Elektrolyten und sinkt auf den Boden ab. [25]

### 3.4 Wechselrichter

Solarzellen produzieren systembedingten Gleichstrom. Um den Solarstrom selbst nutzen zu können oder ihn in das öffentliche Netz einspeisen können, werden Wechselrichter benötigt. Deren Aufgabe ist die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom.

Es gibt verschiedene Arten von Wechselrichtern. Wechselrichter werden danach unterschieden, wie viele Module oder Strings an Ihnen angeschlossen werden. Wechselrichter gibt es mit oder ohne Trafo.

Die Auslegung eines Wechselrichters richtet sich nach vier Kriterien:

- Die Leistung, die die Strings oder der Generator erbringen, sollte unter der maximalen Leistung des Wechselrichters liegen. Es wird meistens mit einem Faktor zwischen der Modulleistung und der Nennleistung des Wechselrichters gerechnet, welcher zwischen 0,9 bis 1,2 liegt.
- Die maximale Modulanzahl ist abhängig von der maximalen Gleichstrom-Eingangsspannung des Wechselrichters. Es sollte darauf geachtet werden, dass die Spannung bei niedrigen Temperaturen steigt. Die Leerlaufspannung sollte immer unter der maximalen Eingangsspannung des Wechselrichters liegen.
- Die Spannung der Solarmodule ist am Maximum Power Point am höchsten. Die MPP-Spannung des Wechselrichters muss durch eine entsprechend hohe Anzahl an Modulen immer übertroffen werden.
- Die Anzahl an parallelen Strängen wird durch den maximalen Eingangsstrom des Wechselrichters bestimmt, da dieser immer größer sein muss als der des Solargeneratorstroms. [26]

#### 3.4.1 Modulwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen

Modulwechselrichter werden für ein einzelnes Modul eingesetzt. Es werden entsprechend viele Wechselrichter benötigt. Dies kann sinnvoll sein, wenn die einzelnen Module unterschiedlich ausgerichtet sind und sehr unterschiedliche Leistungen bringen. Dadurch bietet ein Modulwechselrichter sehr gute Optimierungsmöglichkeiten bei kleineren Anlagen. [26]

### 3.4.2 Stringwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen

Bei diesem Wechselrichter laufen mehrere Strings in einen Wechselrichter zusammen. Sie haben ein gutes Preis-Leistungs-Verhältnis und sind geeignet für kleinere bis mittlere Anlagen. [26]

### 3.4.3 Multistringwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen

Genau wie bei Stringwechselrichtern, werden bei Multistringwechselrichtern mehrere Strings bedient. Bei Multistringwechselrichtern kommen mehrere MPP-Tracker (Maximum Power Point-Tracker) zum Einsatz, die für jeden String den optimalen Arbeitspunkt ermitteln. Dieser Wechselrichter eignet sich besonders bei größeren Anlagen. [26]

### 3.4.4 Zentralwechselrichter für netzgekoppelte Anlagen

Dieser Wechselrichter kommt in Großanlagen zum Einsatz und ist vor allem dann sinnvoll, wenn es sich um eine sehr homogene Anlage handelt, bei der alle Strings die gleiche Neigung aufweisen und gleichermaßen ausgerichtet sind. [26]

### 4. Methodik

#### 4.1 Netzeinspeisung

Bei der Einspeisung von elektrischem Strom in das Stromnetz gibt es zwei Methoden. Es wird zwischen der Volleinspeisung und der Überschusseinspeisung unterschieden. Die Volleinspeisung bezeichnet das Zuführen des insgesamt erzeugten Stroms in das öffentliche Stromnetz. Diese Einspeiseart ist jedoch nur dann sinnvoll, wenn der eingespeiste Strom höher vergütet wird als der vom Netzbetreiber bezogene Strom. Da für jede eingespeiste kWh aktuell höchstens 10 Cent bekommen würde, jedoch jede selbst genutzte kWh abhängig vom Tarif circa 30 Cent spart, lohnt es sich derzeit generell die Anlage für eine eigenverbrauchsorientierte Auslegung zu errichten. Bei der Überschusseinspeisung wird zuerst der erzeugte Strom selbst verbraucht und lediglich die überschüssige Energie in das öffentliche Netz eingespeist. [14, 27]

#### 4.2 Simulationssoftware PV\*SOL Premium

Für die Simulationen von Photovoltaik-Systemen, wurde das Simulationsprogramm PV\*SOL Premium von der Valentin Energiesoftware verwendet. Dies eröffnete bei der Planung die Möglichkeit einer dreidimensionalen Visualisierung und die präzise Berechnung des Ertrages, welcher in Abhängigkeit des Standortes ermittelt werden kann. In Form einer Datenbank bietet das Programm eine Auswahl an möglichen Anlagen-Varianten und Komponenten, wie z.B. Speicher oder Wechselrichter. Mit dem Programm können außerdem sowohl kleine Aufdach-Anlagen als auch große Solarparks geplant und alle gängigen Anlagearten dargestellt werden, die die Verschattung auf der Basis von 3D-Objekten berechnen. Die dynamische Analyse der Simulation erstreckt sich über ein Jahr und berechnet detaillierte und aussagekräftige Ergebnisse. Die Berechnungsergebnisse sind in einem kurzen oder ausführlicheren Projektbericht abrufbar. [28]

### 4.3 Auslegung der PV-Anlage

Hamburg hatte im Jahr 2019 1.702,6 Sonnenstunden. Dieser Wert liegt im Bundesvergleich ein wenig unter dem Durchschnitt. Deutschland hatte 2019 durchschnittlich 1.800 Sonnenstunde und war demnach ein sonnenreiches Jahr. [29, 30]

Zur Auslegung einer Photovoltaikanlage sind die Kriterien Dachfläche, Dachneigung und dessen Ausrichtung für den optimalen Ertrag zu berücksichtigen. Die zur Verfügung stehende Fläche, auf der die Anlage installiert werden kann, ergibt sich aus der zur Verfügung stehenden Dachfläche, abzüglich der Störfaktoren auf dem Dach selbst, wie beispielsweise Lüftungsauslässe, Schornsteine oder ähnlichem. Auch Verschattungen durch Bäume oder Nachbargebäude, welche den Großteil der Strahlung über das Jahr blockieren, sind zu ermitteln. Des Weiteren ist bei Flachdächern oder nur leicht geneigten Dächern eine Aufständigung der Module energetisch sinnvoll. Um eine gegenseitige Verschattung zu verhindern, ist hierbei ein gewisser Mindestabstand zwischen den hintereinander aufgeständerten Anlagen einzuhalten. Für eine energetisch optimierte Flächennutzung lässt sich als Richtwert für Norddeutschland eine optimale Modulneigung von  $15^\circ$  bis zu ca.  $30^\circ$  festlegen. [31]

Bei der Auslegung der Anlagen ist es wichtig darauf zu achten, dass bei norddeutschen Strahlungsverhältnissen bei einer Südausrichtung ca.  $80\% \pm 10\%$  der installierten Leistung genutzt werden kann. Weicht die Auslegung der Südausrichtung ab, verringert sich die zu erwartende elektrische Leistung (siehe Abbildung 3: Solarstrahlung (Volker Quaschnig, 2019)).

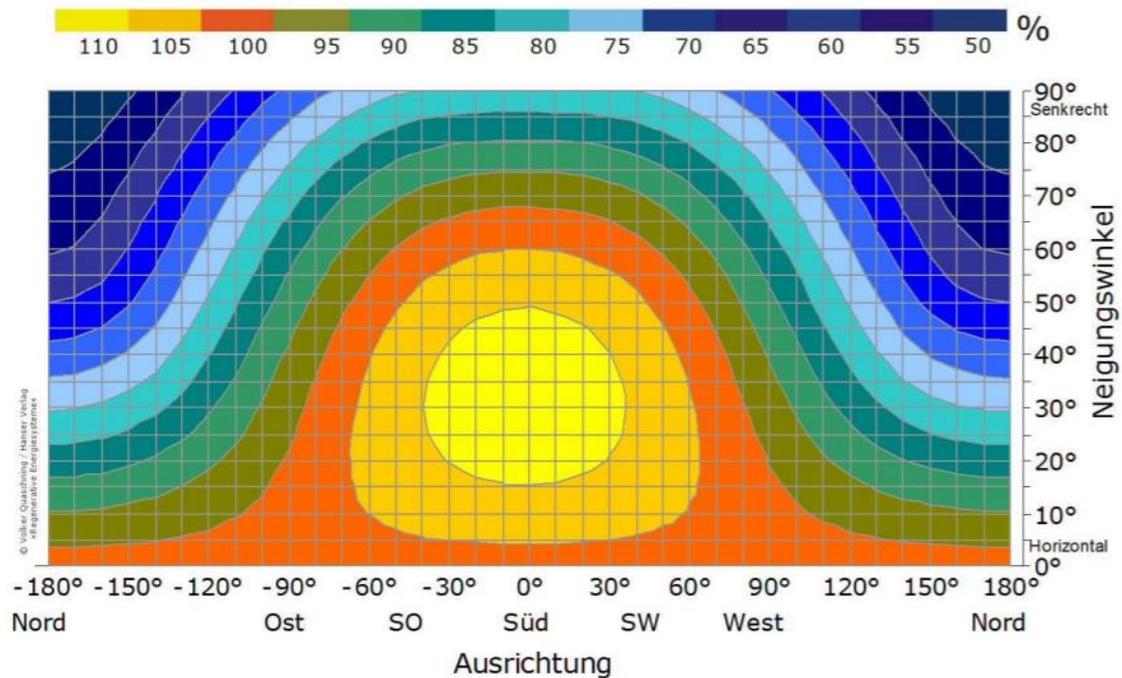


Abbildung 3: Solarstrahlung (Volker Quaschnig, 2019)

Die Verkabelung der Module sollte, wenn möglich, alle beieinanderliegenden Module in Strängen mit dem jeweiligen MPP-Tracker (Punkt Maximaler Leistung) der String-Wechselrichter zusammengefasst werden. Die Aufgabe von dem MPP-Tracker besteht darin, dass die Leistung der zu den Strings zusammengefassten Module immer optimal auf den jeweiligen Strahlungs- und Temperaturzustand abgestimmt ist. PV\*SOL bietet die Möglichkeit der direkten Modulverschaltung. Dabei werden die belegten Flächen ausgewählt und die Module als Stränge zu den MPP-Trackern der Wechselrichter, als Multistring-Verschaltung zugefügt. Der Vorteil an Multistring-Wechselrichtern ist, dass mehrere Stränge über mehrere MPP-Tracker an einen einzigen Wechselrichter angeschlossen werden können. Bei der Auslegung der Stränge ist darauf zu achten, dass die Anzahl der verschalteten Module in der Reihe pro String im Vergleich zu anderen Strängen ähnlich ist. Wenn sich die Anzahl der Module in einem String um mehr als ein Modul von einem weiteren String unterscheidet, so ergibt sich eine unterschiedliche Spannung, was wiederum zu Leistungsverlusten führen kann.

### 4.4 Lastprofil

Die Verbrauchsdaten der letzten drei Jahre des Gebäudes von der TUHH wurden mir zur Verfügung gestellt. Das Gebäude verfügt über ein Lastgangmessgerät, welches den verbrauchten Strom viertelstündlich misst. Somit kann ein Jahreslastprofil erstellt werden, welches ich in PV\*SOL nutzen kann.

In der Abbildung 4: Verbrauchsdaten anhand des Lastgangs), sind die monatlichen Verbrauchsdaten dargestellt. Diese Daten werden für die Simulationen benötigt, um den erzeugten Strom gegenüber dem Verbrauch darzustellen.

Das Gebäude hat im Mittelwert der letzten drei Jahre 306.224,40 kWh verbraucht. Aus dem Lastgangmessgerät erzeugten Daten wurden im gesamten Jahr 2019 288.486,20 kWh verbraucht. Für die Simulation wurden die Daten des Lastgangmessgerätes mit 288.224,20 kWh/Jahr verwendet.

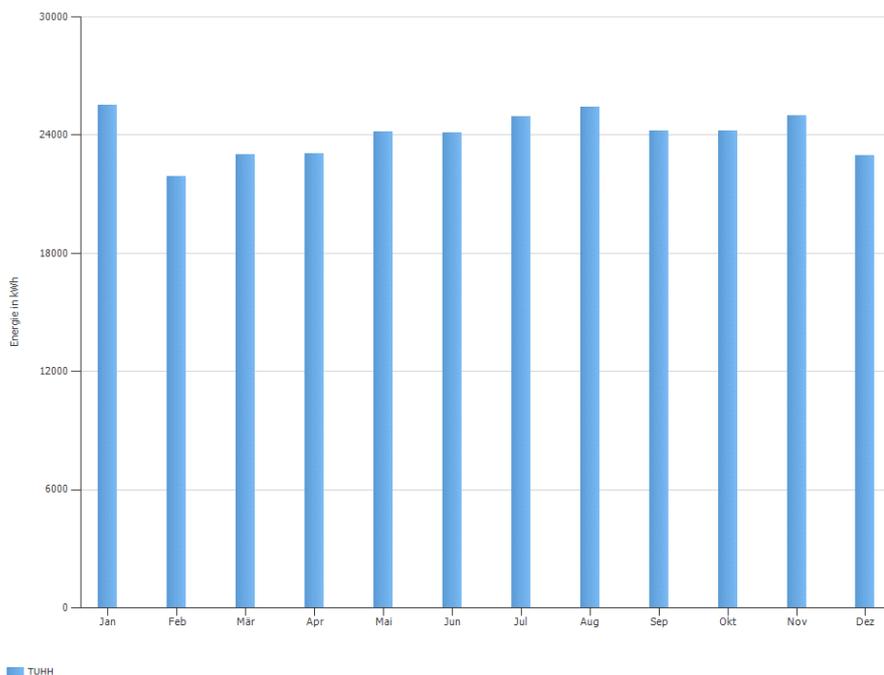


Abbildung 4: Verbrauchsdaten anhand des Lastgangs

### 4.5 Gebäudeaufteilung

Zur besseren Übersicht wurde das Dach des Gebäudes in vier Teile aufgeteilt. (Abb. 5)

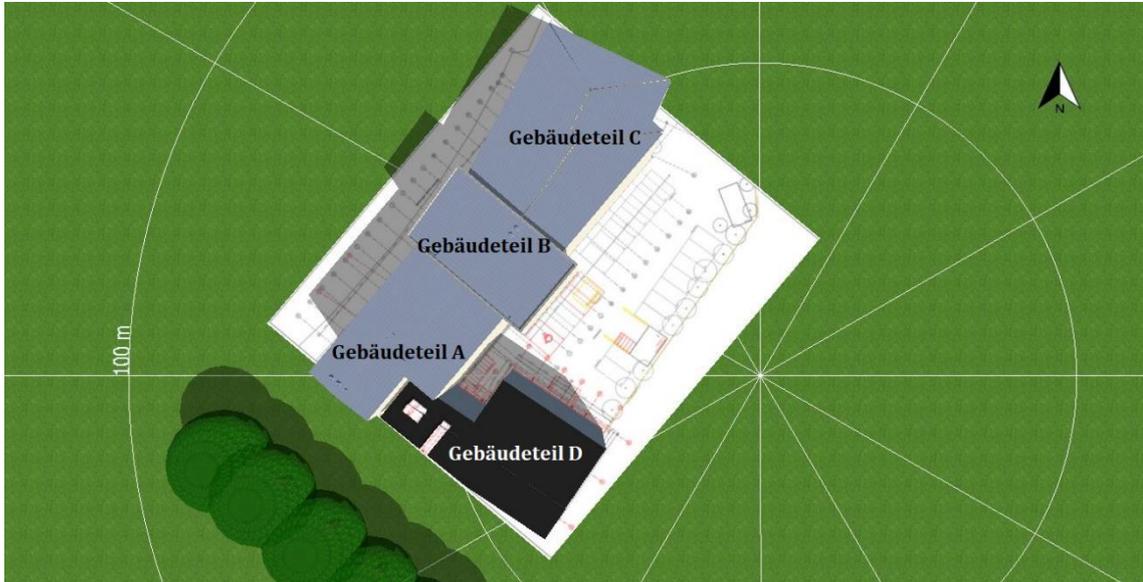


Abbildung 5: Aufteilung des Daches

Der Gebäudeteil A bietet eine Dachfläche von  $296\text{m}^2$  und hat einen Neigungswinkel von  $8^\circ$ . Es wird empfohlen, einen Neigungswinkel von min.  $10^\circ$  bei den PV-Anlagen einzuhalten. Dieser Winkel bewirkt bei den Kollektormodulen einen sogenannten „Selbstreinigungseffekt“. Er sollte zwecks Vermeidung von erhöhten Reinigungsintervallen eingehalten werden.

Der Gebäudeteil B besitzt ein Flachdach und hat eine Fläche von  $200\text{m}^2$ . Die Verschattung durch die Lüftungsrohre ist bei diesem Gebäude zu berücksichtigen.

Der Gebäudeteil C ist ähnlich dem Gebäudeteil A. Die gesamte Nutzfläche dieses Teils beträgt  $345\text{m}^2$ .

Der Gebäudeteil D hat in der Mitte eine leichte Absenkung. Dort verläuft die Dachentwässerung. Das Dach soll im Nachhinein begrünt werden, weshalb es sich hier ebenfalls empfiehlt, eine Aufständering zu nutzen. Für die Aufständering werden spezielle Matten verwenden, die anschließend mit Erde bedeckt werden können. Ein Beispiel der Aufständering ist in der Abbildung 6 zu sehen. Diese

#### 4. Methodik

---

Methode der Aufständering hat den Vorteil, dass zusätzliche Gewichte entfallen und die Begrünung selbst als Gewicht für die Anlage genutzt werden kann. Ein weiterer Nutzen besteht darin, dass die PV-Anlage durch die umgebenden Pflanzen gekühlt werden. Die Abbildung 6 dient als Beispiel der Aufständering für begrünte Dächer. Die Nutzfläche des Daches liegt bei 258m<sup>2</sup>.



Abbildung 6: Gründachaufständering von [www.zinco.de](http://www.zinco.de)

Aufgrund der auf der Süd-West-Wand fehlenden Fenster, eignet sich diese Fassade ebenso für eine PV-Installation. Diese Fläche beträgt 207m<sup>2</sup>.

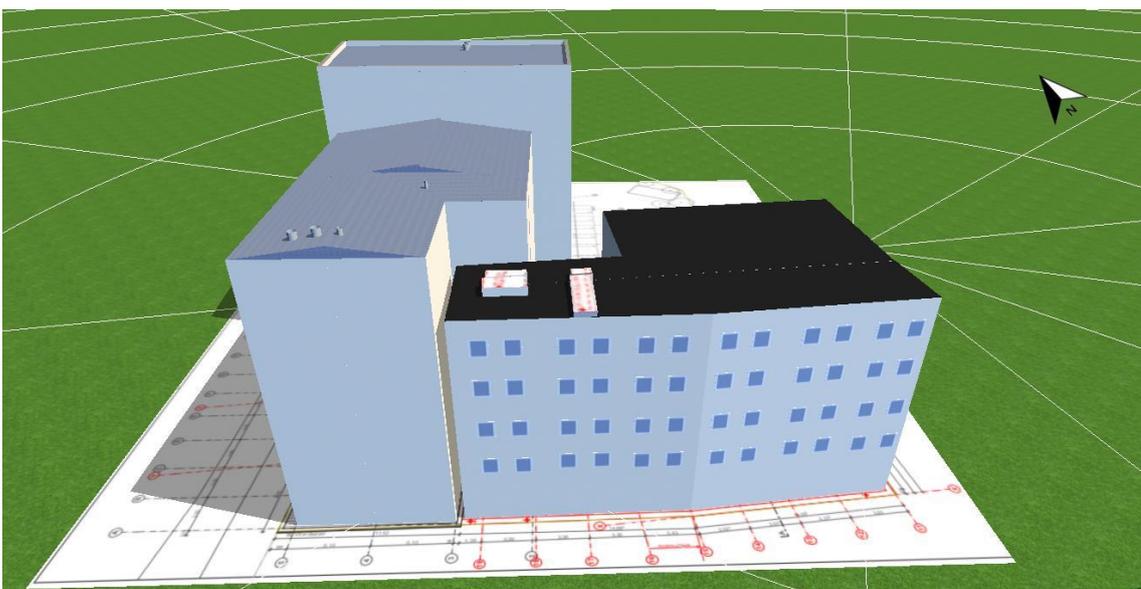


Abbildung 7: Fassadenansicht Süd-West Wand

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

### 5.1 Szenarien

Für die Simulation wurde das PV-Modul von der Firma AXITEC Energy GmbH & Co. KG verwendet. Die Modulbezeichnung ist AXIpremium X BLK AC-315M/60 S 325V. Ich habe mich für dieses Modul entschieden, weil es mit 19,24% einen sehr hohen Wirkungsgrad für eine monokristalline Zelle hat. Dieses Model hat eine Nennspannung von 315 Wp. Hierzu befindet sich im Anhang ein Datenblatt mit weiteren Informationen. Die Aufständigung auf den Gebäudeteilen B und D hat einen Winkel von 10°, um die Verschattung der dahinterliegenden Module zu verhindern.

Als Wechselrichter wurde der Hersteller SMA Solar Technology AG mit dem Model Sunny Tripower verwendet. Dieser Wechselrichter ist spezialisiert für größere, meist gewerbliche Anlagen und hat einen Wirkungsgrad von 98,4%. Durch sein Multistringkonzept bietet es eine hohe Auslegungsflexibilität sowie eine hohe Kompatibilität mit vielen PV-Modulen. Zusätzlich befindet sich in diesem Wechselrichter auch noch ein integrierter DC-Überspannungsableiter. Ein Überspannungsableiter ist ein Bauteil zum Begrenzen gefährlicher Überspannungen in elektrischen Leitungen und Geräten.

Für den Vergleich habe ich drei Szenarien simuliert. Im ersten Szenarium wurde die maximale Fläche ausgenutzt, um zu ermitteln, welcher maximale Ertrag erzielt werden kann. Als zweites wurde eine Auslegung gewählt, um die Investitionskosten im Verhältnis zum Ertrag optimal nutzen zu können. Als letztes wurde die Auslegung aus dem ersten Szenarium mit einer Batterie simuliert, um feststellen zu können, ob es sinnvoll wäre, einen Batteriespeicher in die Planung zu integrieren.

## 5.2 Erste Auslegung

Für die erste Simulation wurden 418 Module geplant und in die bestmögliche Richtung ausgelegt. Hierbei wurden sechs Wechselrichter verwendet. Als gesamte PV-Generatorleistung wurden 131,67 kWp erzielt und eine Fläche von 697,4 m<sup>2</sup> belegt. In der Abbildung 8 und 9 ist die jeweilige Auslegung dargestellt. Wie in der Abbildung 8 und 9 zu sehen ist, wurde das gesamte Dach sowie die Süd-West-Fassade mit Modulen belegt.

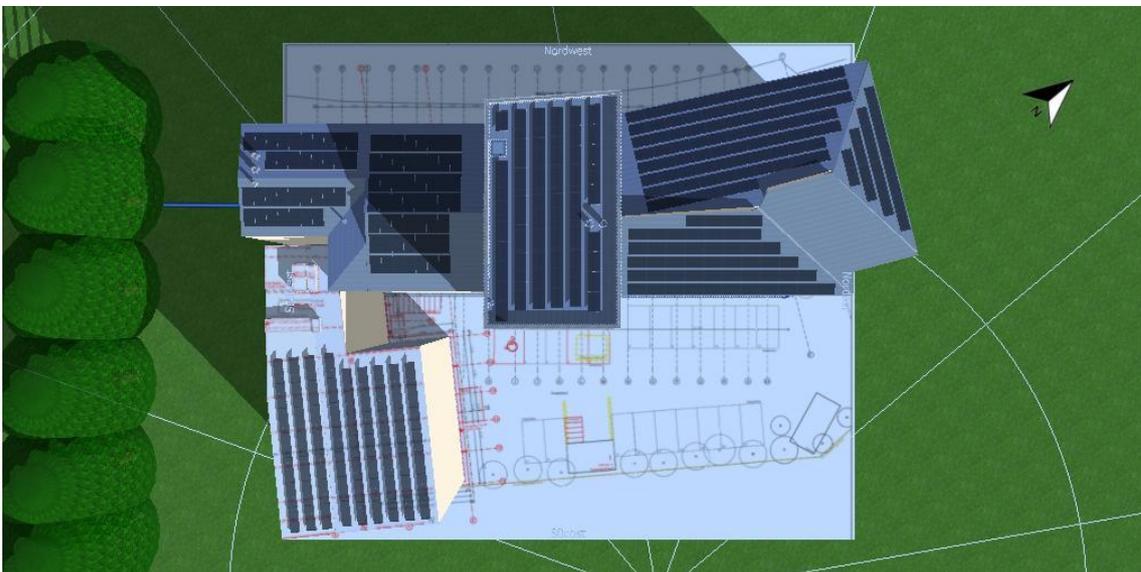


Abbildung 8: Modulbelegung gesamte Dachfläche

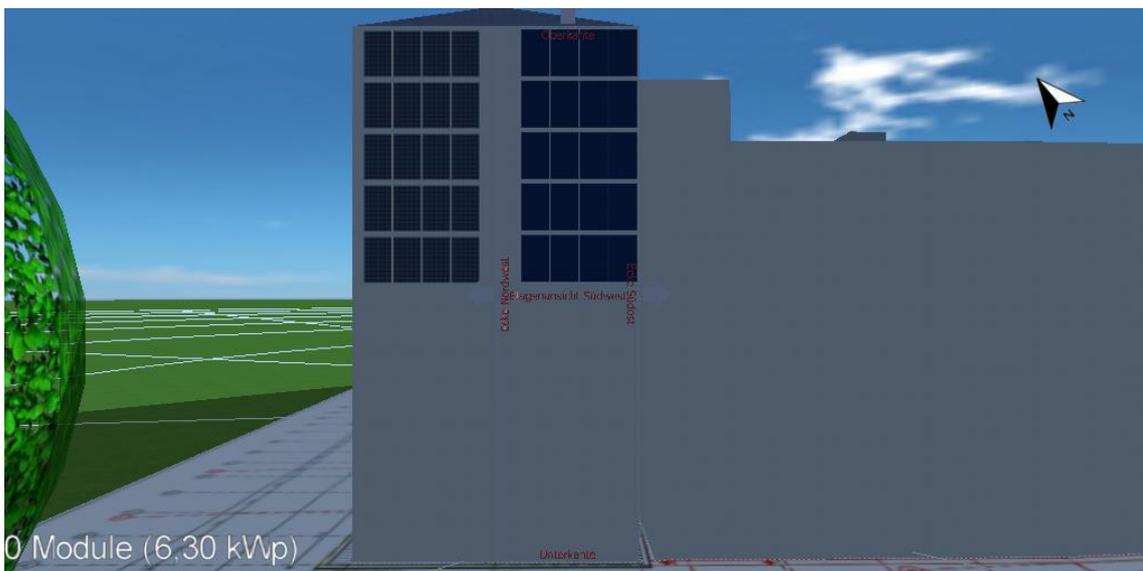


Abbildung 9: Modulbelegung Süd-West Wand

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

Die Berechnung mit PV\*SOL bezieht sich auf den Zeitraum vom 01.01 bis zum 31.12., damit auch die über das Jahr veränderten Wetterdaten in die Berechnung der Daten mit einfließen können. Nach Abschluss der Simulation wird ein Überblick über die signifikanten Ergebnisse aufgeführt.

In der folgenden Abbildung ist die Ertragsprognose mit Verbrauch pro Monat dargestellt. Die gelb markierten Balkenanteile stellen den durch die Photovoltaikanlage erzeugten Strom dar und die hellblauen Anteile an der oberen Spitze, den Netzbezug, welcher zur Deckung des Verbrauchs benötigt wird. Auf der negativen Y-Achse ist der Verbraucher durch den grauen und die Netzeinspeisung durch den dunkelblauen Balkenabschnitt gekennzeichnet.

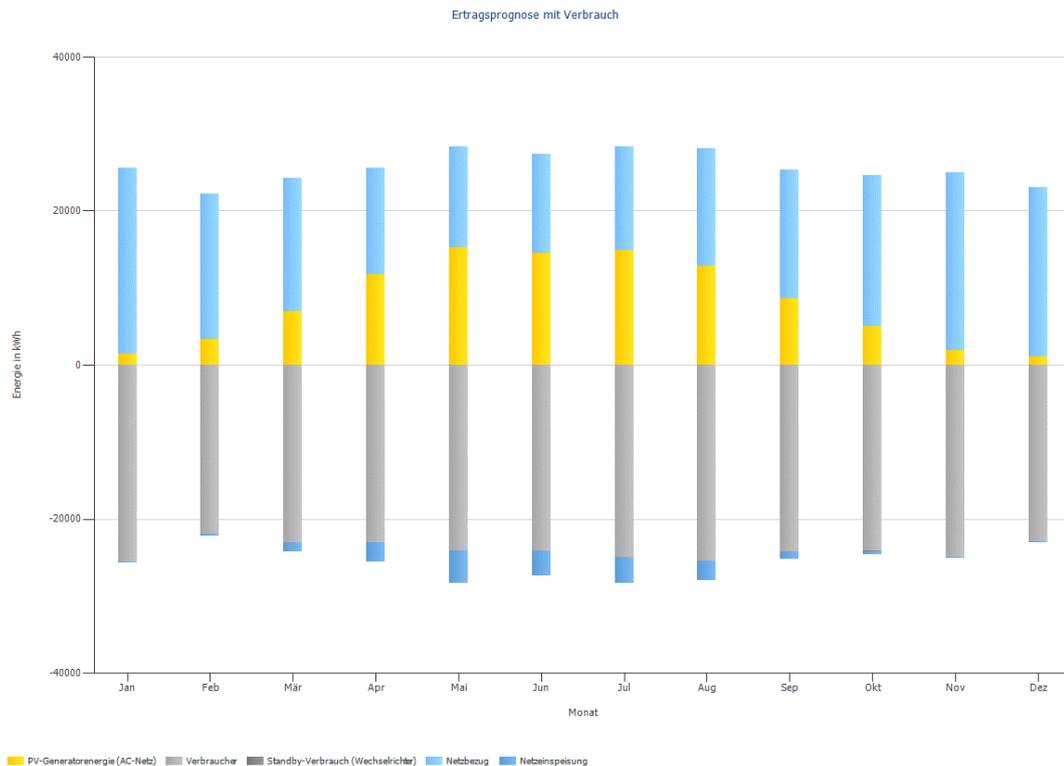


Abbildung 8: Ertragsprognose mit Verbrauch

Laut der Auswertung mit der Simulationssoftware wird die Anlage zu 82,4% genutzt. Durch die PV-Anlage konnte bereits im ersten Jahr eine deutliche Einsparung erzielt werden. Diese wurde durch den Strombezug von 17.503,98 € und einer erzeugten Energiemenge von 101.469 kWh/Jahr ersichtlich. Dabei

werden 80.365 kWh/Jahr für eigene Zwecke verbraucht und 21.108 kWh/Jahr werden in das Netz eingespeist. Entsprechend liegt der Eigenverbrauchsanteil bei 79,2%. Auch wenn der Energiebedarf höher ist als der erzeugte Strom, kann die PV-Anlage in einigen Stunden mehr Strom erzeugen als benötigt wird. Deshalb kann der erzeugte Strom der Anlage nicht zu 100% selbst verbraucht werden und wird zum Teil in das öffentliche Netz eingespeist. Die Ertragsminderung durch die Abschattung beläuft sich dabei auf 9,7%/a.

Die PV-Anlage kann

$$\frac{100\%}{288.486,2 \frac{kWh}{Jahr}} * \frac{80.365 kWh}{Jahr} = 27,8\%$$

der benötigten Energie deckt.

Ich dieser Berechnung bin ich von einem durchschnittlichen Preis von 1.500 €/kWp für die Anlage ausgegangen. In diesem Preis sind die Kosten für die PV-Module, Anschlussmaterialien, Aufständerung und Wechselrichter mit einberechnet. Somit belaufen sich die Investitionskosten auf

$$\frac{1.500 \text{ €}}{kWp} * 131,7 kWp = 197.505,00 \text{ €}.$$

Zudem müssen auch die jährlichen Reinigungskosten von 2,50 €/m<sup>2</sup> berücksichtigt werden. Die belegte Fläche bei dem Gebäude A liegt bei 145,1 m<sup>2</sup>. Die belegte Fläche bei dem Gebäude C liegt bei 246,9 m<sup>2</sup>. Die Gesamtkosten belaufen sich somit auf

$$2,50 \frac{\text{€}}{\text{m}^2} * (145,1\text{m}^2 + 246,9 \text{ m}^2) = 980 \text{ €/Jahr}.$$

Laut der Auswertung muss die Anlage 13,5 Jahre laufen, bis die Kosten gedeckt und ein Gewinn erzielt werden kann. Die Abbildung 8: Ertragsprognose mit Verbrauch) zeigt die Cashflow-Grafik zur besseren Ansicht der Kosten und Gewinne. In der Grafik ist außerdem dargestellt, ab wann sich die Anlage amortisiert. Nach 20 Jahren ergibt sich ein Gewinn von 134.277,44 €. Der Gewinn setzt sich aus der Kosteneinsparung durch Stromminimierung zusammen. Durch diese Auslegung können 47.690 kg/Jahr CO<sub>2</sub> vermieden werden.

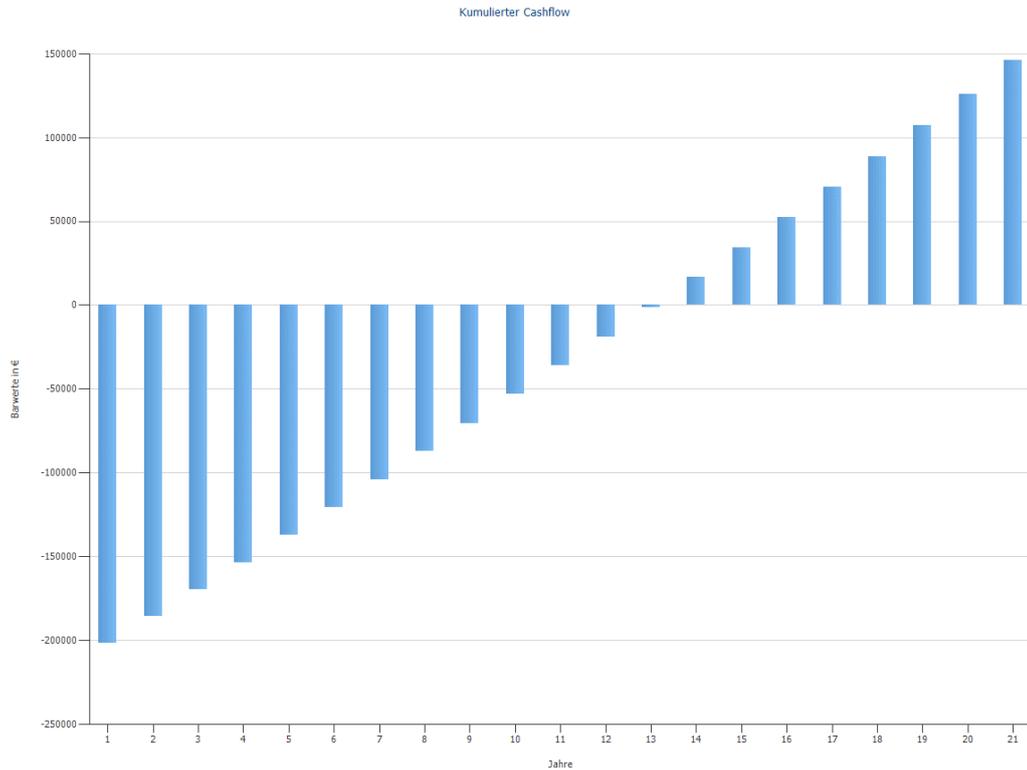


Abbildung 9: Cashflow für 20 Jahren

### 5.3 Verbesserung der ersten Auslegung

Da öffentliche Einrichtungen nicht gewinnorientiert ausgelegt sind, sondern im Sinne der öffentlichen Interessen eher an Reduzierung des Eigenverbrauchs und der Vermeidung des CO<sub>2</sub> interessiert sind, werden im Folgenden die einzelnen Dachflächen sowie die Fassade analysiert, um nach Möglichkeit die Anlage zu 100% nutzen zu können. Es soll festgestellt werden welche Module den größten Ertrag erzielen, um das Preis-Leistungs-Verhältnis zu optimieren. Die Module mit dem geringsten Ertrag werden entfernt, um Investitionskosten zu sparen.

In der Abbildung 10: Einstrahlung pro Modulfläche) ist jede Teilfläche vereinzelt betrachtet. Durch das Diagramm ist deutlich zu erkennen, dass die Anlagen der Fassaden, welche an dieser Stelle rot dargestellt sind, am geringsten angestrahlt werden. Insbesondere in den Monaten von April bis September ist im Vergleich zu den anderen Anlagen kein weiterer Anstieg der Bestrahlung zu verzeichnen. Der Grund dafür könnte die Verschattung durch die Bäume sein oder dass durch den

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

Neigungswinkel der Sonne nicht ausreichend Sonnenenergie die Module erreicht. Mit  $742,9 \text{ kWh/m}^2/\text{Jahr}$  würden diese Anlagen lediglich einen marginalen Ertrag an Leistung einbringen. Demnach würde diese Belegungsfläche nach näherer Betrachtung entfernt werden. In der Tabelle 2: Einstrahlung pro Modulfläche) wurde die durchschnittliche Einstrahlung pro Modulfläche auf den einzelnen Gebäudeteilen berechnet. Den meisten Ertrag bringt das Flachdach des Neubaus (Gebäudeteil D), welches durch den gelb markierten Graphen dargestellt wird. Dieser erreicht  $989,7 \text{ kWh/m}^2/\text{Jahr}$ .

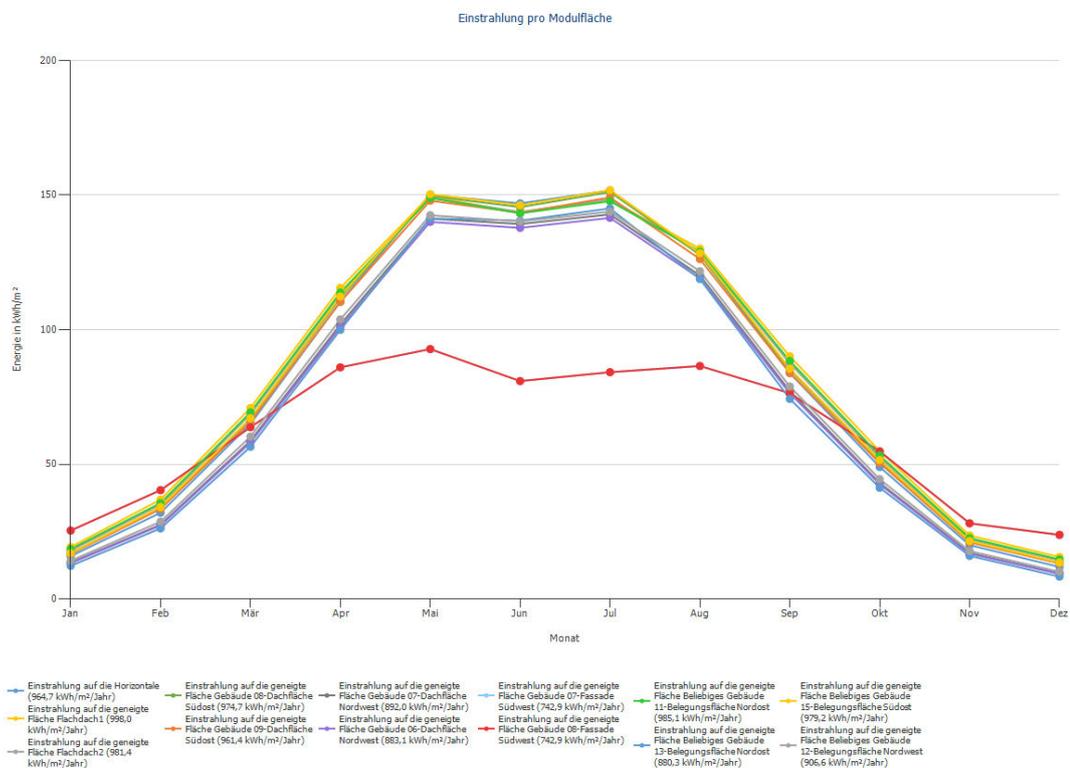


Abbildung 10: Einstrahlung pro Modulfläche

Tabelle 2: Einstrahlung pro Modulfläche

Gebäudeteil	Einstrahlung pro Modulfläche in kWh/m <sup>2</sup> / Jahr
A	$\frac{(974,7 + 961,4 + 892 + 883,1)kWh}{m^2} = 3711,2 \frac{kWh}{m^2}$ $\Rightarrow 927,8 \frac{kWh}{m^2} \text{ im } \emptyset$
B	$985,1 \frac{kWh}{m^2}$ $\Rightarrow 985,1 \frac{kWh}{m^2} \text{ im } \emptyset$
C	$\frac{(880,3 + 979,2 + 906,6)kWh}{m^2} = 2766,1 \frac{kWh}{m^2}$ $\Rightarrow 922,03 \frac{kWh}{m^2} \text{ im } \emptyset$
D	$\frac{(998 + 981,4)kWh}{m^2} = 1979,4 \frac{kWh}{m^2}$ $\Rightarrow 989,7 \frac{kWh}{m^2} \text{ im } \emptyset$
Fassade	$\frac{(742,9 + 742,9)kWh}{m^2} = 1485,8 \frac{kWh}{m^2}$ $\Rightarrow 742,9 \frac{kWh}{m^2} \text{ im } \emptyset$

Im nächsten Abschnitt wird die Temperatur der Modulflächen betrachtet. Solarmodule können besonders im Sommer große Mengen von Wärme produzieren. Der Wirkungsgrad von Photovoltaikmodulen ist jedoch höher, je kälter sie sind. Zum Beispiel kann eine Solarzelle 20% seiner Leistung verlieren, wenn sie sich beispielsweise von bei 20 °C, auf 60 °C erhitzt. [32]

Die folgende Abbildung zeigt die Temperatur pro Modulfläche. Der blaue Graph ist die Außentemperatur im Verlauf des Jahres. Es ist gut zu erkennen, dass die erreichbare Leistung bei einer Betriebstemperatur von unter 25 °C bleibt. Somit besteht keine Verlustleitung durch Erhitzung der Module.

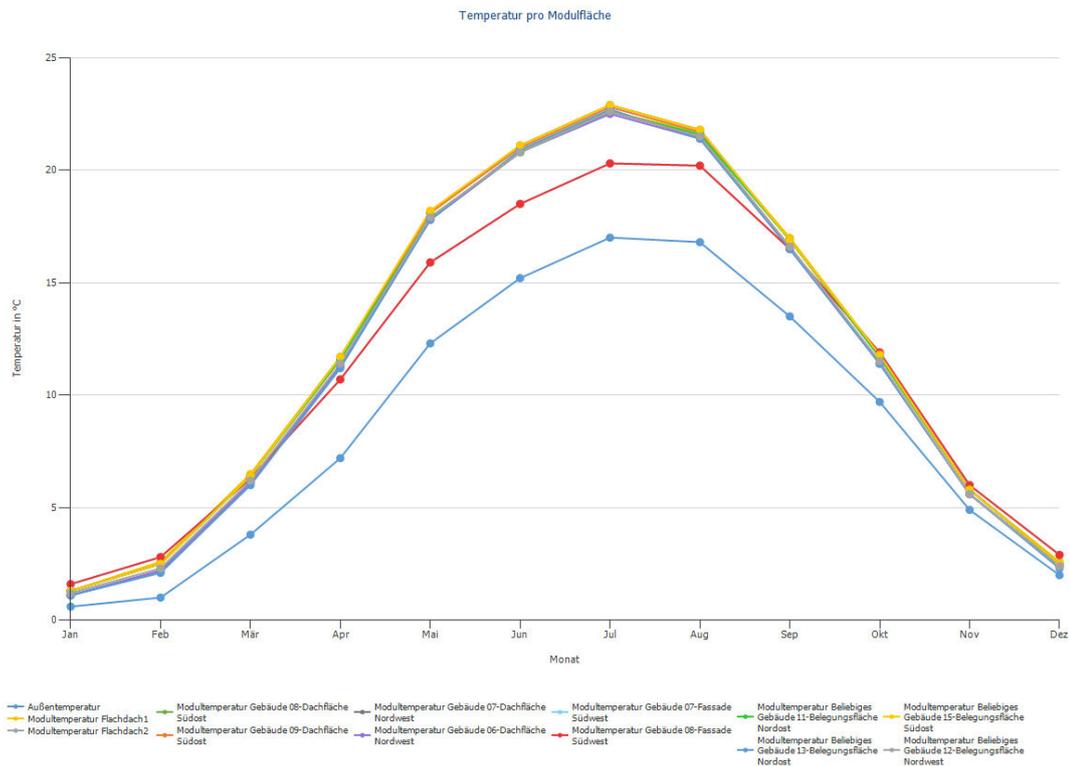


Abbildung 11: Temperatur pro Modulfläche

Als letztes werden die einzelnen Modulflächen auf Schattenhäufigkeit untersucht. Die durch zu hohe Verschattung beeinflussten Module können ebenfalls aus der Betrachtung entfernt werden. Dies trägt dazu bei, dass der Gesamtwirkungsgrad der Anlage effektiv gesteigert wird. Schon bei der Verschattung eines Einzelmoduls um 50%, bricht die Strangleistung um fast die Hälfte zusammen. Bei einer noch größeren Verschattung hält die Bypassdiode die anderen Module zwar weiter aktiv, jedoch nur zu einer deutlich geringeren Spannung. Die Bypassdiode hat die Aufgabe verschattete Module zu überbrücken und die Gesamtleistung des Strings nicht so stark abfallen zu lassen. Die Schattenhäufigkeit wird von dem Programm das ganze Jahr über betrachtet. [31]

**Gebäudeteil A**

Wie auf den Bildern zu sehen ist, haben die vier Modulformationen eine Schattenhäufigkeit, die bis zu 9,5% ansteigen kann. Anhand der Bilder ist dieser Prozentsatz noch im gelben Bereich. Um den Anlagenutzungsgrad steigern zu können und die Ertragsminderung durch die Verschattung zu minimieren, werden alle Module, die eine Schattenhäufigkeit von über 6% aufweisen, entfernt.



Abbildung 12: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 02



Abbildung 13: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 05

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL



Abbildung 14: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 04

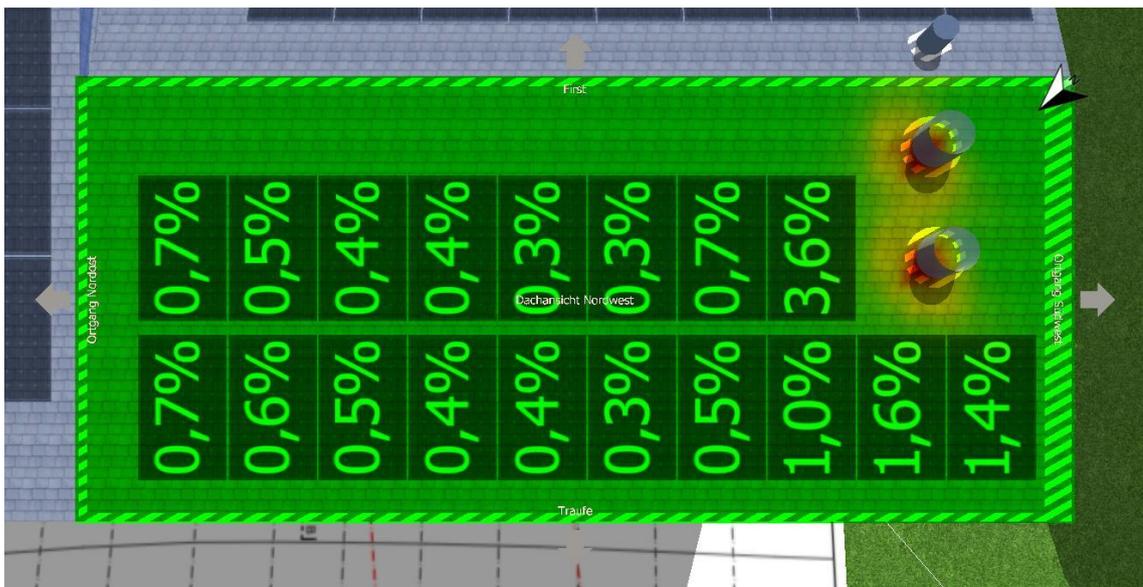


Abbildung 15: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil A Modulformation 03





## D-Dome 10° System

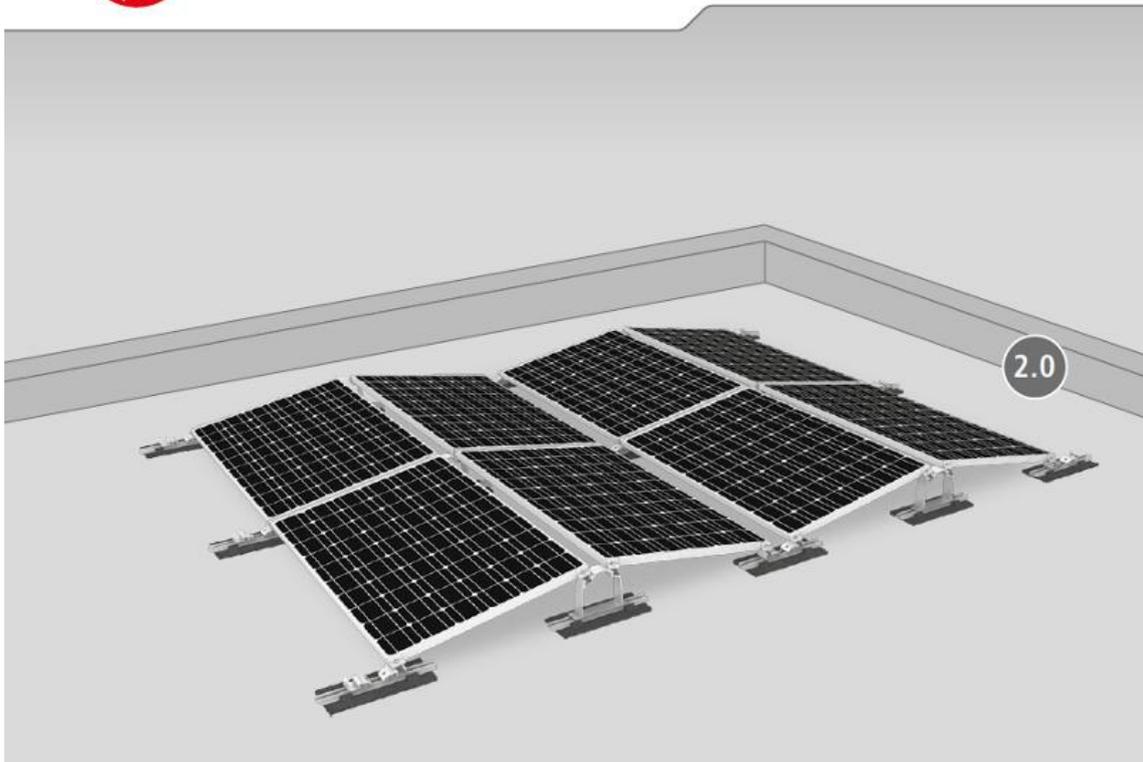


Abbildung 17: K2 D-Dome 2.0 Montagesystem für Flachdach

### **Gebäudeteil C**

Der Gebäudeteil C ist ganz besonders von der Schattenhäufigkeit betroffen. Durch den Schattenwurf des Gebäudeteils B sind einzelne Module bis zu 67% verdeckt. Um die Anlage zu verkleinern und um einen besseren Eigenverbrauch zu erzielen, werden die Module auf dem Gebäudeteil C entfernt. So entfallen auch die zusätzlichen Reinigungskosten.

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

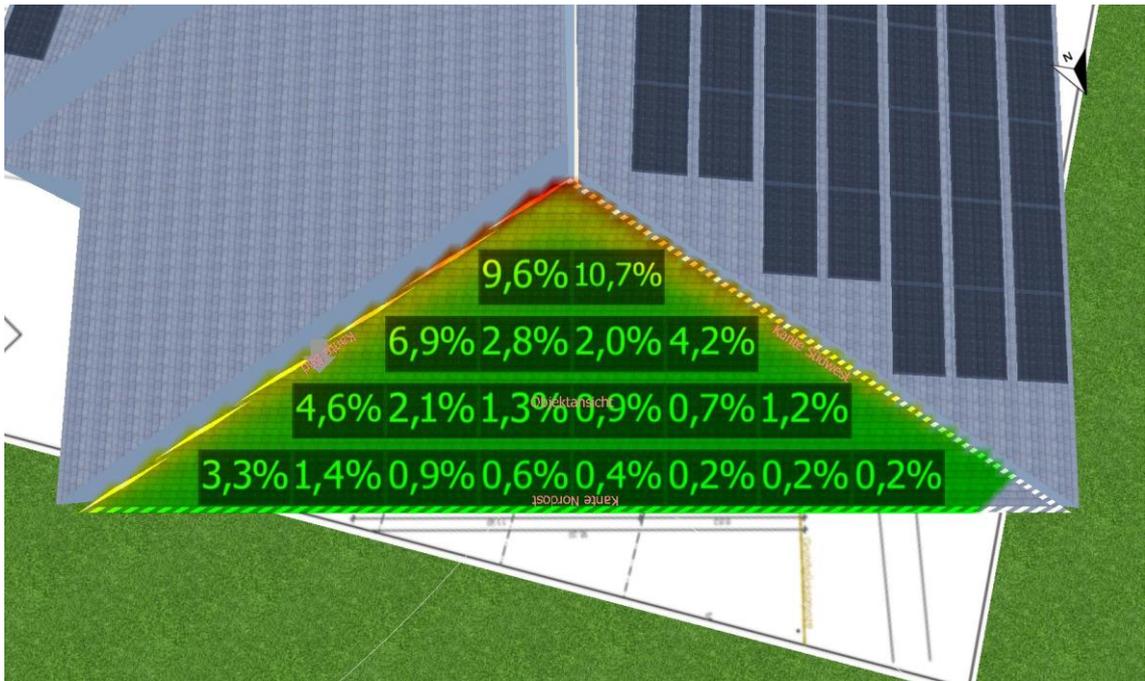


Abbildung 18: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil C Mod. 09

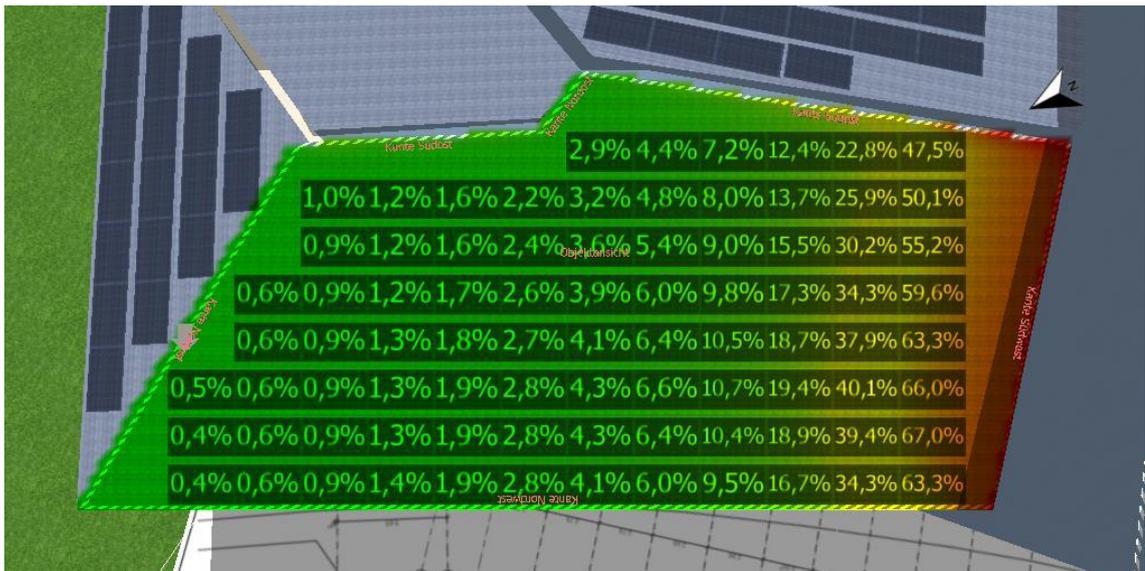


Abbildung 19: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil C Mod. 8

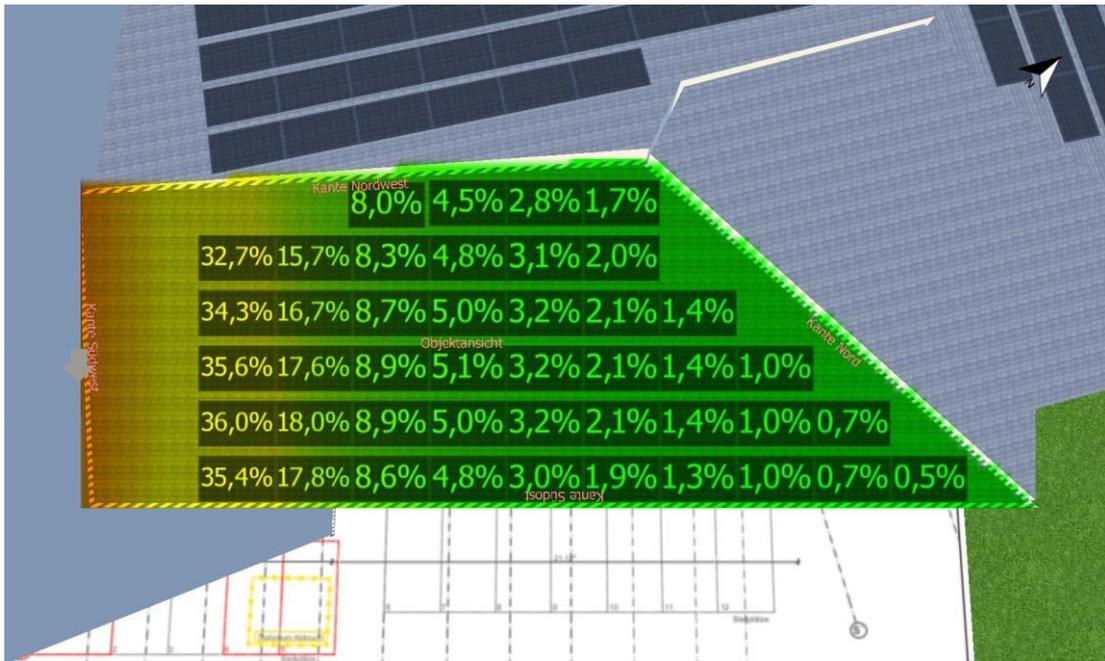


Abbildung 20: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil C Mod. 10 & 1

Auch bei der Animation des Sonnenganges ist deutlich zu sehen, dass ein sehr großer Teil des Gebäudeteils C verschattet ist

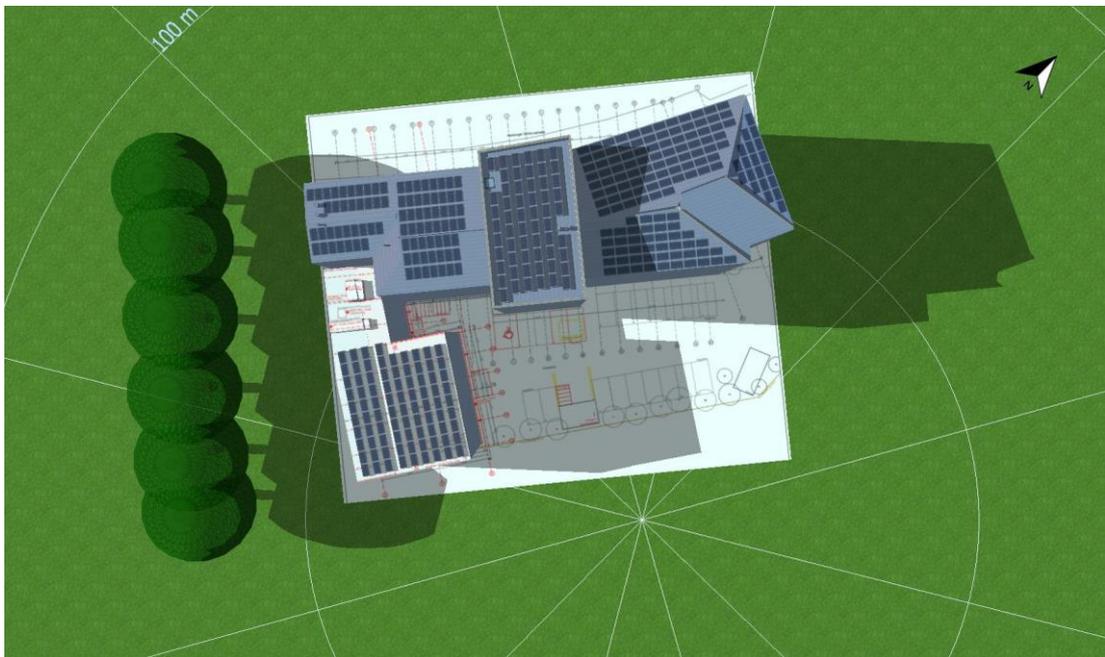


Abbildung 21: Animation des Sonnenganges

### Gebäudeteil D

Der Gebäudeteil D wird nicht von anderen Gebäuden oder Gegenständen verschattet. Die Module sind horizontal ausgerichtet, um die Verschattung von der vorderen Reihe der Module zu minimieren. Sowie bei dem Gebäudeteil B wird hier ebenfalls die Modulaufständerung von K2 verwendet, dadurch kann die Sonneneinstrahlung auf der Nordost Richtung ebenfalls genutzt werden.

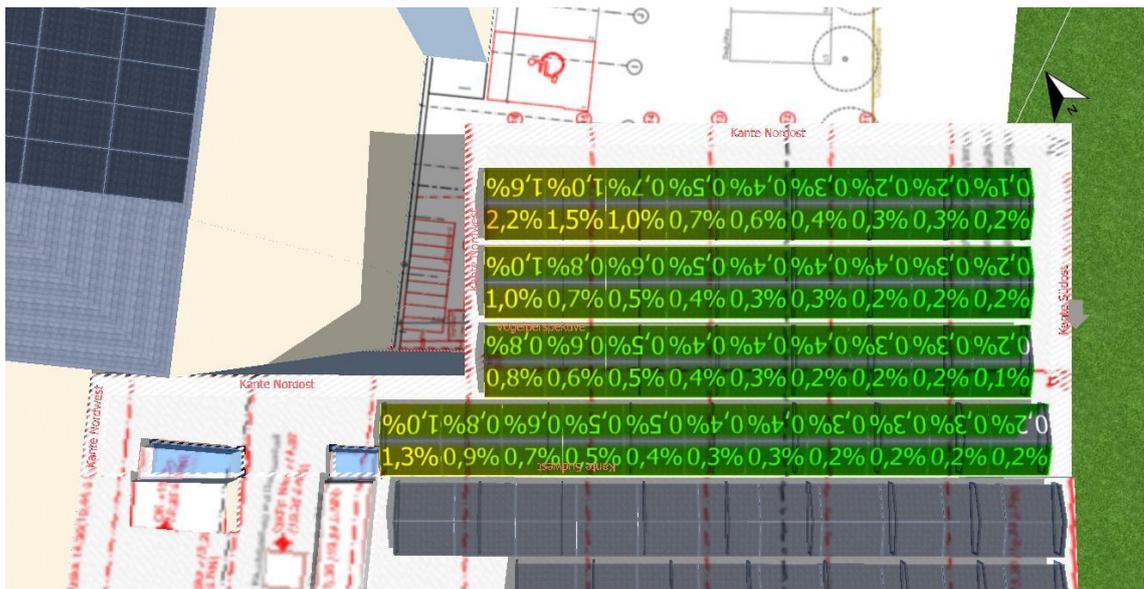


Abbildung 22: Schattenhäufigkeit Gebäudeteil D mit K2 Aufständerung

### 5.4 Zweite Auslegung

Als Ergebnis der zweiten Simulation wurden 286 Module geplant und es gibt nur noch 4 Wechselrichter. Die Generatorleistung beträgt 90,09 kWp. Hierbei wurde eine Fläche von 477,1 m<sup>2</sup> belegt.



Abbildung 23: Auslegung zweite Simulation

Die PV-Generatorenergie, also die erzeugte Energie durch die PV-Anlage, liegt bei 75.207 kWh/Jahr. Von den 75.207 kWh/Jahr werden nur noch 7.650 kWh/Jahr in das Netz eingespeist. Die Anlage wird zu 89,0% genutzt und die Ertragsminderung durch die Abschattung liegt jetzt nur noch bei 3,8%. Somit sind durch die Abschattung im Vergleich zur ersten Simulation, 5,9% weniger Verluste zu verzeichnen.

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

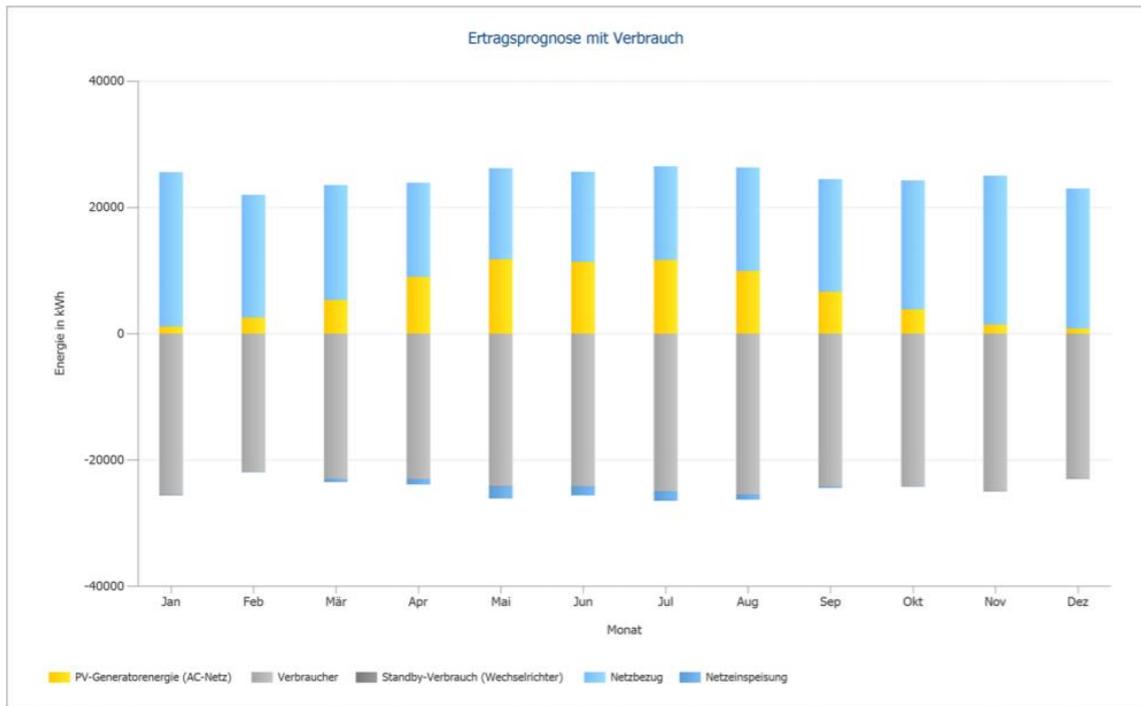


Abbildung 24: Ertragsprognose mit Verbrauch

89,9% des erzeugten Stroms wird direkt von den Verbrauchern im Gebäude genutzt. Durch diese Auslegung werden 35.347 kg/Jahr CO<sub>2</sub> vermieden. Es können

$$\frac{100\%}{288.486,2 \frac{kWh}{Jahr}} * 67.559 \frac{kWh}{Jahr} = 23,4\%$$

des benötigten Stroms durch die Anlage gedeckt werden. Wie in der Abbildung 24: Ertragsprognose mit Verbrauch) zu sehen, ist die Einstrahlung pro Modulfläche bei allen belegten Flächen ähnlich. Somit beträgt die Einstrahlung jährlich zwischen 883,1 kWh/m<sup>2</sup> und 998,0 kWh/m<sup>2</sup>.

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

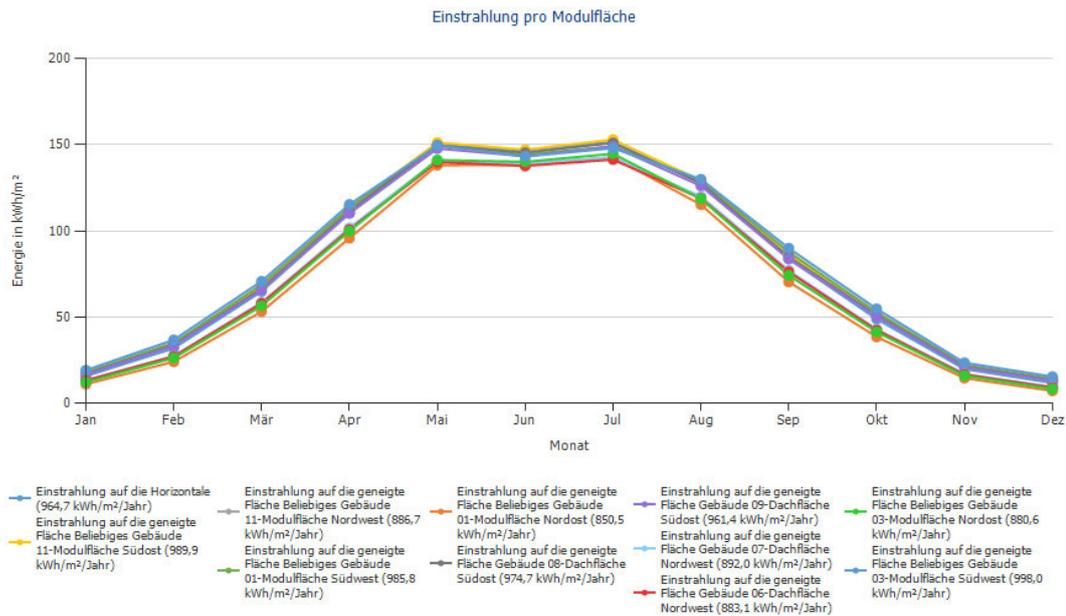


Abbildung 25: Einstrahlung pro Modulfläche

Auch bei dieser Auslegung wurden die Reinigungskosten für den Gebäudeteil A und C berücksichtigt. Die Belegte Fläche beträgt  $140,1 \text{ m}^2$  und weist somit jährliche Kosten von

$$2,50 \frac{\text{€}}{\text{m}^2} * 140,1 \text{ m}^2 = 350,25 \text{ €/ Jahr}$$

auf. Die Investitionskosten für die Anlage belaufen sich auf

$$\frac{1.500 \text{ €}}{\text{kWp}} * 90,1 \text{ kWp} = 135.150 \text{ €}.$$

Die Anlage muss 11 Jahre laufen, bis sie sich rentiert. Im Durchschnitt können  $14.952,61 \text{ €/Jahr}$  nur durch den Strom der PV-Anlage eingespart werden. Nach 20 Jahren kann mit der Anlage ein kumulierter Cashflow von  $153.345,96\text{€}$  erzielt werden.

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

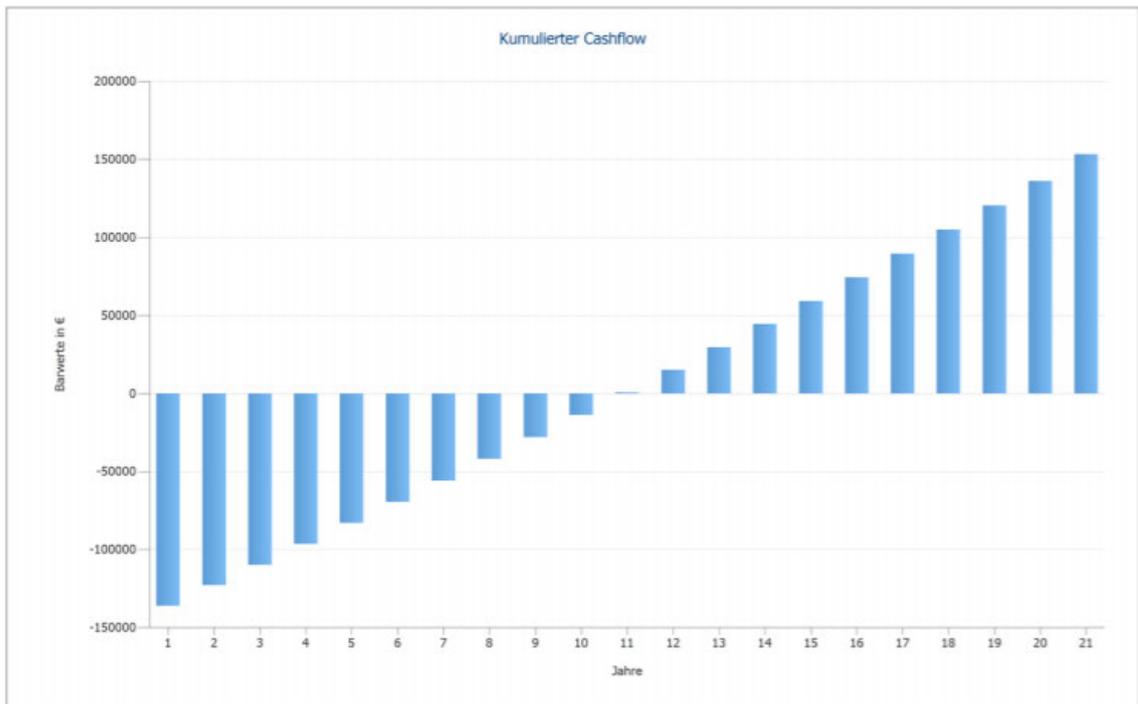


Abbildung 26: Kumulierter Cashflow

### 5.5 Dritte Auslegung

Bei der dritten Auslegung wird die Modulbelegung der ersten Auslegung als Grundlage verwendet und in Kombination mit einem Speicher erweitert. Mit dem Speicher kann versucht werden die erzeugte Energie der PV-Anlage, welche andersfalls in das Netz eingespeist werden sollte, zu speichern. Im Nachhinein muss untersucht werden, ob sich die Investitionskosten der Batterie durch den gespeicherten Strom decken.

Als Batteriewechselrichter ist der Sunny Tripower Storage 60 in die Planung integriert worden. Der SMA Batteriewechselrichter Sunny Tripower Storage 60 wandelt den nicht benötigten Wechselstrom in Gleichstrom um, welcher dann in der Batterie zwischengespeichert werden kann. Er hat mit 75 kVA, bei 77 kg und einem Wirkungsgrad von 98,8% erstaunlich hohe Leistungsdaten. Dieser Akkumulator kann Energie sehr schnell speichern und genauso schnell wieder abgeben. Im Anhang befindet sich ein Informationsblatt zu Sunny Tripower Storage 60.

Als kompatiblen Speicher habe ich den Lithiumspeicher TS HV 70 von Testvolt ausgewählt. Dieser Speicher wirbt mit besonders niedrigen Kosten pro gespeicherte Kilowattstunde. Die Lebensdauer beträgt etwa 30 Jahre und er verfügt über 8.000 Vollzyklen. Die Batterie besteht aus 14 Batteriemodulen und verfügt über einen Energiespeicher von 67 kWh. Der Wirkungsgrad der Batterie liegt bei 98%. Die Zellen selbst sind von Samsung SDI. Wichtig ist auch die richtige Umgebungstemperatur der Batterie. Kälte sowie auch Hitze bewirken ein Absinken der Leistung, daher sollte sich die Batterie in einem Raum mit einer stabilen Temperatur befinden. Testvolt arbeitet bereits mit SMA zusammen und bietet seinen Lithiumspeicher in Kombination mit dem Sunny Tripower Storage 60 an. Im Anhang befinden sich weitere Informationen zu den technischen Daten von Sunny Tripower Storage 60 und Testvolt TS HV 70.

Da für diese Simulation die PV-Anlage aus der ersten Simulation verwendet wurde, bleiben die Werte der erzeugten Leistung sowie auch der Anlagenutzungsgrad gleich. Von den erzeugten 101.469 kWh/Jahr werden jetzt nur noch 12.861 kWh/Jahr in das öffentliche Netz eingespeist. Dementsprechend werden 8.307 kWh/Jahr in der Batterie gespeichert. In der folgenden Abbildung wird gezeigt, wie

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

viel Solarenergie in der Batterie gespeichert werden kann, ohne dass sie in das Stromnetz eingespeist werden muss. Dadurch erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil von 79,2% auf 87,3%. Die gelb markierten Balkenabschnitte stellen die PV-Generatorleistung dar. Die grauen Balkenabschnitte zeigen den direkten Eigenverbrauch, die blauen die Netzeinspeisung und die grünen zeigen die Batterieladung im Bezug zu der PV-Generatorleistung.

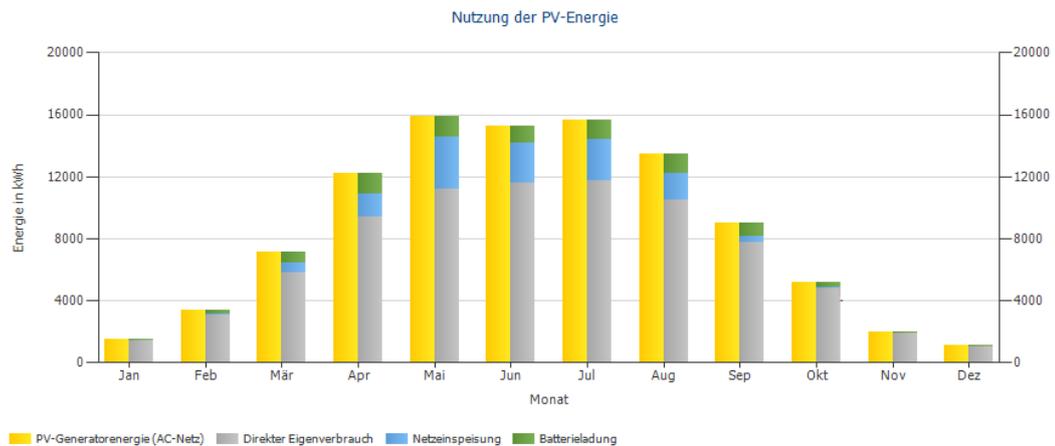


Abbildung 27: Nutzung der PV-Energie mit Batterie

Die Batterie kann 8.307 kWh/Jahr speichern. Es entstehen jedoch Verluste von 293 kWh/Jahr durch das Laden und Entladen. Ebenso entstehen in der Batterie Verluste, z.B. durch die Selbstentladung, welche bei 133 kWh/Jahr liegen.

Nach 20 Jahren ergibt sich ein gesamter Geldfluss (kumulierter Cashflow) von 12.423,09 €. Damit sich die Anlage rentiert, muss die Laufzeit von 18,8 Jahren gewährleistet sein. Für die Investitionskosten werden 2.600 €/kWp angenommen. 1.500 € davon fallen für die PV-Anlage mit dem Wechselrichter an und 1.100€/kWp für den Batteriespeicher mit dem Batteriewechselrichter. Somit entstehen Investitionskosten von insgesamt

$$\frac{2.600 \text{ €}}{\text{kWp}} * 131,7 \text{ kWp} = 342.420 \text{ €}.$$

## 5 Auslegung der PV-Anlage mit PV\*SOL

Durch die Verwendung der Batterie steigt der Autarkiegrad auf

$$\frac{100\%}{288.486,2 \frac{kWh}{Jahr}} * 88.250 \frac{kWh}{Jahr} = 30,6\%.$$

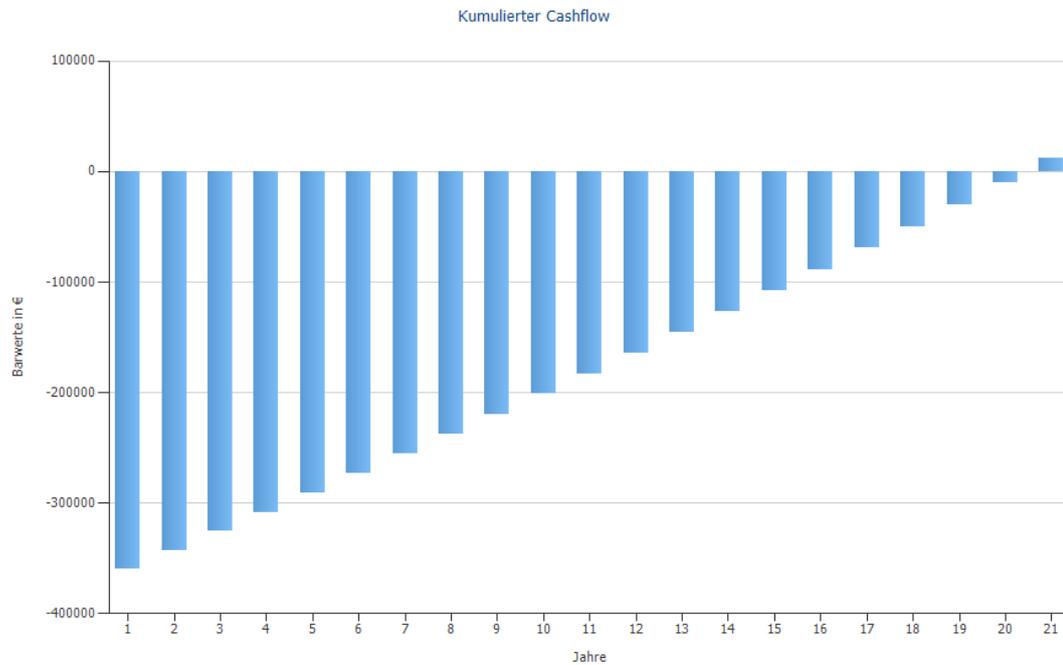


Abbildung 28: Kumulierter Cashflow PV-Anlage mit Batteriespeicher

## 6 Wirtschaftlichkeits- und Ertragsauswertung

### 6.1. Ertragsauswertung

In der Vergangenheit wurde der Strom aus PV-Anlagen laut AMEV zu 100% in das öffentliche Netz eingespeist, da die Vergütung höher war als der Strombezugspreis. Dies hat sich seit dem EEG 2017 geändert. Da für jede eingespeiste kWh aktuell höchstens 10 Cent gezahlt werden, jedoch durch jede selbst genutzte kWh abhängig vom Tarif circa 30 Cent eingespart werden können, lohnt es sich derzeit generell, Anlagen für eine eigenverbrauchsorientierte Auslegung zu errichten. [14, 27]

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, so viel Strom wie möglich mit der PV-Anlage einzusparen und so wenig wie möglich in das öffentliche Netz einspeisen zu müssen. Für einen direkten Vergleich sind die Kenndaten der drei Szenarien in der folgenden Tabelle noch einmal zusammengefasst.

*Tabelle 3: vergleich der Simulationen*

	<b>erste Simulation</b>	<b>zweite Simulation</b>	<b>dritte Simulation</b>
<b>PV-Generatorleistung</b>	131,7 kWp	90,1 kWp	131,7 kWp
<b>Spez. Jahresertrag</b>	770,63 kWh/kWp	834,80 kWh/kWp	770,63 kWh/kWp
<b>Anlagennutzungsgrad (PR)</b>	82,40%	89,00%	82,40%
<b>Ertragsminderung durch Abschattung</b>	9,7%/Jahr	3,8%/Jahr	9,7%/Jahr
<b>PV-Generatorenergie (AC-Netz)</b>	101.469 kWh/Jahr	75.207 kWh/Jahr	101.469 kWh/Jahr
<b>Direkter Eigenverbrauch</b>			80.301 kWh/Jahr
<b>Eigenverbrauch</b>	80.365 kWh/Jahr	67.559 kWh/Jahr	
<b>Netzeinspeisung</b>	21.108 kWh/Jahr	7.650 kWh/Jahr	12.861 kWh/Jahr
<b>Abregelung am Einspeisepunkt</b>	0 kWh/Jahr	0 kWh/Jahr	0 kWh/Jahr
<b>Batterieladung</b>			8.307 kWh/Jahr

<b>Eigenverbrauchsanteil</b>	79,20%	89,80%	87,30%
<b>Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	47.690 kg/Jahr	35.347 kg/Jahr	47.490 kg/Jahr
<b>Gesamtverbrauch</b>	288.606 kWh/Jahr	288.564 kWh/Jahr	288.606 kWh/Jahr
<b>gedeckt durch PV</b>	80.365 kWh/Jahr	67.559 kWh/Jahr	80.301 kWh/Jahr
<b>gedeckt durch Netz</b>	208.242 kWh/Jahr	221.006 kWh/Jahr	200.353 kWh/Jahr
<b>gedeckt durch Batterie netto</b>			7.949 kWh/Jahr
<b>Autarkiegrad / Solarer Deckungsanteil</b>	27,80%	23,4%	30,6%

Die Generatorleistung in der ersten Simulation ist um 18,7% höher als in der zweiten. Für die Auswertung ist jedoch besonders der spezifische Jahresertrag von Bedeutung, welcher bei der zweiten Simulation höher ist. Der spezifische Ertrag bezieht die tatsächliche Stromproduktion der Photovoltaikanlage in kWh auf die Nennleistung der Photovoltaikanlage in kWp. So können die Anlagen direkt verglichen werden, obwohl die Größen der Anlage unterschiedlich sind.

Mit der Batterie können 8.307 kWh/Jahr von dem erzeugten Strom gespeichert werden. Im Vergleich zu der ersten Simulation erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil um 8,1%, jedoch sinkt die vermiedene CO<sub>2</sub>-Emission mit der Anschaffung der Batterie.

## 6.2. Investitionskosten

Seit 2012 sind die Investitionskosten für PV-Anlagen um 50% gesunken. Ein großer Anteil der Kosten entfällt auf die Installation. Zu den Investitionskosten zählen die Kosten für die PV-Anlage, den Wechselrichter, die Verdrahtung, die Unterkonstruktion, die Montage und den Netzanschluss. Für die Auswertung der Investitionskosten wurden sowohl Angebote angefragt als auch realitätsnahe Annahmen getroffen. Alle Kosten werden als Netto angegeben und sind gerundete

## 6 Wirtschaftlichkeits- und Ertragsauswertung

---

Werte. Für die Kosten des Stromspeichers wurden pauschal 1.400 € pro Kilowattstunde-Speicherkapazität angenommen.

$$1.400 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 67,2 \text{ kWh} = 94.080 \text{ €}$$

Die Kosten sowie die Planung für den Blitzschutz wurden vernachlässigt, da in dem Bestandsgebäude bereits ein Blitzschutz vorhanden ist.

Tabelle 4: Kostenanalyse

Komponente	Einkaufspreis	S1 in €	S2 in €	S3 in €
<b>Module</b>	140 €/Stk.	58.520	40.040	58.520
<b>Unterkonstruktion</b>	50 €/Stk.	7.150	7.150	7.150
<b>Schrauben und Leitungen</b>	100 €/kWp	13.167	9.010	13.167
<b>Wechselrichter SMA 25000TL-30</b>	2.800 €/Stk	11.200	2.800	11.200
<b>Wechselrichter SMA 20000TL-30</b>	2.600 €/Stk.	2.600	5.200	2.600
<b>Wechselrichter SMA 12000TL-30</b>	2.500 €/Stk.	2.500	2.500	2.500
<b>Montage</b>	150 €/kWp	19.750	13.515	19.750
<b>Netzanschluss inkl. Abnahme und Zähler</b>	1000 €	1.000	1.000	1.000
<b>Batterie</b>	1400 €/kWh	-	-	94.080
<b>Batterie Einbau</b>	4000 €	-	-	4000
<b>Summe</b>		115.887	81.215	213.967

Die Auswertung zeigt, dass die zweite Simulation den geringsten Kostenaufwand hat. Die dritte Simulation kann zwar den meisten eigenerzeugten Strom verbrauchen, jedoch ist es aber auch die teuerste Investition.

### 6.3. Betriebskosten

Neben den Investitionskosten müssen auch die laufenden Betriebskosten berücksichtigt werden. Zu den Betriebskosten zählen die jährlichen Reparatur-, Reinigungs- und Wartungskosten sowie die Kosten für die benötigten Versicherungen, die ebenfalls in diesem Turnus anfallen. Die Reparatur- und Wartungskosten beziehen sich nicht nur auf die PV-Anlage, sondern beinhaltet auch Dienstleistungen wie beispielsweise die Reparatur- und Wartung an den Wechselrichtern. Die Reparatur und Wartungskosten werden nach einem Tagessatz für zwei Mitarbeiter berechnet.

$$2 \text{ Mitarbeiter} * 8,5 \text{ h} * 65 \frac{\text{€}}{\text{h}} = 1.105 \text{ €}$$

Zu den Versicherungen zählen die Haftpflichtversicherung und die Photovoltaikversicherung. Die Summe der Versicherungen verändert sich nicht mit der Einbeziehung eines Batteriespeichers.

*Tabelle 5: Betriebskosten*

<b>Kosten</b>	<b>Jahreskosten</b>	<b>S1 in €/Jahr</b>	<b>S2 in €/Jahr</b>	<b>S3 in €/Jahr</b>
<b>Reparatur und Wartung</b>	1.105 €	1.105	1.105	1.105
<b>Reinigung</b>	2,50 €/m <sup>2</sup>	980	350,25	980
<b>Versicherung</b>	250 €	250	250	250
<b>Summe</b>		2.335	1705,25	2.335

### 6.4. Analyse

Nachdem alle Kosten aufgeführt wurden, können diese im Vergleich zu den Erträgen analysiert werden. Der Gewinn und die Amortisationsdauer beziehen sich auf eine Laufzeit von 20 Jahren. Da die Einspeisevergütung nur geringe Einnahmen verspricht und ca. 80% des eigenen Stroms genutzt werden, ergibt sich der wirtschaftliche Vorteil nur aus der Ersparnis durch den Eigenverbrauch. Der Strombezugspreis ist teurer als die Stromgestehungskosten des Solarstroms.

## 6 Wirtschaftlichkeits- und Ertragsauswertung

---

Stromgestehungskosten umfassen alle Kosten, die für die Erzeugung von Strom durch die erneuerbaren Energien auftreten. Die Differenz wird ebenfalls durch den Eigenverbrauch eingespart. Die Moduldegradation von 15% innerhalb der 20 Jahre sowie die Degradation der Batterie wurden in der Gewinnanalyse berücksichtigt. Zusätzlich wird die Amortisationsdauer aufgeführt. Der endgültige Gewinn, der als kumulierter Cashflow aufgezeigt wird, setzt sich nur aus der Ersparnis des Strombezugspreises zusammen und nicht aus der EEG-Umlage.

Tabella 6: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>
<b>PV-Generatorleistung</b>	131,7 kWp	90,1 kWp	131,7 kWp
<b>Spez. Jahresertrag</b>	770,63 kWh/kWp	834,80 kWh/kWp	770,63 kWh/kWp
<b>Investitionskosten</b>	115.887	81.215	213.967
<b>Betriebskosten</b>	2.335	1705,25	2.335
<b>Kumulierter Cashflow</b>	146.015,91 €	174.754,95 €	46.738,66 €
<b>Mindestlaufzeit der Anlage</b>	13,1 Jahre	9,7 Jahre	18,8 Jahre
<b>Einsparungen Strombezug im ersten Jahr</b>	17.503,98 €	14.734,38 €	19.228,59 €
<b>Stromgestehungskosten</b>	0,12 €/kWh	0,10 €/kWh	0,19 €/kWh
<b>CO<sub>2</sub>-Einsparung</b>	47.690 kg/Jahr	35.347 kg/Jahr	47.490 kg/Jahr

## 7 Fazit

Die unter wirtschaftlichen Aspekten untersuchten Simulationen ergaben mit dem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, dass der Einsatz von PV-Anlagen in Bezug auf die Betriebskosten des Gebäudes eine finanzielle Entlastung darstellt. Mit allen drei Auslegungen konnten Einsparungen erzielt werden.

Die erste Simulation diente vor allem dazu, sich erst einmal an das Programm heran zu tasten, um grundlegende Erkenntnisse, wie die ersten Eindrücke der zu erwartenden Leistungen, gewinnen zu können. Diese legt aber vor allem den Grundstein für die weiteren Untersuchungen. So wurde ersichtlich, welche maximale Leistung auf bzw. an den jeweiligen Gebäuden erzielt werden könnte. Besonders hervorgehoben hat sich die Fassade mit der Süd-West-Ausrichtung, welche sich aufgrund der fehlenden Fenster besonders gut für eine PV-Anlage eignet. Jedoch hat diese Formation entgegengesetzt der Erwartungen leider nicht die gewünschten Ergebnisse erzielt, dennoch konnte diese Simulation mit 47.690 kg/Jahr der meiste CO<sub>2</sub>-Austoß vermeiden. Ein weiterer Vorteil der ersten Auslegung ist außerdem die hohe Leistung, welche sich auf 131,7 kWp beläuft und unterdessen auch die damit verbundene Einsparung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz von 146.015,91 €.

Nachdem die Module an der Fassade und an dem Gebäudeteil C entfernt wurden, hat sich die Leistung der Anlage auf 90,1 kWp verringert. Die Aufständigung der Module auf dem Gebäudeteil B und D wurde verändert. Dadurch konnte der Stromüberschuss, der gegen Mittag eintritt, vermieden und somit mehr Strom zum Eigenverbrauch genutzt werden. Nach 20 Jahren wurden durch die Einsparung des Strombezugs 174.754,95 € gespart und 35.347 kg/Jahr CO<sub>2</sub> vermieden.

Bei der dritten Auslegung sollte mithilfe eines Batteriespeichers der Eigenverbrauch der ersten erhöht werden, um die Strombezugskosten zu senken. Hierbei wurde festgestellt, dass die Batterie 7.949 kWh/Jahr speichert und damit der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zu der ersten Auslegung um 8,1% gestiegen ist. Durch den Einsatz der Batterie sinkt jedoch das Einsparpotential vom CO<sub>2</sub> um 200 kg/Jahr. Außerdem entstehen für die Batterie zusätzliche Anschaffungskosten im Wert von 94.080 €.

Durch den direkten Vergleich der unterschiedlichen Szenarien zeigt sich, dass die zweite Variante den höchsten spezifischen Jahresertrag erbringt, die geringsten Investitionskosten verursacht und den höchsten kumulierten Gewinn erzielt. Auch wenn das Ergebnis der zweiten Simulation zu einer geringeren Generatorleistung führt, kann durch die minimierte Verschattung und eine intelligentere Auslegung, ein höherer Gewinn erzielt werden. Zudem ist hierbei auch nur die geringste Mindestlaufzeit von insgesamt 9,7 Jahren zu erreichen und die geringsten Stromgestehungskosten verursacht, welche sich auf 0,10 €/kWh belaufen.

Ein wichtiger Aspekt ist bei solchen Vorhaben immer die Finanzierung. Anders als bei privaten Gebäuden, verläuft der Geldfluss bei einer öffentlichen Einrichtung wie dieser, nicht über die zuvor erwähnten Kredite, sondern wird mithilfe von dafür vorgesehenen Anträgen bei den zuständigen Behörden beantragt und entsprechend zugewiesen. Dabei ist darauf zu achten nicht mit zu hohen Investitionskosten zu kalkulieren.

Werden die unterschiedlichen Einsparpotentiale der einzelnen Varianten betrachtet, so lassen sich verschiedene Vorteile hervorheben. Die Variante drei birgt durch die höchste Einsparung des Strombezugs, den größten finanziellen Vorteil. Die erste Variante hatte hingegen den größten Effekt bei der Einsparung in Bezug auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Trotzdem hat die zweite Auslegung die effizienteste Belegung, wodurch der höchste Eigenverbrauchsanteil erzielt wird. Da die Energiekosten voraussichtlich in den nächsten Jahren steigen werden, kann mit dem hohen Eigenverbrauchsanteil, hinsichtlich der 20 Jahre, die meisten Strombezugskosten eingespart werden.

### 8. Ausblick

Wie auch in vielen anderen Städten, wird auch in Hamburg der Ausbau regenerativer Energien thematisiert. In der Hansestadt hat dies einen besonderen Stellenwert, da konkrete Ziele als Teil der Hamburger Innovationsstrategien konkret behandelt werden. Am 03. Dezember 2019 wurde vom Senat der neue Klimaplan und das neue Klimaschutzgesetz für die kommenden zehn Jahre beschlossen. Bis 2030 soll der CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 55% sinken und bis 2050 soll Hamburg klimaneutral werden. Ein Teil des Klimaschutzes ist die Dachnutzungsflucht, welche für Neubauten und für alle Dachsanierungen im Gebäudebestand gelten. Damit es für die Nutzer und Verbraucher rentabel ist, muss die Abschaffung des „52-GW-Deckels“ im EEG für die Vergütungssätze neuer PV-Anlagen erfolgen. [33, 34]

Es gibt trotzdem bereits die Möglichkeit, insbesondere für öffentliche Gebäude, einen Teil dazu beizutragen und sich den Hamburger Zielen in Punkto CO<sub>2</sub>-Ausstoß proaktiv anzuschließen. Mehrere Schulen in Hamburg haben sich schon dazu entschlossen mit PV-Anlagen als Vorbild voran zu gehen und ihren eigenen Beitrag dazu zu leisten. Auf dem Energieportal Hamburg ist das Gymnasium Grootmoor, die Goethe-Schule-Harburg und das Helmut-Schmidt-Gymnasium aufgelistet. Deren Last sowie die Erzeugung kann aktuell verfolgt werden. Das HAW Gebäude Berliner Tor 7 hat ebenfalls eine PV-Anlage auf dem Dach und erreicht eine Nennleistung von 3,4 kWp.

Durch die Berechnungen, ob sich eine PV-Anlage für die TUHH lohnen bzw. rentieren würde, sind sehr eindeutig ausgefallen. Sie kann in diesem Fall zur Kostenentlastung führen und ebenfalls als Beitrag für die Erreichung der Hamburger Energie Ziele beitragen. Die gewonnenen Einsparungen könnten beispielsweise für andere Projekte oder für die in dem Gebäude befindlichen Labore verwenden werden. Die TUHH würde mit der PV-Anlage nicht nur einen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-armen Stromversorgung leisten, sondern auch der Lehre und Forschung dienen.

www.axitecsolar.com



high quality german solar brand



## AXIpremium 290 - 315 Wp

**Elektrische Daten** (bei Standard-Testbedingungen (STC) Einstrahlung 1000 Watt/m<sup>2</sup> mit Spektrum AM 1,5 bei einer Zelltemperatur von 25°C)

Typ	Nennleistung P <sub>mp</sub>	Nennspannung U <sub>mp</sub>	Nennstrom I <sub>mp</sub>	Kurzschlussstrom I <sub>sc</sub>	Leerlaufspannung U <sub>oc</sub>	Modul Wirkungsgrad
AC-290M/60S	290 Wp	32,01 V	9,06 A	9,54 A	39,42 V	17,72 %
AC-295M/60S	295 Wp	32,25 V	9,15 A	9,67 A	39,56 V	18,02 %
AC-300M/60S	300 Wp	32,37 V	9,27 A	9,74 A	39,72 V	18,33 %
AC-305M/60S	305 Wp	32,41 V	9,42 A	9,83 A	39,81 V	18,63 %
AC-310M/60S	310 Wp	32,51 V	9,54 A	9,94 A	39,94 V	18,94 %
AC-315M/60S	315 Wp	32,79 V	9,61 A	10,03 A	40,16 V	19,24 %

**Aufbau**

Vorderseite 3,2 mm gehärtetes, reflexarmes Weißglas

Zellen 60 monokristalline Hochleistungszellen

Rückseite Verbundfolie

Rahmen 35 mm silberner Aluminiumrahmen

**Mechanische Daten**

L x B x H 1650 x 992 x 35 mm

Gewicht 18,1 kg mit Rahmen

**Anschluß**

Anschlussdose Schutzklasse IP68 (3 Bypassdioden)

Leitung ca. 1,1 m, 4 mm<sup>2</sup>

Stecksystem Stecker/Buchse IP68

**Grenzwerte**

Systemspannung 1000 VDC

NOCT (nominal operating cell temperature)\* 45°C +/-2K

Max. Belastbarkeit 5400 N/m<sup>2</sup>

Rückwärtsbestromung IR 20,0 A

Zulässige Betriebstemperatur -40°C bis +85°C

(Es dürfen keine ext. Spannungen größer U<sub>oc</sub> am Modul angelegt werden)

\*NOCT, Bestrahlungsstärke 800 W/m<sup>2</sup>; AM 1,5; Windgeschwindigkeit 1 m/sec; Temperatur 20°C

**Temperaturkoeffizienten**

Spannung U<sub>oc</sub> -0,29 %/K

Strom I<sub>sc</sub> 0,04 %/K

Leistung P<sub>mp</sub> -0,39 %/K

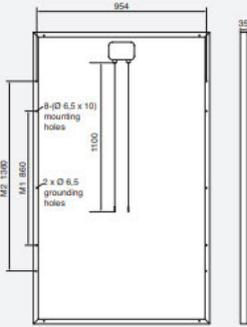
**Schwachlicht** (Beispiel AC-300M/60S)

I-U Kennlinie	Strom	Spannung
200 W/m <sup>2</sup>	2,15 A	30,17 V
400 W/m <sup>2</sup>	3,71 A	31,20 V
600 W/m <sup>2</sup>	6,05 A	31,81 V
800 W/m <sup>2</sup>	7,57 A	32,10 V
1000 W/m <sup>2</sup>	9,27 A	32,37 V

**Verpackung**

Anzahl der Module pro Palette 30 Stck.

Anzahl der Module pro HC-Container 840 Stck.

Alle Maße in mm

Änderungen der technischen Daten sind ohne Vorankündigung möglich. Alle Rechte und Irrtümer vorbehalten. Die Messtoleranzen betragen +/-3%

Abbildung 29: Axitec Datenblatt

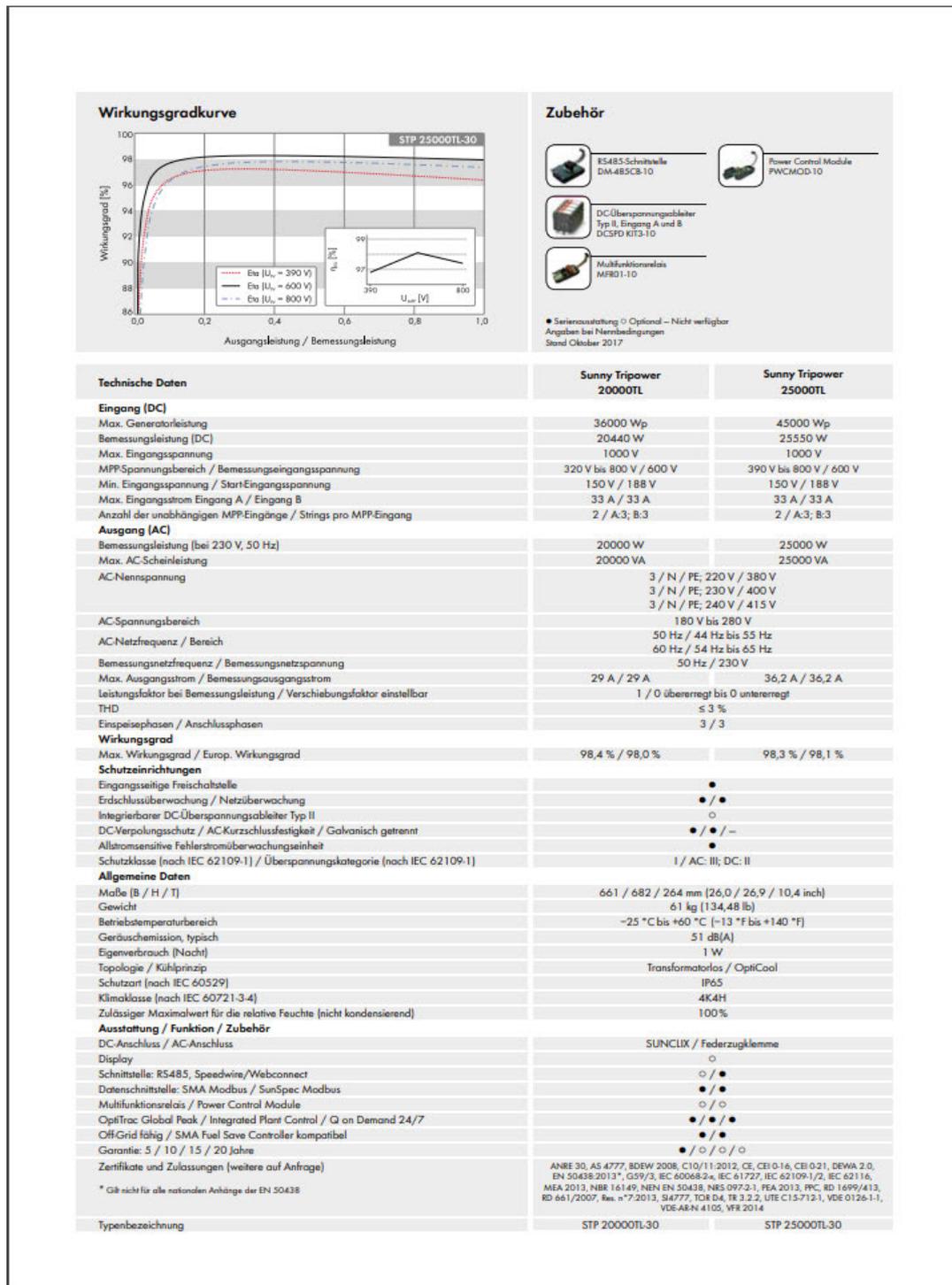


Abbildung 30: Datenblatt Wechselrichter

# SUNNY TRIPOWER STORAGE 60

## Höchste Leistungsdichte für flexible Anwendungsmöglichkeiten



ÜBERSICHT    DOWNLOADS

SUNNY TRIPOWER STORAGE 60    [Zum Handelspartner](#)

Der neue Sunny Tripower Storage 60 ist die perfekte Lösung für gewerbliche und industrielle Speicheranwendungen. Durch seine modulare Erweiterbarkeit garantiert der Sunny Tripower Storage 60 maximale Flexibilität bis in den MW-Bereich. Kunden im gewerblichen und industriellen Segment profitieren von außergewöhnlicher Vielseitigkeit bei geringen Kosten. Ob Spitzenlastmanagement, Time of Use-Tarife (ToU) und die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs für netzgekoppelte Systeme oder Kraftstoffersparung für PV-Diesel-Hybridanwendungen – der Sunny Tripower Storage bietet vielseitige Einsatzmöglichkeiten und Chancen für neue Geschäftsmodelle.

### Effizient

- Höchste Leistungsdichte mit 75 kVA bei nur 77 kg Gewicht
- Maximaler Wirkungsgrad 98,8 %

### Vielseitig

- Vier-Quadrantenbetrieb
- Geeignet für Hochvoltbatterien
- Einfach zu integrieren durch Standard Modbus Kommunikation

### Skalierbar

- Maximale Flexibilität durch modulare Erweiterbarkeit bis in den MW Bereich
- Speicherkapazität kundenspezifisch wählbar
- Ein einziger Inverter Manager steuert bis zu 20 Wechselrichter

### Universell

- Die perfekte Ergänzung für Ihre SMA Solarlösung
- Ideal für gewerbliche- und industrielle Anlagen
- Kompatibel zu ennexOS

Abbildung 31: Information Sunny Tripower Storage 60

## SMA SUNNY TRIPOWER STORAGE 60

TESVOLT TS HV 70 Speicher Systeme sind für den Einsatz mit 3-phasigen SMA Sunny Tripower Storage 60 Batteriewechselrichtern optimiert und als System perfekt auf die Bedürfnisse von Gewerbe und Industrie abgestimmt. Mit ihm lassen sich Speicherlösungen bis in den Megawattbereich realisieren. Dank des im Inverter Manager integrierten Energiemanagements und der hohen

C-Rate der TESVOLT TS HV 70 Speicher Systeme können unterschiedlichste Netzsystemdienstleistungen zur Verfügung gestellt werden. Das System eröffnet gleichzeitig neue wirtschaftliche Perspektiven – denn die Investitionskosten liegen deutlich unter denen herkömmlicher Speichersysteme. TESVOLT TS HV 70 Speicher Systeme gehören zu den langlebigsten Produkten am Markt.

### Technische Daten SMA STPS 60

Nennladeleistung (AC)	60 kVA
Nennentladeleistung (AC)	75 kVA
DC-Spannungsbereich	575 bis 1000 V
Abmessungen (H x B x T)	740 x 570 x 306 mm
max. Wirkungsgrad	98,8%
Eigenverbrauch (Standby)	< 3 W
Betriebstemperatur	-25 bis 60 °C
Gewicht	77 kg
Schutzart	IP 65   NEMA 3R
Kommunikation	Modbus TCP/IP
Topologie	transformatorlos



SMA Sunny Tripower Storage 60 mit SMA Inverter Manager

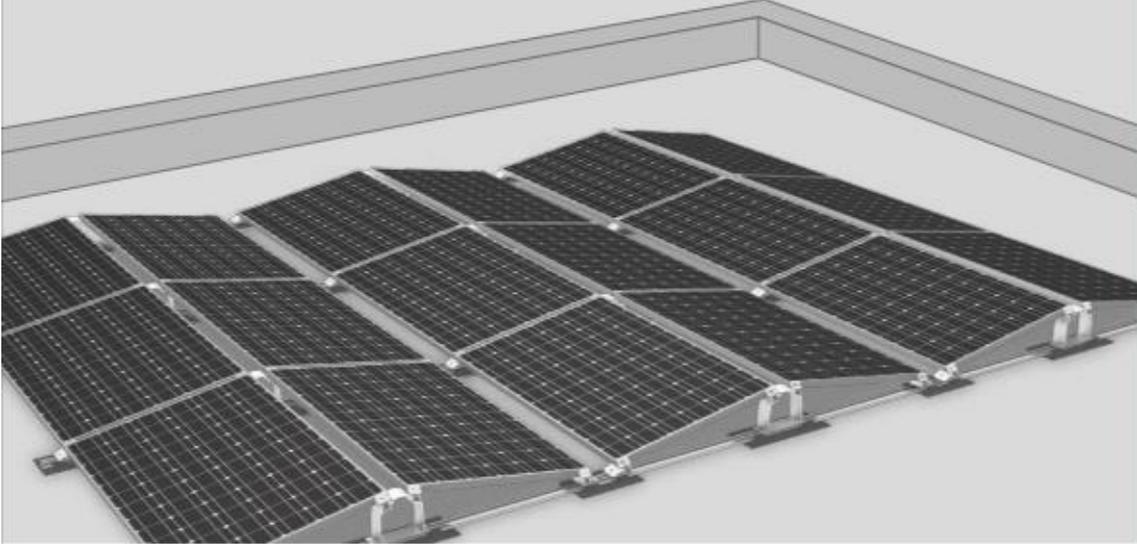
### Technische Daten TESVOLT TS HV 70

Energie (14   16 Batteriemodule)	67 kWh   76 kWh
C-Rate	1C
Zelle	Lithium NMC prismatisch (Samsung SDI)
max. Lade-/Entladestrom	94 A
Zellen-Balancing	Active Battery Optimizer
erwartete Zyklen @ 100% DoD   70% EoL   23°C +/- 5°C 1C/1C	6 000
erwartete Zyklen @ 100% DoD   70% EoL   23°C +/- 5°C 0,5C/0,5C	8 000
Wirkungsgrad (Batterie)	bis zu 98%
Eigenverbrauch (Standby)	5 Watt (ohne Batteriewechselrichter)
Betriebsspannung	666 bis 930 V DC
Betriebstemperatur	-10 bis 50 °C
Luftfeuchtigkeit	0 bis 85% (nicht kondensierend)
Höhe des Aufstellorts	< 2000 m ü. N.N.
Gesamtgewicht (14   16 Batteriemodule, 2 Racks)	742 kg   823 kg
Gewicht pro Batteriemodul   Schrank	36 kg   120 kg
Abmessungen (HxBxT)	1900 x 1200 x 600 mm
Zertifikate/Normen Zelle	IEC 62619, UL 1642, UN 38.3
Produkt	CE, UN 38.3, IEC 62619, IEC 61000-6-1/2/3/4, BattG 2006/66/EG
Garantie	10 Jahre Kapazitätsgarantie, 5 Jahre Systemgarantie
Recycling	kostenlose Rücknahme der Batterien durch TESVOLT ab Deutschland
Schutzart	IP 20

Abbildung 32: Testvolt TS HV 70 Speicher mit SMA Sunny Tripower Storage 60 Batteriewechselrichter

## D-Dome 10° System

### Die doppelseitige Aufständigerungslösung



- Ein System mit optimaler Flächen- und Ertragsnutzung für Dächer mit geringer Ballastierungsmöglichkeit
- Aerodynamisch optimiert und im Windkanal getestet
- Schnelle und einfache Handhabung



D-Dome kann auch auf Trapezblechdächern montiert werden.

Abbildung 33: D-Dome 10° System



## Komponenten



**Dome D1000 und Dome 5D**  
Modultragelemente für doppelseitige Aufständungen

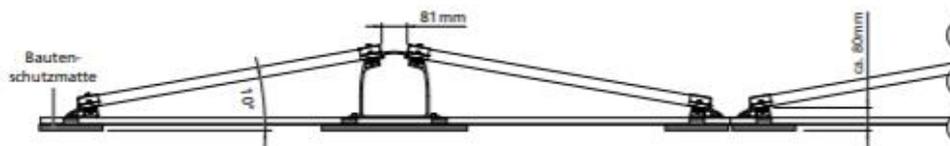


**SpeedRail mit Bautenschutzmatte**

- SpeedRail als Kurz- oder Langschienen verfügbar
- Bautenschutzmatte, auch alukaschiert



**Ballastierung**  
SpeedPorter: Zur einfachen und schnellen Ballastierungsaufnahme



## Technische Daten

	D-Dome
Anwendungsbereich	Flachdächer <5° mit Folien- oder Bitumeneindeckung und auf Beton oder Kiesbelegung; auch Trapezblechdächer mit durchgehenden Schienen
Befestigungsart/Dachanbindung	Standsicher, ggf. mit Ballastierung; keine Dachdurchdringung bis 3°
Voraussetzungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zulässige Modulmaße (L x B x H): 1386-2080 x 950-1100 x 30-50 mm</li> <li>• Minimale Systemgröße: 2 Aufständungen (4 Module)</li> <li>• Dachneigung bis 5°</li> </ul>
Technische Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Thermische Trennung nach max. 11 m (Trapezblech 8,4 m)</li> <li>• Mindestabstand zum Dachrand 600 mm</li> </ul>
Neigungswinkel	10°
Material	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Montageschienen, D-Dome, Dome 5D, Modulklemmen, Schienenverbinder: Aluminium EN AW-6063 T66</li> <li>• Bautenschutzmatte mit oder ohne Alu-Kaschierung (PUR-gebundenes Gummigranulat)</li> <li>• Kleinteile: Edelstahl (1.4301) A2-70</li> </ul>

Abbildung 34: D-Dome 10° System

## Literaturverzeichnis

- [1] INFORMATIONSPORTAL ERNEUERBARE ENERGIEN: *Ziele.* URL  
<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Ziele/ziele.html>
- [2] *Erneuerbare Energien in Zahlen.* URL  
[https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#emissionsbilanz.](https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#emissionsbilanz) –  
Aktualisierungsdatum: 2020-06-10.000Z – Überprüfungsdatum 2020-06-10
- [3] MERLYN VON HUGO: *Energiewirtschaft.*
- [4] DER BUNDESPRÄSIDENT, Johannes Rau ; BUNDESKANZLER, Gerhard Schröder ; BUNDESMINISTER FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT, JÜRGEN TRITTIM ; DER BUNDESMINISTER FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE, MÜLLER: *Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität.* URL  
[https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl102s1351.pdf%27%5D#\\_bgbl\\_%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl102s1351.pdf%27%5D\\_1584992998390.](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl102s1351.pdf%27%5D#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl102s1351.pdf%27%5D_1584992998390) – Aktualisierungsdatum: 2020-03-23 – Überprüfungsdatum 2020-03-23
- [5] LEUSCHNER, Udo: *Förderung der Erneuerbaren Energien.* URL <https://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB103-06.htm>
- [6] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *EEG-2017 : Start in die nächste Phase der Energiewende.* URL [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/EEG/eeg-2017.html.](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/EEG/eeg-2017.html) –  
Aktualisierungsdatum: 2020-03-23 – Überprüfungsdatum 2020-03-23
- [7] MANUELA WOLTER: *Rekord: Erneuerbare decken 38 Prozent des Stromverbrauchs.* URL <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/rekord-erneuerbare-decken-38-prozent-des-stromverbrauchs/>
- [8] CHRISTIAN MÄRTEL: *Die Kosten für eine Photovoltaikanlage.* URL <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten>
- [9] CHRISTIAN MÄRTEL: *Einspeisevergütung für Photovoltaik 2020.* URL <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung>
- [10] ÜNB: *2019-10-15 Veröffentlichung EEG-Umlage 2020.pptx* –  
Überprüfungsdatum 2020-04-29
- [11] *Über die KfW.* URL [https://www.kfw.de/KfW-Konzern/%C3%9Cber-die-KfW/.](https://www.kfw.de/KfW-Konzern/%C3%9Cber-die-KfW/)  
– Aktualisierungsdatum: 2020-03-21 – Überprüfungsdatum 2020-03-21

- [12] KFW: *Erneurbare Energien-Standard.* URL  
[https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/) –  
 Überprüfungsdatum 2020-03-20
- [13] AMEV: *Arbeitskreis Maschinenund Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen - AMEV* (2020) – Überprüfungsdatum 2020-03-20
- [14] AMEV: *EltAnlagen 2015 : Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden*, S. 58–67 – Überprüfungsdatum 2020-03-20
- [15] EUGEN WAGNER: *Photovoltaik Verkabelung - Verwendung richtiger Kabel.* URL  
<https://www.rechnerphotovoltaik.de/photovoltaik/technik/verkabelung.> –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-06-11.000Z – Überprüfungsdatum 2020-06-11
- [16] UB.DE FACHWISSEN GMBH: *Zweirichtungszähler.* URL  
<https://www.photovoltaik.org/wissen/zweirichtungszaeher.> –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-06-11.000Z – Überprüfungsdatum 2020-06-11
- [17] UB.DE FACHWISSEN GMBH: *Monokristalline Solarzellen.* URL  
<https://www.photovoltaik.org/wissen/monokristalline-solarzellen.> –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-03-25 – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [18] UB.DE FACHWISSEN GMBH: *Polykristalline Solarmodule.* URL  
<https://www.photovoltaik.org/wissen/polykristalline-solarmodule.> –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-03-26 – Überprüfungsdatum 2020-03-26
- [19] UB.DE FACHWISSEN GMBH: *Dünnschichtmodule.* URL  
<https://www.photovoltaik.org/wissen/duennschichtmodule.> –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-03-26 – Überprüfungsdatum 2020-03-26
- [20] ENERGIE-EXPERTEN.ORG: *Bleiakku als Stromspeicher für Solaranlagen.* URL  
<https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/bleiakku.html> – Überprüfungsdatum  
 2020-03-25
- [21] AKKUTEAM ENERGIETECHNIK GMBH: *Wer hat eigentlich die Lithium-Ionen-Batterie erfunden? - Akkuteam.* URL <https://www.akkuteam.de/wer-hat-eigentlich-die-lithium-ionen-batterie-erfunden/>. – Aktualisierungsdatum: 2018-07-19+00:00  
 – Überprüfungsdatum 2020-05-15
- [22] ELEKTRONIK-KOMPENDIUM.DE: *Lithium-Ionen-Akkus / Li-Ionen-Akku.* URL  
<https://www.elektronik-kompodium.de/sites/bau/0810281.htm.> –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-03-25 – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [23] KOMPETENZNETZWERK LITHIUM-IONEN-BATTERIEN E. V.: *Vanadium-Redox-Flow-Batterie - Batterieforum Deutschland.* URL <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/vanadium-redox-flow-batterie/>. –  
 Aktualisierungsdatum: 2020-03-25 – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [24] KOMPETENZNETZWERK LITHIUM-IONEN-BATTERIEN E. V.: *Redox-Flow-Batterien - Batterieforum Deutschland.* URL <https://www.batterieforum->

- deutschland.de/infoportal/lexikon/redox-flow-batterien/. –  
Aktualisierungsdatum: 2020-03-25 – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [25] VOLTSTORAGE: *VOLTSTORAGE SMART : DER ÖKOLOGISCHE REDOX-FLOW STROMSPEICHER FÜR EIGENHEIME*. URL <https://voltstorage.com/lithium-alternative/> – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [26] ANONDI GMBH: *Photovoltaik Wechselrichter*. URL <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-technik/wechselrichter>. –  
Aktualisierungsdatum: 2020-06-04 – Überprüfungsdatum 2020-06-04
- [27] Bundesnetzagentur - *Veröffentlichung von EEG-Registerdaten*. URL [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html). – Aktualisierungsdatum: 2020-03-21 – Überprüfungsdatum 2020-03-21
- [28] VALENTIN SOFTWARE GMBH: *PV\*SOL premium – Valentin Software GmbH*. URL <https://valentin-software.com/produkte/pvsol-premium/>. –  
Aktualisierungsdatum: 2020-04-08 – Überprüfungsdatum 2020-04-08
- [29] WETTERKONTOR: *Monats- und Jahreswerte für Hamburg - Temperatur, Niederschlag und Sonnenschein - WetterKontor*. URL <https://www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/monatswertestation.asp?id=10200&yr=2019&mo=-1>. – Aktualisierungsdatum: 2020-03-22 – Überprüfungsdatum 2020-03-22
- [30] A. BREITKOPF: *Sonnenstunden in Deutschland nach Bundesländern 2019 | Statista*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/249925/umfrage/sonnenstunden-im-jahr-nach-bundeslaendern/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-03-25 – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [31] PROF. DR.-ING. HABIL. VOLKER QUASCHNING: *Regenerative Energiesysteme : Technologie – Berechnung – Klimaschutz*
- [32] WAGNER, Andreas: *Photovoltaik Engineering : Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. 5. Auflage. Berlin : Springer Vieweg, 2019 (VDI-Buch)
- [33] JOURNAL, Windkraft: *Hamburg führt solare Dachnutzungspflicht ein*. In: *Windkraft-Journal* (2020-02-18)
- [34] MARCEL SCHWEITZER, Senatssprecher: *Neuer Klimaplan und neues Klimaschutzgesetz für Hamburg*. URL <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/13278828/2019-12-03-sk-bue-hamburger-klimaplan2019/>. –  
Aktualisierungsdatum: 2020-05-22.000Z – Überprüfungsdatum 2020-05-22

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

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

