

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

BACHELORARBEIT

Zur Erlangung des akademischen
Grades Bachelor of Science

**Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage auf dem Dach eines
Mehrfamilien-Passivhauses zur Deckung des Strombedarfes der
zentralen Lüftungsanlage**

Hamburg

Am 29.08.2014

Vorgelegt von: Franziska Straka
Fakultät: Life Sciences
Studiengang: Umwelttechnik
Matrikelnummer: 1985411

Betreuer: Prof. Dr. Veit Dominik Kunz (HAW Hamburg)
Dipl.-Ing. Holger Krämer (sumbi INGENIEURE)

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Thema „Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage auf dem Dach eines Mehrfamilien-Passivhauses zur Deckung der Strombedarfes der zentralen Lüftungsanlage“ ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Hamburg, den _____

(Unterschrift)

Franziska Straka

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während dem Verfassen dieser Abschlussarbeit unterstützt und begleitet haben. Mein besonderer Dank gilt meinen beiden Betreuern: Prof. Dr. Veit Dominik Kunz der HAW Hamburg für seine herausragende Kompetenz, ansteckende Begeisterung und schnelle Hilfestellungen, sowie Holger Krämer von der Firma sumbi INGENIEURE, der mich schon während meines Praxissemesters betreut hat und mir bei der Suche nach einem Bachelorarbeitsthema geholfen hat. Weiterhin möchte ich den Bewohnern des Wohnprojektes 13 der Telemannstraße 24 danken, dass ich das Passivhaus als Projekt für meine Arbeit nutzen konnte, um Strommessungen vorzunehmen und mit einem Fragebogen das Lüftungsverhalten der Bewohner zu erfragen. Des Weiteren danke ich Helmut Wehncke der Firma Smarten für die Bereitstellung des Datenloggers und Hilfe bei der Datensicherung. Einen besonderen Dank möchte ich auch Anne Thiel und Nicolas Rapp aussprechen, die bereit waren die Arbeit auf Fehler und Einheitlichkeit zu überprüfen. Insbesondere danke ich meinen Eltern für ihre moralische und finanzielle Unterstützung während meines gesamten Bachelorstudiums. Zum Schluss bedanke ich mich bei meiner Schwester und meinen Freunden, die mich auf vielfältige Weise bestärkt haben das Ziel nicht aus den Augen zu verlieren.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
1 Einführung.....	1
1.1 Thema der Arbeit	1
1.2 Zielsetzung	1
1.3 Vorgehensweise	2
2 Theoretische Grundlagen	3
2.1 Passivhaus	3
2.2 Lüftungsanlage	5
2.3 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).....	8
2.4 Quantitative und Qualitative Befragungsmethoden	12
2.5 Photovoltaikanlage	14
2.5.1 Solare Standortbedingungen einer PVA	14
2.5.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage.....	20
2.5.3 Solarzelle.....	21
2.5.4 Wechselrichter	29
2.5.5 Standardlastprofil	32
3 In der Bachelorarbeit verwendete Softwareprogramme.....	34
3.1 PVGIS	34
3.2 PV*SOL advanced 6.0	35
3.3 Internetportal SMARTEN-VISUAL	35
4 Praktische Umsetzung	36
4.1 Strombedarf Lüftungsanlage	36
4.1.1 Datenlogger Installation	36
4.1.2 Messung und Darstellung in Lastkurve.....	39
4.1.3 Auswertung Strombedarf	41
4.1.4 Zusammenhang zwischen dem Strombedarf und dem Lüftungsverhalten der Bewohner	48
4.1.4.1 Fragebogen Bewohner.....	48
4.1.4.2 Auswertung Fragebogen Bewohner	49
4.2 Simulation der Photovoltaikanlage	53
4.2.1 Solare Gegebenheiten	53
4.2.2 Ertragsberechnung der Photovoltaikanlage.....	56

4.2.2.1	Ertragsberechnung der Variante 1	59
4.2.2.1.1	Auswertung der Ertragsberechnung der Variante 1	63
4.2.2.2	Ertragsberechnung der Variante 2	64
4.2.2.2.1	Auswertung der Ertragsberechnung der Variante 2	68
4.2.3	Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	69
4.2.3.1	Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante 1	71
4.2.3.1.1	Auswertung der Wirtschaftlichkeit der Variante 1	73
4.2.3.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante 2	74
4.2.3.2.1	Auswertung der Wirtschaftlichkeit der Variante 2.....	76
4.2.4	Diskussion.....	77
5	Zusammenfassung.....	79
6	Ausblick	80
7	Literaturverzeichnis.....	81
8	Anhang	85

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AM	Air Mass
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ELIX	European Electricity Index
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EVA	Ethyl-Vinyl-Acetat
G	Bestrahlungsstärke
H0	Standardlastprofil eines Haushalts
H _{Diffus}	mittlere monatliche Diffusstrahlungssumme
H _{Direkt}	mittlere monatliche Direktstrahlungssumme
kWh	Kilowattstunde
max.	maximal
MPP	Maximum Power Point
n ₅₀	Luftwechselrate
P	Wirkleistung
PHI	Passivhaus Institut Darmstadt
PHPP	Passivhaus Projektierungspaket
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
PVGIS	Photovoltaik Geographical Information System
Q	Blindleistung
S	Scheinleistung
Si	Silizium
Si ₃ N ₄	Siliziumnitrid
STC	Standard-Test-Conditions (Standardtestbedingungen)
WOZ	Wahre Ortszeit
Wp	Wattpeak
α _s	Sonnenazimuthwinkel
γ _s	Sonnenhöhenwinkel
δ	Sonnendeklination
η _{EU}	Europäischer Wirkungsgrad von Wechselrichtern
λ	Leistungsfaktor
φ	Breitengrad

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Querschnitt Passivhaus (Feist, Was ist ein Passivhaus? 2007)	4
Abbildung 2: Das Prinzip einer komfortablen Wohnungslüftung (Feist, Arten der Gebäudelüftung 2014)	5
Abbildung 3: Zunahme der EEG-Umlage (Bardt, Niehues und Techert 2012, 28)	9
Abbildung 4: Installierte Leistung erneuerbarer Energien von ausgewählten Technologien in Deutschland in MW (Bardt, Niehues und Techert 2012, 22)	10
Abbildung 5: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module von 1980 - 2013(Wirth 2014)	10
Abbildung 6: Direkt- und Diffusstrahlung (eigene Abbildung 2014)	14
Abbildung 7: Globalstrahlung in Deutschland: mittlere Jahressummen von 1981-2010 (DWD 2012)	16
Abbildung 8: Einfluss der Erdachsenverkipfung auf die Sonnenhöhe (Mertens 2013, 45)	17
Abbildung 9: Beschreibung des Sonnenstandes durch Sonnenhöhe und Sonnenazimuth (Mertens 2013, 47).....	17
Abbildung 10: Beispiel eines Sonnenbahndiagramms mit Schattenhorizont (Mertens 2013, 237)	18
Abbildung 11: Strahlungssituation bei geneigten Flächen (Mertens 2013, 49)	19
Abbildung 12: Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage (Mertens 2013, 31).....	20
Abbildung 13: Typische Silizium-Solarzelle (Mertens 2013, 84).....	22
Abbildung 14: Kennlinien einer Solarzelle im Erzeugerzählpeilsystem mit dem Solarzellensymbol (Mertens 2013, 92)	23
Abbildung 15: Kennlinien einer monokristallinen Si-Solarzelle mit einer Bestrahlungsstärke G von 1 kW/m^2 und einer Zellentemperatur von 25°C (Häberlin 2010, 86)	24
Abbildung 16: Kennlinien der Sunmodule Plus SW 260-280 bei STC mit unterschiedlichen Bestrahlungsstärken	25
Abbildung 17: Kennlinien einer Solarzelle unter STC bei unterschiedlichen Zelltemperaturen (Wesselak und Voswinckel 2012, 38)	25
Abbildung 18: Solarmodule mit 36 Zellen und einer verschatteten Zelle (Mertens 2013, 152)	26
Abbildung 19: Kennlinie des Solarmoduls aus Abbildung 18 mit unterschiedlich vielen Bypassdioden (Mertens 2013, 153)	26
Abbildung 20: Wirkungsgradkurve SUNNY BOY 2100TL.....	31
Abbildung 21: Vier Tageslastprofile einer PV-Anlage mit 300 kWp Nennleistung in Abhängigkeit von Wetter und Jahreszeit und Einspeiseprofil eines Verbrauchers mit weitgehend konstanter Last (SMA 2013)	33
Abbildung 22: Website der PVGIS (Commission 2012)	34
Abbildung 23: Installation des Datenlogger (eigene Abbildung 2014).....	37
Abbildung 24: Stromverbrauch in der Wochenansicht vom 9.12. bis 15.12.2013 im Portal SMARTEN VISUAL.....	39
Abbildung 25: Tageslastgang der Lüftung vom 19.12.2013	40
Abbildung 26: Lastprofil der Lüftung vom 17.12.2013	40
Abbildung 27: Lastprofil der Lüftung an Werktagen.....	41

Abbildung 28: Lastprofil der Lüftung im Durchschnitt am Werktag.....	42
Abbildung 29: Lastprofil der Lüftung im Durchschnitt am Samstag	42
Abbildung 30: Lastprofil der Lüftung am Samstag, den 14.12.2013	43
Abbildung 31: Lastprofil der Lüftung an Sonntagen.....	43
Abbildung 32: Korrelation zwischen dem Lastprofil der Lüftung und dem Standardlastprofil H0 am Werktag	44
Abbildung 33: Korrelation zwischen dem Lastprofil der Lüftung und dem Standardlastprofil H0 am Samstag	45
Abbildung 34: Korrelation zwischen dem Lastprofil der Lüftung und dem Standardlastprofil H0 am Sonntag.....	45
Abbildung 35: Leistungsdreieck (Zastrow 2011, 266).....	46
Abbildung 36: Zusammenhang zwischen dem Energieverbrauch der Lüftung und der Anwesenheit der Bewohner am Tag	50
Abbildung 37: Zusammenhang zwischen dem Energieverbrauch der Lüftung und der Anwesenheit der Bewohner in der Nacht	50
Abbildung 38: Nutzung der Lüftungsstufen durch die Bewohner von 1 (immer) bis 5 (nie) ..	51
Abbildung 39: Rot eingerahmte Belegungsfläche auf dem Dach in dem Grundriss des 5.OG	53
Abbildung 40: Rot gekennzeichnete Belegungsfläche auf dem Dach in der Seitenansicht (Nord-Ost).....	54
Abbildung 41: mögliche Solargeneratoranordnung aus Richtung Nord-Ost	54
Abbildung 42: Horizontlinie im Sonnenbahndiagramm Hamburg für den Standort Telemannstraße 24	55
Abbildung 43: Daten für das Klima, das Netz und die Anlagenart zur PVA-Simulation.....	57
Abbildung 44: Leistungsverbrauch der Lüftung	57
Abbildung 45: Horizontlinie im Sonnenbahndiagramm für PVA-Simulation.....	58
Abbildung 46: Dachflächenbelegung mit monokristallinen Modulen in Variante 1	59
Abbildung 47: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit monokristallinen Modulen in Variante 1	60
Abbildung 48: Dachflächenbelegung mit amorphen Modulen in Variante 1	61
Abbildung 49: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit amorphen Modulen in Variante 1	62
Abbildung 50: Dachflächenbelegung mit monokristallinen Modulen in Variante 2	64
Abbildung 51: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit monokristallinen Modulen in Variante 2	65
Abbildung 52: Dachflächenbelegung mit amorphen Modulen in Variante 2	66
Abbildung 53: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit amorphen Modulen in Variante 2	67
Abbildung 54: Kumulierter Cashflow mit monokristallinen Modulen Variante 1	71
Abbildung 55: Kumulierter Cashflow mit amorphen Modulen Variante 1.....	72
Abbildung 56: Kumulierter Cashflow mit monokristallinen Modulen Variante 2	74
Abbildung 57: Kumulierter Cashflow mit amorphen Modulen Variante 2.....	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Heizenergiebedarf im Vergleich (Siegele 2007)	3
Tabelle 2: Eigenschaften der Leistung (Zastrow 2011, 266).....	47
Tabelle 3: Quantitative Bewertung der Anwesenheit der Bewohner	49
Tabelle 4: Preise der Komponenten einer Photovoltaikanlage mit monokristallinen Solarmodulen in Variante 1	59
Tabelle 5: Preise der Komponenten der Photovoltaikanlage mit amorphen Solarmodulen in Variante 1	61
Tabelle 6: Simulationsergebnisse der PV-Anlage in Variante 1	63
Tabelle 7: Simulationsergebnisse des Verbrauchers in Variante 1	63
Tabelle 8: Preise der Komponenten der Photovoltaikanlage mit monokristallinen Solarmodulen in Variante 2	64
Tabelle 9: Preise der Komponenten der Photovoltaikanlage mit amorphen Solarmodulen in Variante 2	66
Tabelle 10: Simulationsergebnisse der PV-Anlage in Variante 2	68
Tabelle 11: Simulationsergebnisse des Verbrauchers in Variante 2	68
Tabelle 12: Investitionskostenaufteilung bei dem Bau einer PVA (Wesselak und Voswinckel 2012, 63)	69
Tabelle 13: Simulationsergebnisse der Zahlungsübersicht in Variante 1	73
Tabelle 14: Simulationsergebnisse der Vergütung und der Ersparnisse in Variante 1	73
Tabelle 15: Simulationsergebnisse der wirtschaftlichen Kenngrößen in Variante 1	73
Tabelle 16: Simulationsergebnisse der Zahlungsübersicht in Variante 2	76
Tabelle 17: Simulationsergebnisse der Vergütung und der Ersparnisse in Variante 2	76
Tabelle 18: Simulationsergebnisse der wirtschaftlichen Kenngrößen in Variante 2	76

1 Einführung

1.1 Thema der Arbeit

Seit Mai 2003 wohnen in dem Passivhaus in der Telemannstraße 24 in Hamburg-Eimsbüttel in 18 barrierefreien Wohnungen Paare, Alleinlebende, Familien, Alleinerziehende, Wohngemeinschaften und Menschen mit Behinderungen im Alter zwischen 0 und 76 Jahren. Die Idee zu dem sozialverpflichtenden Wohnprojekt mit dem Namen Wohnprojekt 13 GbR entstand 1999. Das Besondere an dem Projekt stellt neben der generationsübergreifenden, genossenschaftlichen und selbstverwalteten Lebensweise die zukunftsweisende energiesparende Passivhaus-Bauweise dar. Bestandteil eines Passivhauses ist eine zentrale Lüftungsanlage, um die Frischluftzufuhr und Abluftabfuhr zu gewährleisten.

Diese Bachelorarbeit hat nun die Aufgabe abzuschätzen, ob es wirtschaftlich ist, den Strombedarf dieser Lüftungsanlage mit einer Photovoltaikanlage, die auf das Dach des Mehrfamilien-Passivhauses gebaut wird, zum Teil zu decken (Wohnprojekt 13 GbR 2009).

1.2 Zielsetzung

Das Energieeinsparungsgesetz EnEG setzt sich seit 1976 die Einsparung von Energie in Gebäuden zum Ziel. In dem Gesetz ist festgelegt, dass die Bundesregierung ermächtigt ist, Verordnungen mit Zustimmung des Bundesrates wie die Energieeinsparverordnung (EnEV) zu erlassen. Der Wärmeschutz der Gebäudehülle sowie die effiziente Anlagentechnik stehen hier im Vordergrund. Weiterhin enthält das EnEG Angaben zur Verteilung der Heizkosten und Anforderungen an Bestandsbauten sowie zur Überwachung der Einhaltung der Vorschriften und der Bußgelder.

Die aktuellste Version des EnEG ist aus dem Jahre 2013. In dem EnEG wird vorgeschrieben, wie der Neubau aussehen soll. Behördengebäude müssen ab 2019, alle übrigen Neubauten ab 2021 als Niedrigst-Energie-Häuser gebaut werden (§2a Abs.1 EnEG).

Aufgrund der luftdichten Bauweise, den wachsenden Wärmelasten im Inneren der Gebäude und den steigenden Anforderungen an die Innenraumhygiene wird Lüftungstechnik unvermeidbar werden.

Deshalb stellt sich die Frage, wie der kontinuierliche Strombedarf der mechanischen Lüftungsanlagen - mit eventueller Speicherung - gedeckt werden kann. Diese Bachelorarbeit soll die Frage beantworten, ob dies mit einer Photovoltaikanlage (PVA) auf dem Dach des Hauses möglich ist.

1.3 Vorgehensweise

Zu Beginn werden die theoretischen Grundlagen geklärt. Danach wird der Strombedarf für die zentrale Lüftungsanlage ermittelt. Dazu wurde für einen Monat mit einem Datenlogger der Stromverbrauch gemessen. Um einen Zusammenhang zwischen dem Strombedarf der Lüftung und der Anwesenheit der Bewohner feststellen zu können, wurde ein Fragebogen zur Hilfe genommen, in dem Bewohner beantwortet haben, wann sie in ihrer Wohnung waren und ob sie die Lüftungsstufen nutzen. Weiterhin werden in der Arbeit PV-Anlagen mit dem PVA-Simulationsprogramm PV*SOL advanced 6.0 mit monokristallinen und amorphen Solarmodulen simuliert. Hierbei wird zwischen zwei Varianten unterschieden: In der ersten Variante wird die Anlage auf den Eigenverbrauch ausgelegt, während in Variante 2 die maximal zur Verfügung stehende Dachfläche genutzt wird. Zum Schluss wird die Wirtschaftlichkeit mit einer PVA mit dem Modell ohne PVA verglichen.

Sämtliche Gesetzestexte und Datenblätter sind im Anhang zu finden.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Passivhaus

Der Begriff Passivhaus definiert nach deutscher Normenlage einen Energiestandard für Gebäude. Das Passivhaus Institut¹ (PHI) in Darmstadt hat das Konzept Passivhaus Projektierungspaket (PHPP) auf Grundlage der Energieeinsparverordnung² (EnEV) erarbeitet.

Darin sind folgende grundlegende Rahmenbedingungen festgelegt (Stand: 13.05.2013):

- Heizenergiebedarf maximal 15 kWh/m²a
- Luftwechselrate n_{50} maximal 0,6 h⁻¹
- Gesamter Primärenergieverbrauch maximal 120 kWh/m²a inklusive Haushaltsstrom

(Feist, Passivhaus Institut 2013)

Der Passivhaus-Energiestandard ist eine Weiterentwicklung des Standards für Niedrigenergiehäuser. Eine Prüfstelle für die Einhaltung der Normen existiert in Deutschland nicht. Das PHI zertifiziert jedoch Gebäude, die auf Basis dieser Rahmenbedingungen gebaut wurden, als *Qualitätsgeprüftes PASSIVHAUS Dr. Wolfgang Feist*.

Zusammengefasst ist ein Passivhaus ein Gebäude, das ohne eine herkömmliche Heizung funktioniert. Ein Passivhaus verbraucht 90 % weniger Heizwärme als ein Haus im Baubestand, wie in Tabelle 1 zu erkennen. Die geringe Heizlast wird durch zusätzliche bauliche Maßnahmen wie ein extrem erhöhter Wärmeschutz (Dämmung) und eine absolute Luftdichtheit erzielt.

Wohnungsbestand/Altbauten	150 bis 275 kWh/m ² a
Niedrigenergiehaus	< 40 kWh/m ² a
Passivhaus	< 15 kWh/m²a
Nullenergiehaus	0 kWh/m ² a

Tabelle 1: Heizenergiebedarf im Vergleich (Siegele 2007)

¹ Unabhängiges Forschungsinstitut, das die Entwicklung des Passivhauskonzepts maßgeblich gestaltet hat. (Feist, Passivhaus Institut 2014)

² *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden* definiert verbindliche Grenzwerte und Berechnungsvorschriften für den Energiebedarf von Gebäuden. Die neuste Fassung tritt am 1. Mai 2014 in Kraft. (BMVI 2013)

Die Frischluftzufuhr, wie in Abbildung 1 zu sehen, die aufgrund der luftdichten Hülle des Gebäudes nicht ausreichend gewährleistet ist, wird durch eine Lüftungsanlage erreicht. Mit Hilfe eines Wärmetauschers wird die kalte Frischluft mit der warmen Abluft wieder erwärmt. Da der Wirkungsgrad etwas unter 100 % liegt, wird die restliche Wärme mit einem alternativen Heizsystem der Frischluft zugeführt (Siegele 2007, Feist, Was ist ein Passivhaus? 2014).

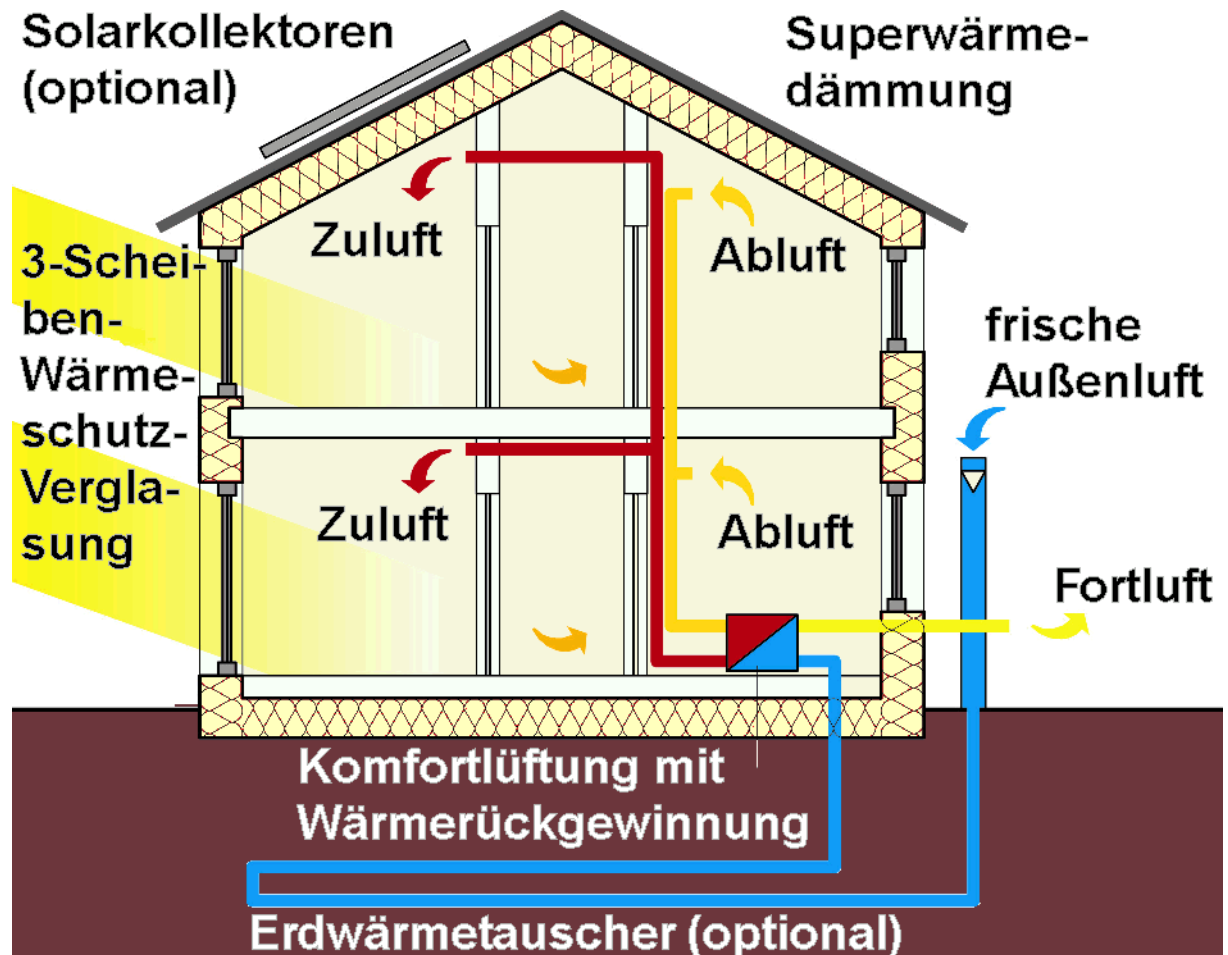


Abbildung 1: Querschnitt Passivhaus (Feist, Was ist ein Passivhaus? 2007)

2.2 Lüftungsanlage

Um schlechte Luftqualität und hohe Luftfeuchtigkeit zu vermeiden, wird in einem Passivhaus eine Lüftungsanlage benötigt, die neben der Frischluftzufuhr zu einem großen Teil für die Erwärmung der Zuluft verantwortlich ist: eine Zuluft- und Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung.

Anhand Abbildung 2 lässt sich das Prinzip erklären. Während die belastete Luft (braun) ständig aus belasteten Räumen wie der Küche und dem Bad/WC abgezogen wird, wird dem Wohnzimmer, den Kinderzimmern, den Arbeits- und Schlafräumen Frischluft (hellblau) zugeführt. Ein Wärmetauscher, der die Wärmeenergie der warmen Luft an die kalte Zuluft abgibt, reduziert hier die Wärmeverluste. Dabei durchströmen die warme Abluft und kalte Zuluft getrennt den Wärmetauscher. Die Luft wird erwärmt, weil die Wärme automatisch von warm nach kalt fließt – Gegenstromprinzip³ genannt - und benötigt nur noch eine geringe Erwärmung, um die Raumtemperatur zu erreichen. Speziell für den Einsatz in Passivhäusern wurde diese hocheffiziente Wärmerückgewinnung mit Wirkungsgraden von 90 bis über 95 % entwickelt. Die Wärmetauscher trennen die Abluft und Frischluft, verbrauchen nur wenig Strom und arbeiten sehr leise.

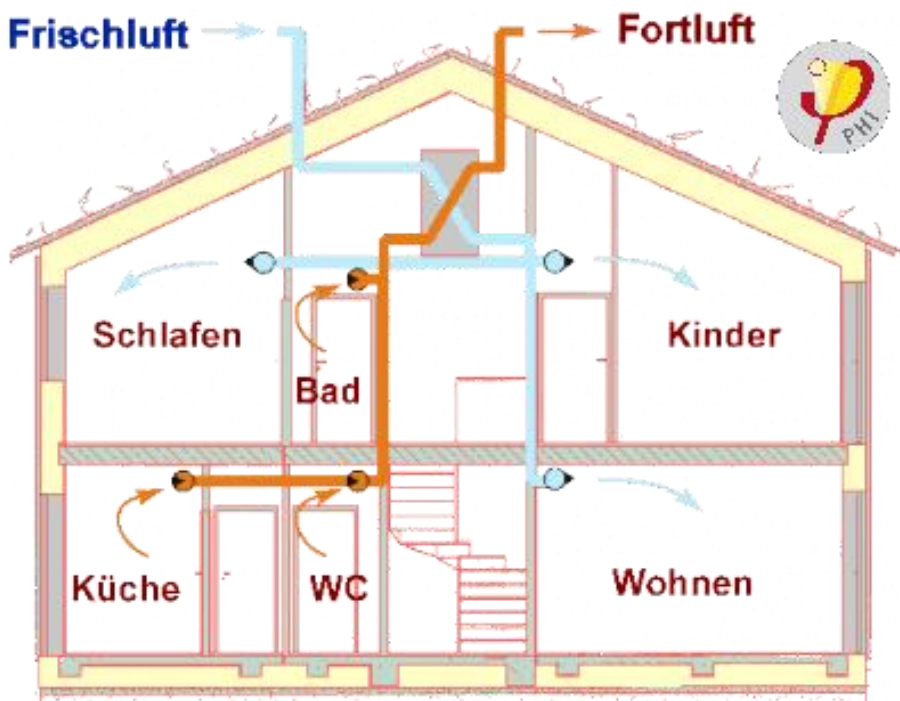


Abbildung 2: Das Prinzip einer komfortablen Wohnungslüftung (Feist, Arten der Gebäudelüftung 2014)

³ Bezeichnet den Wärmeübertragungsprozess, wenn beide Medien in gegenläufige Richtung laufen. Dadurch erhält man einen größeren Wärmetransport als beim Gleichstromprinzip, bei dem die Medien in die gleiche Richtung laufen. Außerdem kann das Heizmedium kälter als das zu erheizende Medium austreten (Schwister und Leven 2013, 282).

Das PHI hat für die Lüftungsanlagen folgende Kriterien festgelegt:

- Zulufttemperatur $> 16,5 \text{ }^\circ\text{C}$ (darunter wird eine Nachheizung erforderlich)
- Raumlufthygiene (um diese zu erhalten, werden Luftfilter der Klasse F7 verlangt)
- Stromeffizienz $< 0,45 \text{ Wh/m}^3$ (es dürfen maximal $0,45 \text{ W}$ pro Kubikmeter ausgetauschter Luft und Stunde verbraucht werden; Wärmeenergie ist nicht eingeschlossen)
- Effizienzkriterium $> 75 \text{ } \%$ (Moderne Lüftungsanlagen erreichen Wirkungsgrade von 90-95%)
- Leckagen $< 3 \text{ } \%$ (bei größeren Verlusten ist die Effizienz nicht mehr gewährleistet)
- Wärmedämmung $< 5\text{W/K}$ (dient dazu die Effizienz zu erhöhen)
- Regelbarkeit (das Gerät muss jederzeit ausgeschaltet werden können; es werden 3 Leistungsstufen verlangt – Grundlüftung, Standardlüftung und Stoßlüftung)
- Frostschutz (kann durch einen Erdreichwärmetauscher oder eine Defrosterheizung gewährleistet werden)
- Schalldruckpegel am Gerät $< 35 \text{ dB(A)}$ (für die Lüftungszuleitungen gelten strengere Beschränkungen)

Um Lüftungsanlagen effizienter zu machen, bieten sich Erdreichwärmetauscher an. Es wird sich zunutze gemacht, dass das Erdreich im Winter durchschnittlich wärmer, im Sommer kälter als die Umgebungsluft ist. Frischluft wird direkt über Luftkanäle (Luft-Erdreichwärmetauscher) oder indirekt über ein hydraulisches System (soledurchströmter Erdreichwärmetauscher) vorgewärmt oder vorgekühlt. Wird auf einen Erdreichwärmetauscher verzichtet, ist ein Entfroster notwendig, der allerdings Strom benötigt.

Für die Lüftungsverteilung werden Lüftungskanäle genutzt. Zur Planung einer Anlage muss zuerst der Frischluftbedarf berechnet werden. Eine Person benötigt etwa $30 \text{ m}^3/\text{h}$ Zuluft, es ist aber mindestens ein Luftwechsel von 0,3 pro Stunde einzuhalten. Belastete Räume wie Küchen benötigen einen Volumenstrom von $40\text{-}60 \text{ m}^3/\text{h}$.

Außerdem muss darauf geachtet werden, dass die Kanäle luftdicht sind, die Kanalstrecken kurz sind und eine Möglichkeit zur Reinigung besteht. Die Strömungsgeschwindigkeit darf 3 m/s nicht überschreiten und der Schalldruckpegel in Wohnräumen muss kleiner als 25 dB(A) sein.

Weiterhin müssen die Öffnungen so gebaut werden, dass möglichst das gesamte Luftvolumen ohne Probleme ausgetauscht werden kann. Am besten kann das mit einer bodennahen Einblasung im Fensterbereich und einer Absaugung an der gegenüberliegenden Wand des Raumes an der Decke umgesetzt werden. Durch Lüftungsschlitze in der Tür werden WCs und Abstellräume mit Zuluft versorgt.

Eine gut funktionierende Lüftungsanlage mit einem hohen Wirkungsgrad ist unverzichtbar für ein Passivhaus. Da eine solche Lüftungsanlage kaum Verschleißteile besitzt, ist außer einem Filterwechsel nahezu keine Wartung erforderlich (Siegele 2007, Feist, Was ist ein Passivhaus? 2014).

2.3 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Ziel des *Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien* ist die Emission von Treibhausgasen zu verringern. Um dieses Ziel zu erreichen, werden der Ausbau und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen gefördert (Bardt, Niehues und Techert 2012). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 % erhöht werden, auf 50 % bis 2030, auf 65 % bis 2040 und auf 80 % bis 2050 (Teil 1 §1 Abs. 2 EEG).

Im Wesentlichen enthält das Gesetz Regelungen für den Vorrang erneuerbarer Energien bei

- Netzanschluss
- Stromabnahme
- Stromübertragung/-verteilung und
- Stromvergütung

(Bardt, Niehues und Techert 2012)

Einspeisetarife, die den Anlagebetreibern für jede erzeugte Kilowattstunde (kWh) Strom gezahlt werden, bilden die Grundlage der EEG-Förderung. Sie sollen einen Anreiz für den Ausbau erneuerbarer Energien bieten.

Die Anlagenbetreiber erhalten eine im EEG festgelegte Mindestvergütung⁴ – unabhängig von der aktuellen Nachfrage und dem aktuellen Marktpreis des Stroms. Bei den Vergütungssätzen wird nach Technologie und Anlagengröße differenziert (Teil 3 Abschn. 2 EEG). Für eine Dauer von 20 Jahren wird dem Anlagenbetreiber eine Vergütung zugesichert (Teil 3 Abschn. 1 § 21 EEG). Bei PV-Anlagen wird der Strom aktuell mit 9,19 Cent/kWh bis 13,28 Cent/kWh (Stand: April 2014) vergütet und bei Wasserkraft mit 3,4 bis 12,7 Cent/kWh (Abschnitt 2 § 23 Absatz 1 EEG). (Bundesnetzagentur 2014).

Zum Vergleich: Anfang 2014 lag der monatliche Durchschnittspreis für eine kWh an der Strombörse (European Electricity Index – ELIX, Day-Ahead-Auktion, Base) zwischen 2,90 Cent/kWh (Mai 2014) und 3,79 Cent/kWh (Februar 2014) (SPOT 2014) (siehe Anhang III: Marktdaten des European Electricity Index (ELIX)).

An der Strombörse verkaufen die Netzbetreiber den abgenommenen und vergüteten Strom zu Marktpreisen. Ein Umlageverfahren dient dazu, die Vergütungskosten zu finanzieren. Hierbei werden die Differenzkosten zwischen der durchschnittlich gezahlten Vergütung nach dem EEG und dem durchschnittlichen Marktpreis auf die Stromverbraucher übergewälzt. Die

⁴ Am 5. August 2014 ist die geänderte Gebührenordnung in Form des EEG 2014 in Kraft getreten. In dieser Arbeit wird mit der Vorgängerversion, dem EEG 2012 mit der Fassung vom 20. 12.2012 gearbeitet.

EEG-Umlage wird mit dem Strompreis gezahlt. Für das Jahr 2014 beträgt sie 6,24 Cent/kWh. Gemäß §3 Absatz 2 AusglMechV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen (50Hertz, et al. 2013).

Ausgenommen von der EEG-Umlage sind besonders energieintensive Unternehmen, denen aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit die Umlage weitgehend erlassen wird. In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass besonders seit 2009 eine Erhöhung der EEG-Umlage zu verzeichnen ist.

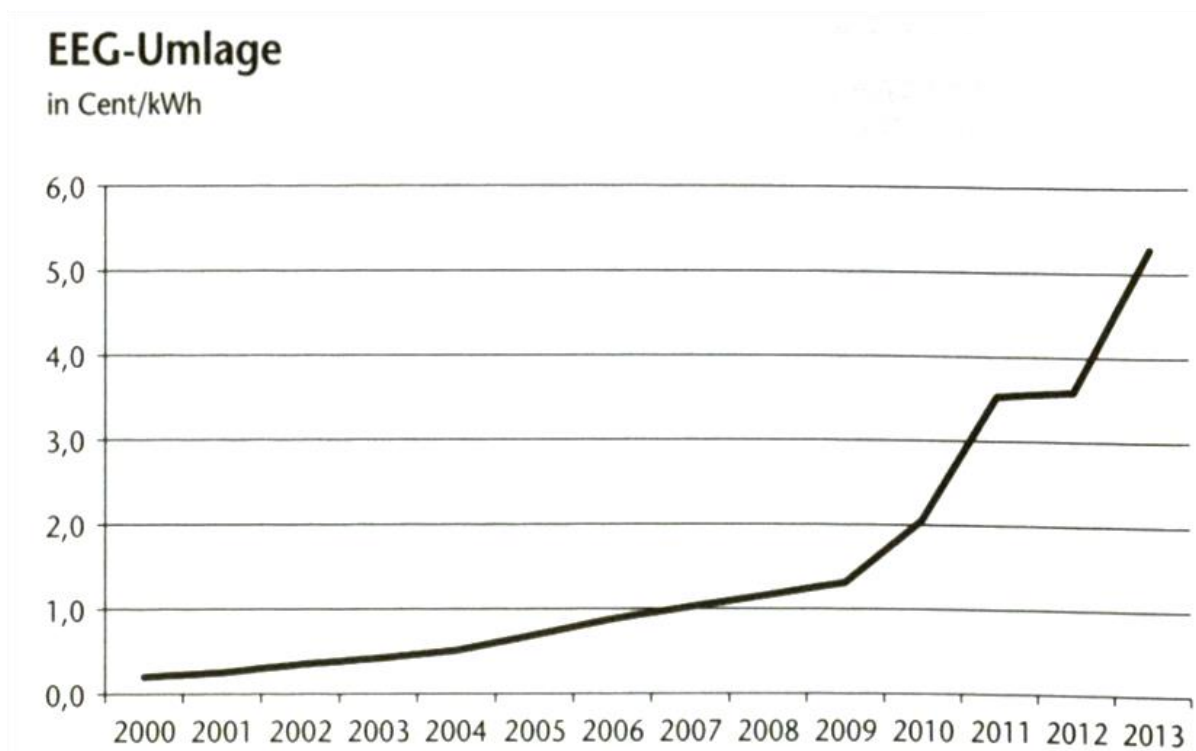


Abbildung 3: Zunahme der EEG-Umlage (Bardt, Niehues und Techert 2012, 28)

Abbildung 4 zeigt, dass sich nach Einführung des EEG 2000 bereits einige Erfolge verzeichnen lassen. Die installierte Leistung zur Strombereitstellung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen hat sich seit der Einführung des EEG bis 2013 fast versiebenfacht (Energie 2014).

Weltweit betrachtet verfügt Deutschland über die größte installierte Leistung an Photovoltaik-Anlagen und europaweit über die größte Leistung an Windkraftanlagen (Bardt, Niehues und Techert 2012).

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

von ausgewählten Technologien in Deutschland, in Megawatt

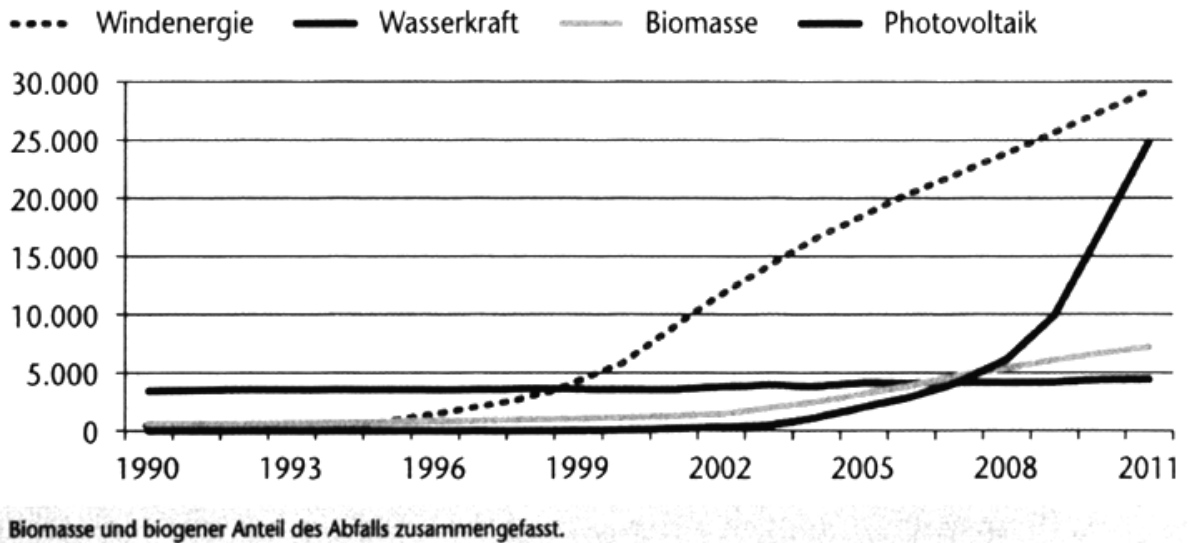


Abbildung 4: Installierte Leistung erneuerbarer Energien von ausgewählten Technologien in Deutschland in MW (Bardt, Niehues und Techert 2012, 22)

Positiv ist, dass aufgrund des Economy of Scale⁵ et al. mit der Zunahme der Menge installierter Anlagen die Preise für Erneuerbare-Energien-Anlagen gesunken sind. Abbildung 5 zeigt eine Interpolation, die den Trend der Preisentwicklung darstellt.

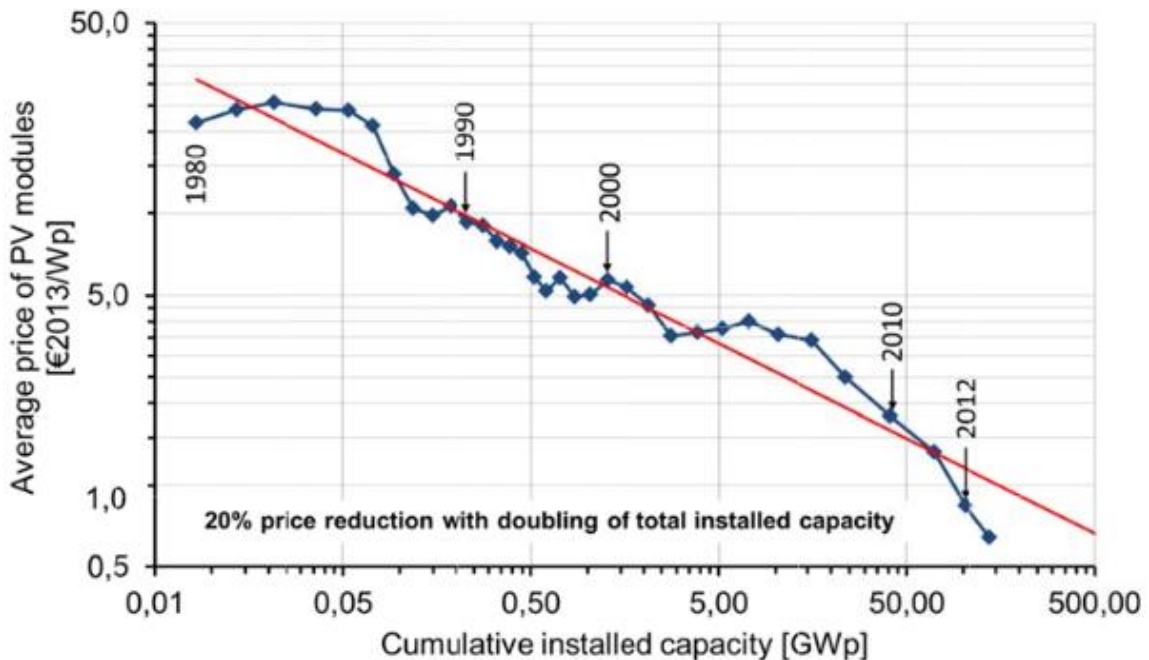


Abbildung 5: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module von 1980 - 2013 (Wirth 2014)

⁵ (deutsch: Skaleneffekt) bezeichnet die Größenkostensparnis, die entsteht, wenn durch wachsende Unternehmensgröße die Stückkosten sinken, d.h. der Anteil der fixen Kosten je Stück wird kleiner, wenn die Produktionsmenge steigt (Arentzen, Winter und Lörcher 1997).

Außerdem konnte der Wirkungsgrad der Solarmodule erhöht werden. Aufgrund dieser Entwicklungen werden die Vergütungssätze regelmäßig angepasst. 2012 sind die letzten umfassenden Novellierungen überwiegend in Kraft getreten. Infolge dessen sinken die gezahlten Vergütungen für neu installierte Anlagen jährlich um einen festgelegten Prozentsatz. Bei Photovoltaik liegt er momentan bei 1 % monatlich unter der Voraussetzung, dass der Zubaukorridor von 2500-3500 MW pro Jahr eingehalten wird (§20a Absatz 1 EEG). Durch diese stetige Degression für später errichtete Anlagen soll ein Kostendruck als Verbesserungsanreiz geweckt werden: Anlagen sollen effizienter und kostengünstiger hergestellt werden, um langfristig auch ohne Hilfen am Markt bestehen zu können (Bardt, Niehues und Techert 2012).

2.4 Quantitative und Qualitative Befragungsmethoden

In dem Kapitel 4.1.4 wird mit Hilfe empirischer Forschung überprüft, ob ein Zusammenhang zwischen dem Strombedarf und dem Lüftungsverhalten der Bewohner besteht.

In der empirischen Forschung wird zwischen quantitativen und qualitativen Methoden zur Datenerhebung und –auswertung unterschieden.

Während mit dem quantitativen Ansatz numerische Daten statistisch ausgewertet werden, analysiert der qualitative verbale bzw. nichtnumerische Daten (Bortz und Döring 2009).

Die Quantitative Forschung bedient sich standardisierter Methoden wie Fragebögen sowie Tests. Es werden „Häufigkeitsverteilungen, Größenordnungen, Wahrscheinlichkeiten, zähl- und messbare Erscheinungen“ (Resinger 2013, 67) untersucht. Außerdem wird gezielt nach „Gesetzmäßigkeiten und verallgemeinerbaren Aussagen über Sachverhalte und Vorgänge in der Gesellschaft“ (Resinger 2013, 67) gesucht. Durch eine anschließende analytische statistische Verarbeitung der Messwerte werden die Daten quantitativ ausgewertet. Zu Beginn wird eine Hypothese formuliert. Das Ziel ist mit Hilfe quantitativer Daten diese Hypothese zu bestätigen oder zu widerlegen. Häufig werden dazu Ratingskalen verwendet.

Mit Qualitativen Methoden wird die Beobachtungsrealität nicht in Zahlen dargestellt. Stattdessen werden vor allem Texte aus Interviews, Beobachtungsprotokollen, Briefen und Zeitungsartikel verwendet. Den Befragten wird die Möglichkeit gegeben, individuell ihre Antwort zu formulieren. Dadurch ist dieser Ansatz „offener, fallbezogener und kontextorientierter“ (Resinger 2013, 68).

Im Gegensatz zu quantitativen Verfahren wird überwiegend auf die „Weiterentwicklung von Hypothesen und Theorien, sowie die Praxisverbesserung“ (Resinger 2013, 68) abgezielt.

Dennoch stehen diese Methoden nicht direkt in Konkurrenz zueinander, sondern meist sind in einer Studie beide Ansätze zu finden, wobei eine mehr im Vordergrund steht (Creswell 2009).

Die Durchführung und Auswertung der quantitativen Befragung ist im Gegensatz zur qualitativen durch die standardisierte Befragung leichter. Durch die Zeitersparnis ist die Befragung mehrerer Personen möglich als mit der qualitativen Methode. Wenngleich beispielsweise das Ankreuzen auf dem Fragebogen zwar sehr „schematisch“ scheint, bekommt der Forschende durch müheloses ernsthaftes Antworten der Befragten Antworten, die niemals beliebig oder informationslos sind.

Im Vergleich dazu werden mit der qualitativen Methode hauptsächlich offene Fragen, die neben der Art der Einschätzung auch Begründungen als Antworten enthalten, gestellt. Das qualitative Datenmaterial ist detaillierter als das quantitative, das aus Messwerten besteht.

Sich für nur eine Herangehensweise zu entscheiden, ist nicht mehr notwendig. Viele Projekte verbinden beide Methoden. In diesem Projekt wurde in dem Kapitel 4.1.4.1 Fragebogen Bewohner Fragebogen Bewohner auch eine Forschungsmethode aus beiden Ansätzen verwendet.

2.5 Photovoltaikanlage

Photovoltaikanlagen sind Systeme, die Sonnenenergie in elektrische Energie umwandeln. Man unterscheidet zwischen Inselsystemen und netzgekoppelten Systemen. In Deutschland speisen die meisten PV-Anlagen den Strom in das öffentliche Stromnetz, da die meisten Anlagen durch die Einspeisevergütung des EEG refinanziert werden. Inzwischen liegen die EEG-Vergütungssätze in Deutschland allerdings unter den Strombezugspreisen für normale Stromtarifkunden. Damit ist es lohnend, möglichst viel von dem erzeugten Solarstrom selbst zu verbrauchen (Mertens 2013).

2.5.1 Solare Standortbedingungen einer PVA

Die Dauer und die Intensität des Sonnenlichtes hängen von der Jahreszeit, der Tageszeit, dem Grad der Bewölkung und der Verschattung ab.

Außerhalb der Erdatmosphäre beträgt die Bestrahlungsstärke 1367 W/m^2 (Häberlin 2010, 27). Wenn das Sonnenlicht durch die Atmosphäre tritt, ändert sich das Spektrum jedoch durch Reflexion, Absorption und Streuung des Lichtes an Molekülen wie Ozon und Staubteilchen. Dies verdeutlicht die Abbildung 6.

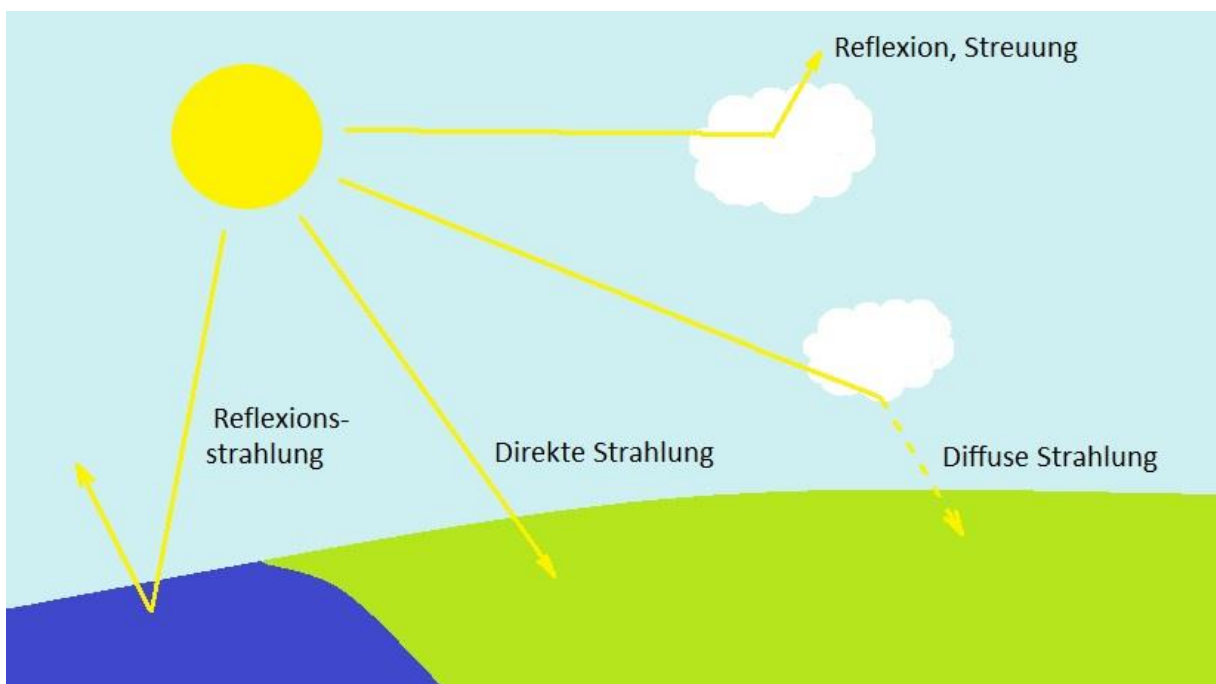


Abbildung 6: Direkt- und Diffusstrahlung (eigene Abbildung 2014)

Je länger der Weg des Lichtes ist, umso größer ist dieser Effekt. Der Lichtweg lässt sich durch die Sonnenhöhe bestimmen, die je nach Tages- und Jahreszeit unterschiedlich ist. Bei Solarmodulen wird das Air Mass (AM) 1,5-Spektrum als Standardspektrum angenommen. Das heißt, dass das Licht eine 1,5-fache Strecke im Vergleich zum senkrechten Durchtritt durch die Atmosphäre zurückgelegt hat. Der AM-Wert x lässt sich bei bekanntem Sonnenhöhenwinkel γ_s der Sonne berechnen:

$$x = \frac{1}{\sin \gamma_s}$$

Der Sonnenhöhenwinkel γ_s für das Standardspektrum beträgt ungefähr 42° (Mertens 2013). Bei einem durchschnittlichen Jahresspektrum von 1,5 kommt auf dem Erdboden nur noch eine Bestrahlungsstärke von 835 W/m^2 an. Diese Strahlung wird Direktstrahlung genannt. Die gesamte auf die Erdoberfläche auftreffende Solarstrahlung, die sogenannte Globalstrahlung, setzt sich neben der Direktstrahlung auch aus der Diffusstrahlung zusammen. Die Diffusstrahlung entsteht durch die Streuung von Licht in der Atmosphäre. Ein Beispiel: In Hamburg liegt die mittlere Diffusstrahlungssumme H_{Diffus} mit $1,52 \text{ kWh/m}^2\text{d}$ über der mittleren Direktstrahlungssumme H_{Direkt} mit $1,08 \text{ kWh/m}^2\text{d}$ (Mertens 2013, 41). Die Diffusstrahlung erbringt hier einen Beitrag zur Jahresglobalstrahlung von knapp 60 %. Zur ersten Abschätzung des Ertrages einer PV-Anlage, dienen Daten zur Globalstrahlung am geplanten Standort. In Deutschland nimmt, wie sich in der Abbildung 7 erkennen lässt, die Jahresglobalstrahlung von Norden nach Süden hin zu - von 900 auf $1500 \text{ kWh/m}^2\text{a}$.

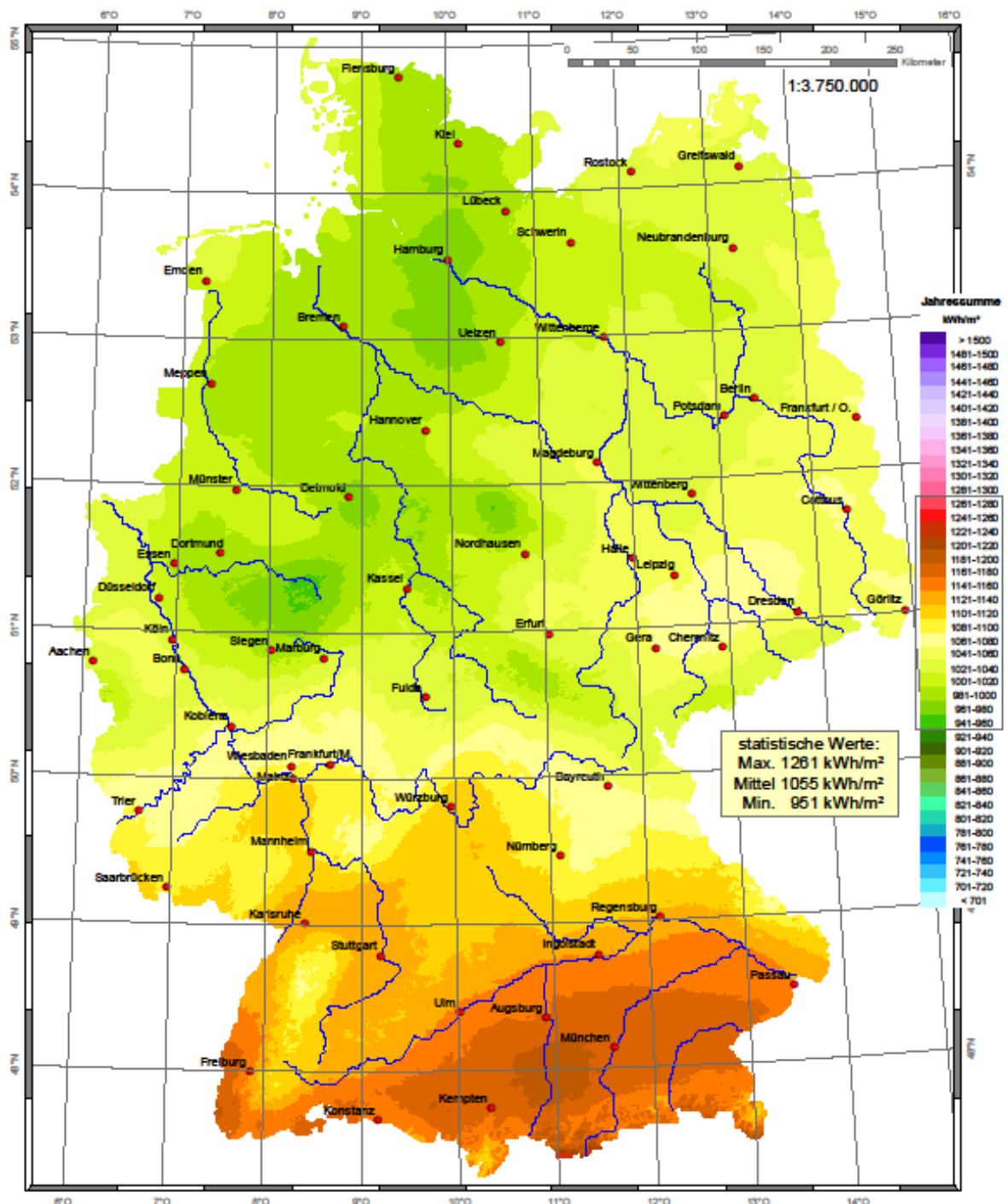


Abbildung 7: Globalstrahlung in Deutschland: mittlere Jahressummen von 1981-2010 (DWD 2012)

Um die größte Stromausbeute mit einer PV-Anlage zu erzielen, sind die Module optimal zur Sonne auszurichten. Dazu zählen die Ausrichtung nach Himmelsrichtung und die Neigung der Module. Auf der Nordhalbkugel ist der Solargenerator nach Süden auszurichten.

Durch die Neigung der Erdachse empfängt die Nordhalbkugel im Winter weniger Sonnenenergie und im Sommer mehr. Hierzu zeigt Abbildung 8 die Veränderung des Sonnenwinkels von Winter und Sommer im Vergleich.

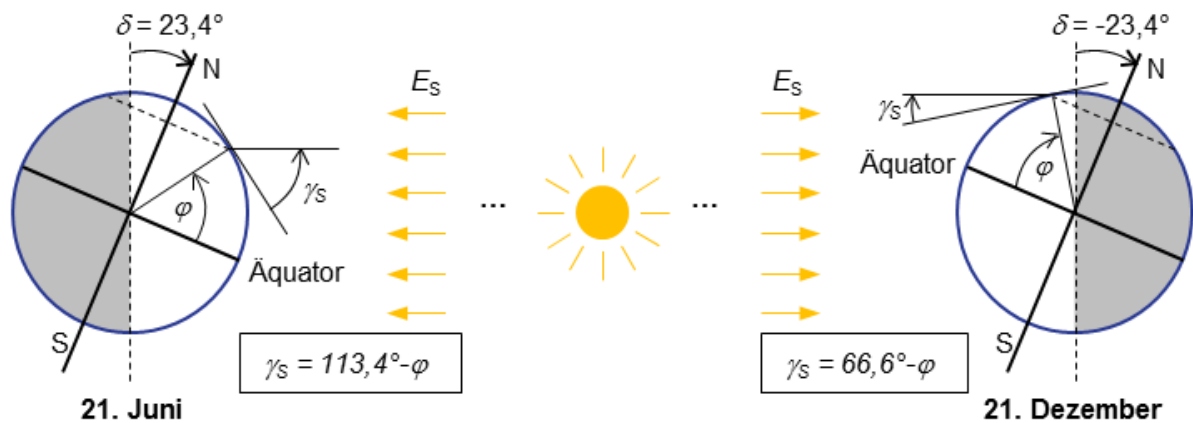


Abbildung 8: Einfluss der Erdachsenverkipfung auf die Sonnenhöhe (Mertens 2013, 45)

Um die Auswirkungen von möglichen Verschattungen auf den Anlagenenertrag abzuschätzen, ist es für die Detail-Planung hilfreich, wenn man die Bahn der Sonne an zwei bestimmten Tagen kennt. Neben der Sonnenhöhe γ_s beschreibt auch der Sonnenazimuth α_s , der die Abweichung der Sonne von der Südausrichtung angibt, die Sonnenposition (siehe Abbildung 9). Negative Werte bedeuten Abweichungen nach Ost, positive Werte stehen für Westabweichungen. In Europa ist ein Wert des Sonnenazimuth von 0 ideal für den Stromertrag.

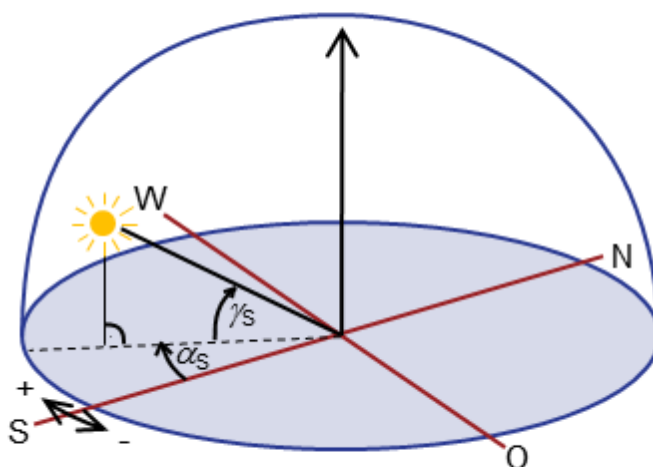


Abbildung 9: Beschreibung des Sonnenstandes durch Sonnenhöhe und Sonnenazimuth (Mertens 2013, 47)

Mit Hilfe der Wahren Ortszeit WOZ^6 , dem Breitengrad ϕ und der Sonnendeklination δ^7 , sowie dem Sonnenazimuth α_s und der Sonnenhöhe γ_s lässt sich ein Sonnenbahndiagramm berechnen. Mithilfe eines Sonnenbahnindikators helfen solche Diagramme Verschattungen durch zum Beispiel Häuser oder Bäume wie in Abbildung 10 zu erfassen.

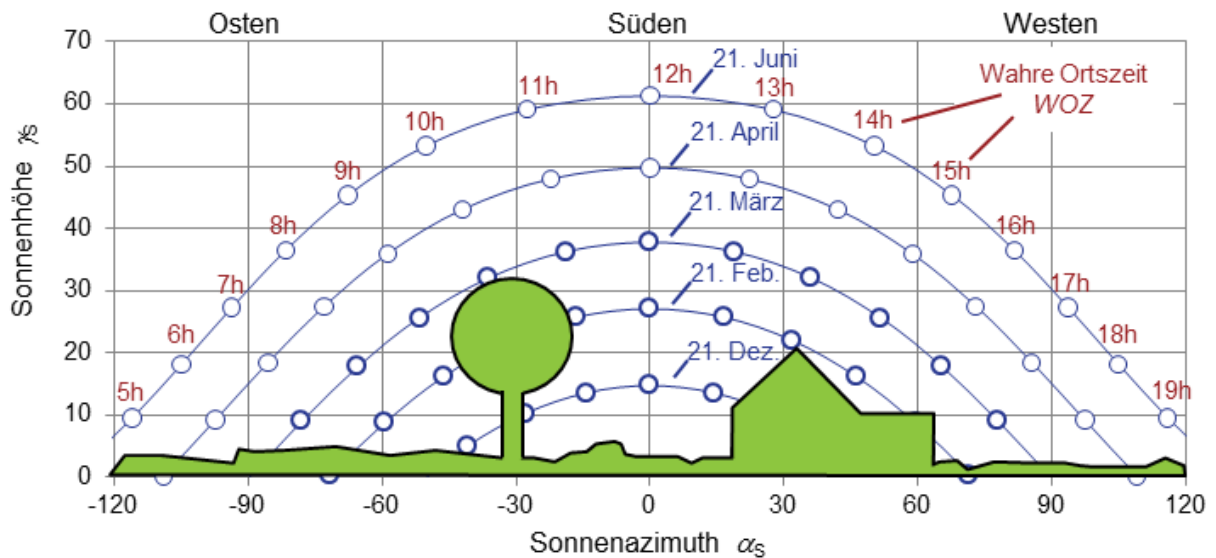


Abbildung 10: Beispiel eines Sonnenbahndiagramms mit Schattenhorizont (Mertens 2013, 237)

Aufgrund stetig sinkender Kosten für PVA ist es in Europa wegen des hohen Anteils an Diffusstrahlung im Allgemeinen nicht sinnvoll, nachgeführte Systeme zu installieren, die einen wesentlich höheren Investitions- und Wartungsaufwand zur Folge haben. Da die Solargeneratoren deshalb meist in einer fixen Position montiert werden, liegt in dieser Arbeit das Augenmerk auf fixen Anlagen (Häberlin 2010, 164).

Bei Flachdächern und Freilandanlagen lässt sich die Neigung der Module optimal einstellen, um einen höheren Stromertrag zu erhalten. Abbildung 11 veranschaulicht die Strahlungsverhältnisse im Fall eines geneigten Solargenerators. Neben der Direkt- und der Diffusstrahlung spielt auch die vom Boden reflektierte Strahlung eine Rolle. Die reflektierte Strahlung wird jedoch häufig außer Acht gelassen, da jedes Bodenmaterial unterschiedlich stark reflektierend wirkt und der Boden meist eine dunkle Farbe aufweist.

⁶Die wahre Ortszeit ist die dem Sonnenstand entsprechende Zeit. Jeder Beobachtungspunkt hat dementsprechend eine andere Ortszeit. Wenn die Sonne für den Beobachter genau im Süden steht, ist es genau 12 WOZ (Steger 2005).

⁷Die Sonnendeklination δ gibt den jeweiligen Neigungswinkel der Erdachse in Richtung der Sonne an (Mertens 2013).

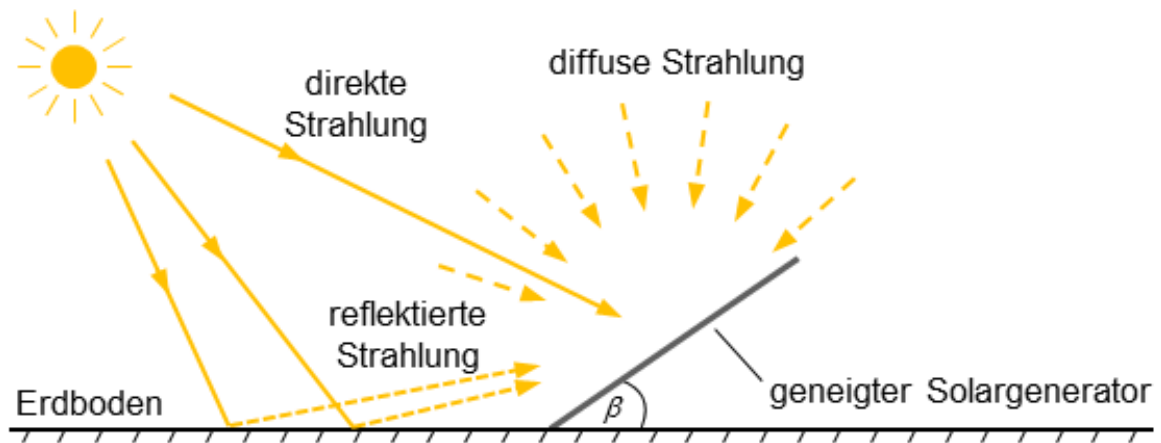


Abbildung 11: Strahlungssituation bei geneigten Flächen (Mertens 2013, 49)

Um PVA detailliert zu planen, werden häufig Simulationsprogramme verwendet, die mit verfeinerten Modellen und detaillierten Wetterdaten sehr genau den Ertrag prognostizieren können. (Mertens 2013, 52).

Um die Strahlung auf ein geneigtes Dach grob abschätzen zu können, werden außerdem Strahlungsdiagramme und Tabellen genutzt (Mertens 2013).

2.5.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage

Eine PVA besteht aus mehreren Solarmodulen, die in Reihe zu einem String geschaltet sind, um die Spitze-Spannung \hat{u} möglichst über 400 V⁸ zu bekommen. Bei großen Anlagen kann die Spannung durchaus größer sein. Mehrere Modulstränge können dann parallel zu einem Solargenerator zusammengefasst werden. Der weitere Aufbau unterscheidet sich je nachdem, ob man den Strom selbst verbraucht oder ihn in das öffentliche Stromnetz einspeist.

Bei einer netzgekoppelte Anlage wie in Abbildung 12 wandelt der Wechselrichter den von den Modulen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um und speist ihn in das öffentliche Stromnetz ein. Damit der Strom korrekt vergütet wird, misst ein Einspeisezähler, welche Menge des selbst produzierten Stroms ins öffentliche Netz gelangt. Getrennt davon zeichnet ein Bezugszähler den Stromverbrauch im Haushalt auf.

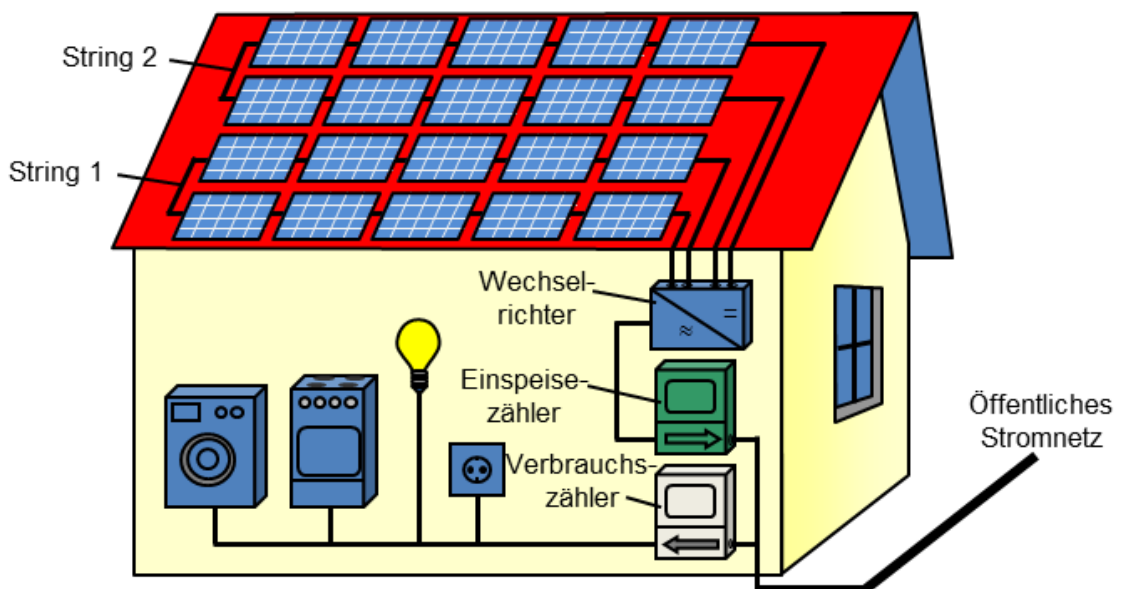


Abbildung 12: Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage (Mertens 2013, 31)

Der wesentliche Unterschied bei einer netzfernen Anlage ist der Speicher, der in den meisten Fällen aus einem Bleiakkumulator besteht (Häberlin 2010, 220). Weil es sich in unserem Beispiel um eine Netzgekoppelte Anlage handelt, wird in dieser Arbeit nicht näher darauf eingegangen.

Da Wechselrichter und Solarzellen bei einer PV-Anlage unerlässlich sind, werden diese Komponenten im Folgenden kurz erklärt (Mertens 2013).

⁸ Die Spitze-Spannung \hat{u} , ist das positive oder das negative Maximum einer Halbwelle bei einer sinusförmigen Spannung (Schnabel 2007): $\hat{u} = u_{eff} \times \sqrt{2}$. Bei einem Effektivwert u_{eff} von 230 V ergibt sich: $\hat{u} = 230 \text{ V} \times \sqrt{2} = \sim 400 \text{ V}$

2.5.3 Solarzelle

Solarzellen sind die Grundbausteine jeder Photovoltaikanlage. Sie bestehen aus Halbleitermaterialen, meistens aus Silizium. Halbleiter sind Stoffe, die unter Zufuhr von Licht oder Wärme elektrisch leitfähig werden, während sie bei tiefen Temperaturen isolierend wirken. Zur Herstellung einer Solarzelle werden Fremdatome in den Halbleiter eingebaut, d.h. das Halbleitermaterial wird "dotiert". Dadurch entsteht entweder ein positiver Ladungsträgerüberschuss (p-leitende Halbleiterschicht) oder ein negativer Ladungsträgerüberschuss (n-leitende Halbleiterschicht) im Halbleitermaterial. An der Grenzschicht von zwei unsymmetrisch dotierten Halbleiterschichten bildet sich ein sogenannter p-n-Übergang, an dem sich ein inneres elektrisches Feld aufbaut, das man Raumladungszone nennt. Dies ist in Abbildung 13 verbildlicht.

Aufgrund des Photoeffektes, wird das Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umgewandelt. Licht besteht aus Photonen. Trifft ein Photon auf ein Atom, so kann seine Energie auf das dotierte Atom übertragen werden. Beim äußeren Photoeffekt treten Elektronen aus einem Metall heraus, das mit Licht beschienen wird, wenn die mitgebrachte Photonenenergie größer ist, als die Austrittsenergie. Für Solarzellen, die aus Halbleitermaterial bestehen, ist jedoch der innere Photoeffekt wichtiger. Das energiereiche Photon kann ein Elektron aus der Kristallbindung lösen. Auf diese Weise erzeugt jedes absorbierte Photon ein Elektron-Loch-Paar.

So werden die Elektronen und Löcher von der Raumladungszone getrennt und zu den Metallkontakten befördert. Die Löcher gelangen durch die p-Basis zum unten liegenden Rückkontakt und die freien Elektronen durch den n-Emitter zu den oberen Frontkontakten. Die Elektronen werden dann zur Stromsammelschiene, genannt Busbar, transportiert. Mit angeschlossenem Verbraucher, kann die Solarenergie in thermische oder mechanische Energie umgewandelt werden. Um Reflexionsverluste gering zu halten und die Zelle zu schützen, wird eine durchsichtige Antireflexschicht auf den dotierten Halbleiter aufgetragen. Mit einem Brechungsindex von 2,0 hat sich Siliziumnitrid Si_3N_4 als Standardmaterial für Antireflexionsbeschichtungen durchgesetzt, da es zu einem Reflexionsfaktor von unter 1 % führt (Mertens 2013, 81).

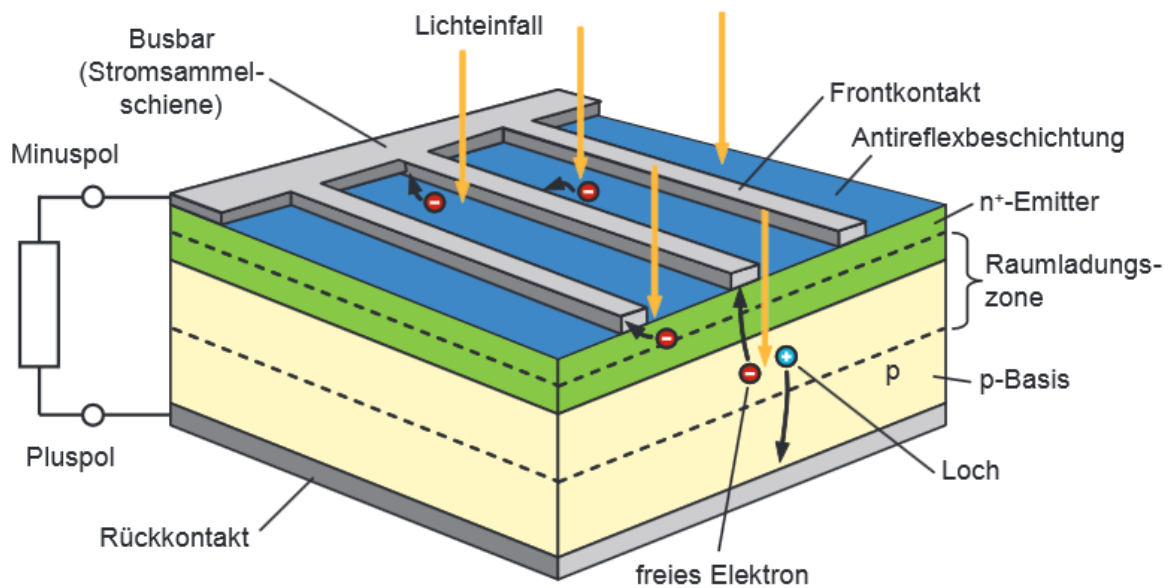


Abbildung 13: Typische Silizium-Solarzelle (Mertens 2013, 84)

Im Wesentlichen entspricht die Kennlinie einer Solarzelle der Kennlinie einer Photodiode. Bei der Solarzelle wählt man jedoch das Erzeugerzählpeilsystem⁹ wie in Abbildung 14 a).

In der Abbildung 14 b) wird gezeigt, dass die beleuchtete Solarzelle die gleiche Form wie die unbeleuchtete Zelle aufweist und sie lediglich um den Kurzschlussstrom I_{sc} (short circuit current) in die positive Stromrichtung verschoben worden ist, weil der Photostrom in umgekehrter Richtung zum Diodenstrom fließt.

Das elektronische Schaltzeichen einer Solarzelle ist in Abbildung 14 c) zu sehen. Da die Solarzelle im 2. und 4. Quadranten Leistung aufnimmt und nur im 1. Quadranten betrieben wird, d.h. Leistung abgibt, wird meist nur der 1. Quadrant gezeichnet, wenn von der Solarzellenkennlinie die Rede ist.

⁹ Beim Erzeugerpeilsystem misst man die Spannung U an der Energiequelle und zählt den von der Energiequelle zum Verbraucher fließenden Strom I positiv (Hagmann 2013).

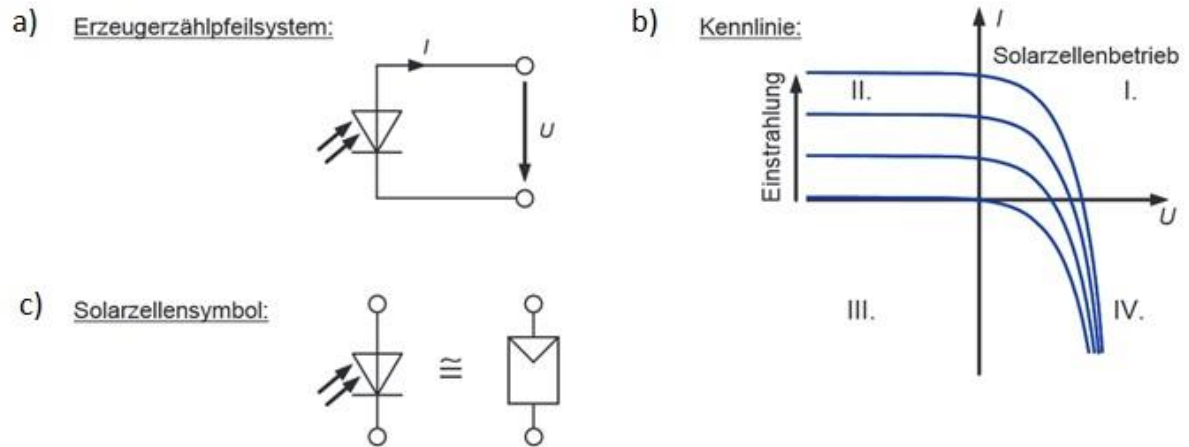


Abbildung 14: Kennlinien einer Solarzelle im Erzeugerzählpeilsystem mit dem Solarzellensymbol (Mertens 2013, 92)

In Abbildung 15, die den 1. Quadranten der Kennlinie darstellt, ist zu erkennen, dass eine Solarzelle für kleine Spannungen eine nahezu ideale Stromquelle mit I_{sc} darstellt. Erst wenn Spannungen nahe der Leerlaufspannung U_{oc} erreicht werden, fällt der Strom steil ab (Häberlin 2010, 86). Da Solarzellen der Produktion elektrischer Energie dienen, ist die Leistung P^{10} von Bedeutung. Wenn für jeden Punkt der Kennlinie $I=f(U)$ die Leistung berechnet wird, entsteht die Kurve $P=f(U)$. Wenn die Solarzelle im Leerlauf und Kurzschluss betrieben wird, gibt die Solarzelle keine Leistung ab. In dem Maximum Power Point (MPP), produziert die Solarzelle die maximale Leistung. Damit Solarzellen eine maximale Leistung abgeben, muss ein angeschlossener Verbraucher so gebaut werden, dass er nahezu immer im MPP arbeitet (Leistungsanpassung).

¹⁰ Leistung ist das Produkt aus Strom und Spannung.

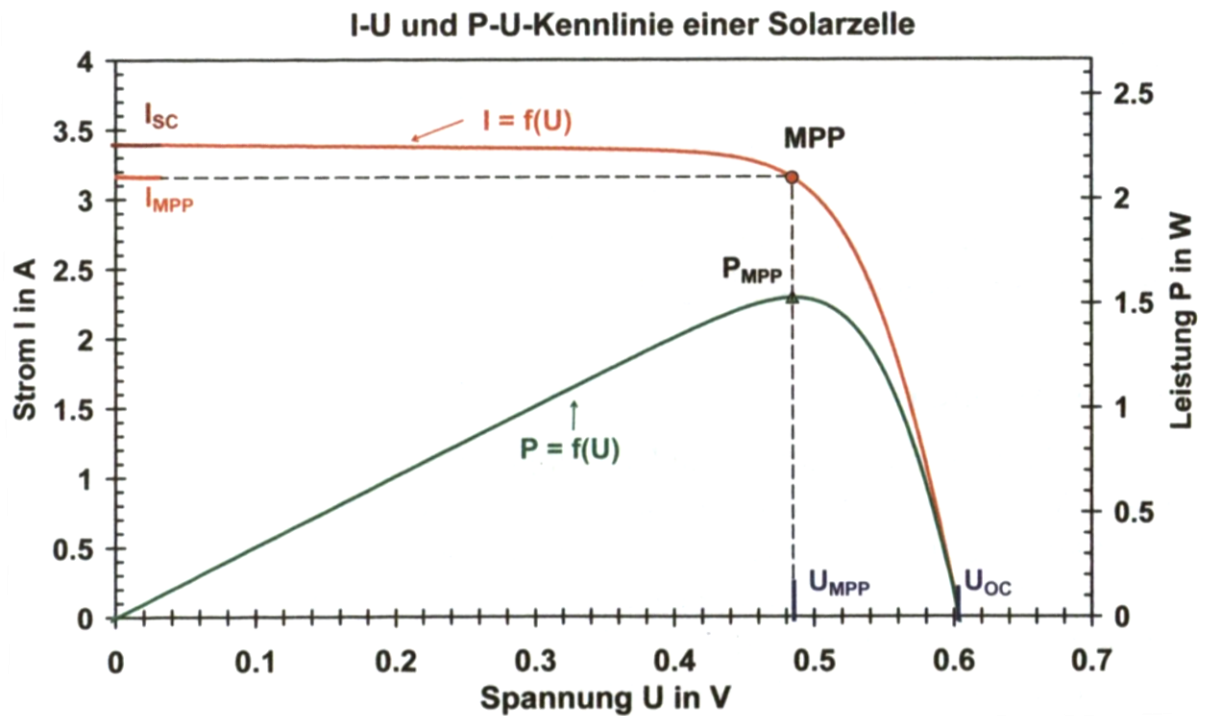


Abbildung 15: Kennlinien einer monokristallinen Si-Solarzelle mit einer Bestrahlungsstärke G von 1 kW/m^2 und einer Zelltemperatur von 25°C (Häberlin 2010, 86)

Dies in der Praxis umzusetzen ist schwierig, da die Lage des MPP von verschiedenen Faktoren wie der Einstrahlung, der Temperatur, der Exemplarstreuung und der Alterung abhängig ist.

Abbildung 16 ist dem Datenblatt des monokristallinen Solarmoduls Sunmodule SW Mono 280 entnommen mit dem in dem Kapitel Simulation der Photovoltaikanlage 4.2 eine PVA simuliert wird (siehe Anhang II: Datenblätter der Solarmodule und Wechselrichter). Es werden Kennlinien bei Standardtestbedingungen (STC) mit unterschiedlichen Bestrahlungsstärken gezeigt. Mit Hilfe dieser Kennlinien ist zu erkennen, dass der Kurzschlussstrom genau proportional zur Bestrahlungsstärke ist, die Leerlaufspannung dagegen mit steigender Bestrahlungsstärke nur wenig zunimmt.

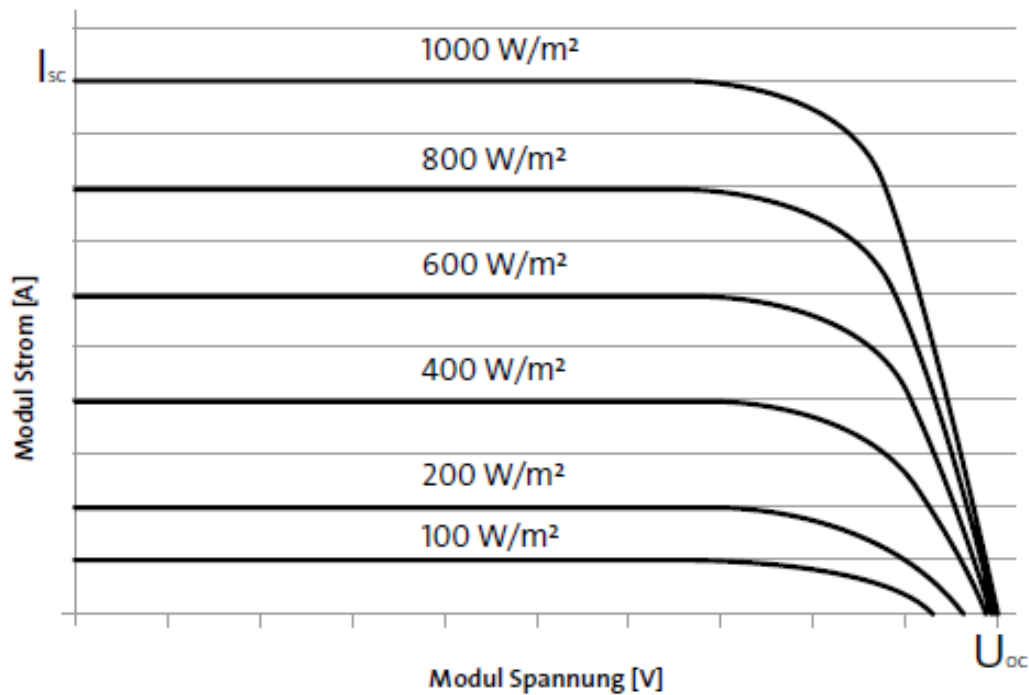


Abbildung 16: Kennlinien der Sunmodule Plus SW 260-280 bei STC mit unterschiedlichen Bestrahlungsstärken (Anhang II: Datenblätter der Solarmodule und Wechselrichter)

Bei Kennlinien mit der Zelltemperatur als Parameter wie in Abbildung 17, lässt sich nur eine geringe Steigerung des Kurzschlussstromes mit steigender Temperatur erkennen, dafür aber eine ziemlich starke Abnahme der Leerlaufspannung, der maximalen Leistung im MPP und damit auch des Wirkungsgrades. Deshalb müssen die Solarzellen im Betrieb möglichst kühl gehalten werden (z.B. durch Hinterlüftung) (Häberlin 2010).

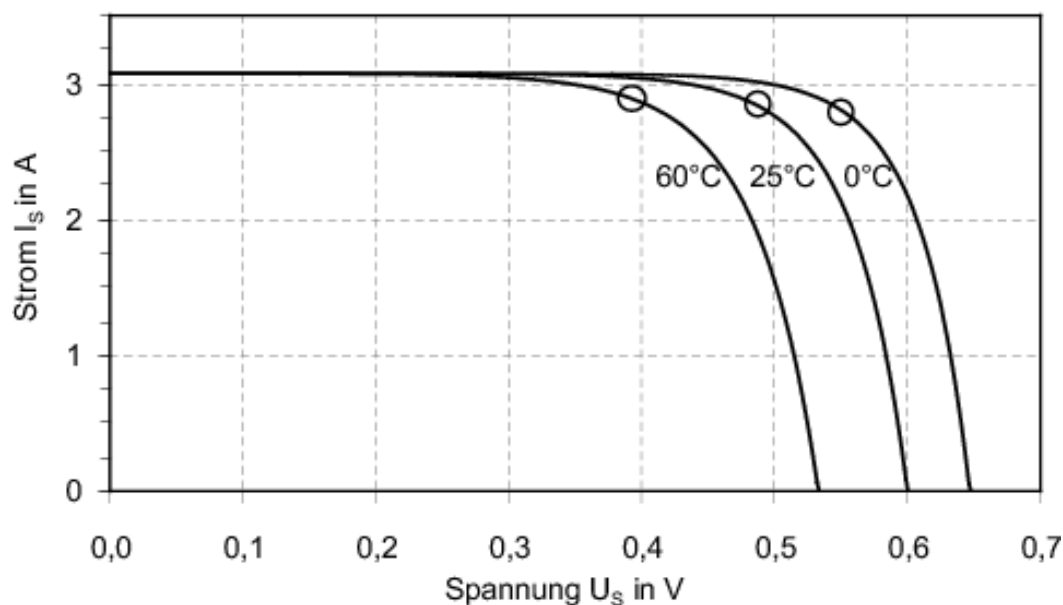


Abbildung 17: Kennlinien einer Solarzelle unter STC bei unterschiedlichen Zelltemperaturen (Wesselak und Voswinkel 2012, 38)

Am Beispiel eines Solarmoduls mit 36 Zellen ergibt sich eine Gesamtkennlinie wie in Abbildung 18.

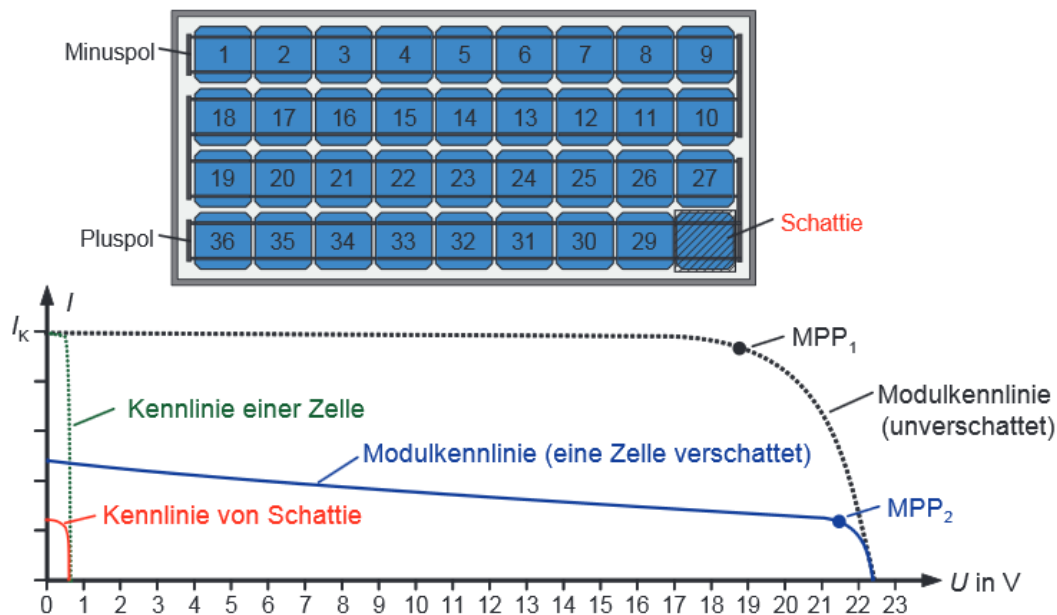


Abbildung 18: Solarmodule mit 36 Zellen und einer verschatteten Zelle (Mertens 2013, 152)

Wenn bei solch einem Modul nun eine Zelle verschattet wird, sinkt die Leistung drastisch von MPP1 zu MPP2. Um solche Verschattungsverluste zu verhindern, werden Bypassdioden parallel zu der Solarzelle geschaltet. Dies zeigt Abbildung 19 am Beispiel des Moduls aus Abbildung 18 (Mertens 2013, 152). Solange keine Verschattung auftritt, liegt an allen Zellen eine positive Spannung an, die für die Dioden als Sperrspannung wirkt, die Dioden leiten keinen Strom. Wenn nun eine Solarzelle verschattet wird, entsteht an dieser Zelle eine negative Spannung, wodurch die Bypassdiode leitend wirkt und die verschattete Zelle überbrückt wird. Dadurch können die restlichen 35 Zellen ihren vollen Strom leiten.

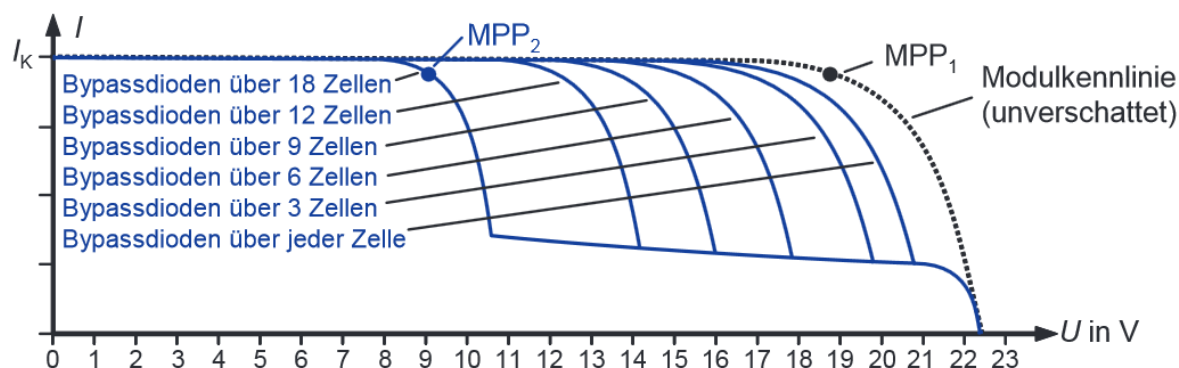


Abbildung 19: Kennlinie des Solarmoduls aus Abbildung 18 mit unterschiedlich vielen Bypassdioden (Mertens 2013, 153)

Da bei Verschattungen Wärme entsteht und diese in der sehr dünnen EVA-Verkapselung kaum abgeführt werden kann, werden jedoch nur wenige Bypassdioden eingesetzt. Außerdem sind die Dioden im Fall eines Defekts nicht austauschbar. Deshalb werden Bypassdioden in der Modulanschlussdose untergebracht. Meist überbrückt jeweils nur eine Bypassdiode 12, 18 oder 24 Zellen. Dadurch fällt je nach Bypassdiodenanzahl ein mehr oder weniger großer Teil des String bei Verschattung aus. Wenn beispielsweise nur zwei Dioden pro Modul benutzt werden, sinkt die Modulleistung im Falle einer Verschattung von einer Zelle etwa auf die Hälfte (Mertens 2013).

90 % der Solarzellen sind aus dem Halbleitermaterial Silizium (Wengenmayr 2012): monokristallin, polykristallin und amorph. Zur Herstellung von monokristallinen Siliziumzellen wird hochreines Halbleitermaterial verwendet. Aus flüssigem Silizium werden einkristalline Stäbe gezogen, die danach in dünne Scheiben, Wafer genannt, gesägt werden. Dieser Zelltyp garantiert relative hohe Wirkungsgrade von bis zu 25,6 % (Green, et al. 2014). Polykristalline Zellen sind jedoch kostengünstiger. Bei deren Herstellung wird die Siliziumschmelze in Blöcke gegossen. Diese werden im Anschluss in Scheiben gesägt. Da sich bei der Erstarrung des Materials unterschiedlich große Kristallstrukturen bilden, kommen an deren Grenzen Defekte wie ein höherer Widerstand oder der Tunneleffekt vor. Dies hat einen geringeren Wirkungsgrad von 20,4 % (Green, et al. 2014) zur Folge.

Amorphe Zellen, die auch Dünnschichtzellen genannt werden, bestehen aus ungeordneten Silizium-Atomen, die auf Glas oder ein anderes Substrat aufgedampft werden. Mit Schichtdicken von weniger als 1 μm sind die Produktionskosten allein wegen der geringeren Materialkosten niedriger. In den letzten Jahren hat sich der Wirkungsgrad amorpher Zellen stetig erhöht und liegt mit 20,1 % (Green, et al. 2014) nur noch minimal unter denen der anderen beiden Zelltypen.

Außer an der Optimierung von Produktionsprozessen, stehen der Erhöhung des Wirkungsgrades natürliche Grenzen im Weg, die zu einem maximalen theoretischen Wirkungsgrad bei Siliziumzellen von 33 % führen (Würfel und Trupke 2003, 45).

Grundsätzlich sind die Halbleitermaterialien nur für bestimmte Spektralbereiche des einfallenden Lichtes geeignet. Ein bestimmter Anteil der Strahlungsenergie kann also nicht genutzt werden, weil die Lichtquanten (Photonen) nicht über ausreichend Energie verfügen, um Ladungsträger "aktivieren" zu können. Auf der anderen Seite wird ein gewisser Anteil an Photonen-Überschussenergie nicht in elektrische Energie, sondern in Wärme umgewandelt.

Um gut nutzbare Spannungen im Bereich von 20 bis 50 V zu erhalten, werden die Solarzellen in Reihe zu Strings geschaltet. Die Strings bettet man in zwei transparenten Folien (z.B. Ethyl-Vinyl-Acetat (EVA)) ein. An der Vorderseite werden sie mit einer Glasscheibe abgedeckt, auf der Unterseite mit einer Rückseitenfolie, die als Feuchtigkeitsschutz und elektrischen Isolator dienen.

Bei STC von 1000 W/m² Sonneneinstrahlung bei 25 °C Zelltemperatur liegen die typischen Nennleistungen zwischen 10 Wattpeak (Wp) und 100 Wp (Setzermann 2013, Mertens 2013).

2.5.4 Wechselrichter

Der Wechselrichter gilt als multifunktionales Herzstück einer PV - Anlage. Denn er wandelt nicht nur den von Solarmodulen erzeugten Gleichstrom in einen möglichst sinusförmigen Wechselstrom um.

Zu den weiteren Aufgaben gehören:

- ein höher Wirkungsgrad ($> 95\%$) im Teillast- und im Spitzenlastbereich
- Strom wird synchron mit der Netzfrequenz eingespeist
- Erzielen maximaler Leistung \rightarrow MPP-Regelung
- Überwachung und Steuerung der gesamten Photovoltaikanlage
- Erfassen sämtlicher Zustandsdaten der Anlage (Leistung, Strom, Spannung, Fehlercodes)
- In netzgekoppelten Systemen: Überwachung des Netzes auf Spannung, Frequenz und Netzimpedanz \rightarrow bei Netzstörung oder Netzausfall vollautomatische Trennung vom Netz
- Maßnahmen zum Personenschutz:
 - o WR mit Trafo: Isolationsüberwachung des Solargenerators
 - o WR ohne Trafo: Fehlerstromüberwachung des Solargenerators

(Mertens 2013, IBC Solar 2014)

Die richtige Auswahl und optimale Auslegung des oder der PV - Wechselrichter in Abhängigkeit der Module und des Standortes der Anlage sind maßgeblich für eine optimale Ertragsausbeute. Bei Wechselrichtern wird nach Gerätetyp und nach Schaltungstechnik unterschieden.

Unterscheidung nach Verwendungsart:

- Modulwechselrichter:
 - o an jedem Modul ist ein Wechselrichter angeschlossen, um Verluste bei hohen Leistungsunterschieden der Module zu vermeiden
- Zentralwechselrichter:
 - o nur ein Wechselrichter für ganze Anlage; für große Leistungen geeignet
- Multistring-Wechselrichter:
 - o besitzen mehr als einen MPP-Tracker, meist einen für jeden String; MPP-Tracking findet MPP bei jedem Arbeitszustand; wenn Verschattungssituationen auftreten

- Master-Slave-Konzepte:
 - Anstelle eines Zentralwechselrichters verwendet man mehrere Einzelgeräte; bei geringerer Einstrahlung wird gesamte PV-Leistung auf Master geschaltet, wenn die Solarleistung weiter ansteigt, übernehmen auch die Slaves einen Teil der Arbeit
 - Damit die Wechselrichter im Mittel die gleichen Betriebsstunden haben, ist jeden Tag ein anderer Wechselrichter der Master

(Wesselak und Voswinckel 2012, 72)

Um den erzeugten Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umzuwandeln wurden traditionell Transformatoren in die Geräte integriert. Seit Ende der 1990er Jahre werden auch Trafolose WR benutzt.

Der größte Vorzug eines Wechselrichters mit Transformator ist die galvanische Trennung. Bei diesen Geräten sind der Gleich- und der Wechselstromkreis getrennt, also der Solargenerator und das Wechselstromnetz. Der dadurch gegebene Überspannungsschutz dient als Maßnahme dem Personenschutz. Weiterhin eignen sich Trafogeräte nicht nur für kristalline, sondern auch für Dünnschichtmodule. Das liegt daran, dass sie sowohl positiv als auch negativ geerdet werden können.

Im Gegensatz dazu sind trafolose Wechselrichter kostengünstiger, da sie leichter sind und das für die Transformatoren eingesetzte kostenintensive Material Kupfer nicht enthalten. Ausschlaggebender für die Wahl eines trafolosen Wechselrichters ist jedoch der höhere Wirkungsgrad. Die Verluste, die bei der Umwandlung der Spannung im Transformator anfallen, werden hier eingespart. In welchen Größenordnungen sich die Wirkungsgrade bewegen, zeigt die Abbildung 20, die Wirkungsgradkurve des Sunny Boy 2100TL von SMA zeigt. Dieser Wechselrichter wird in diesem Projekt zur Planung einer Photovoltaikanlage mit Monokristallinen Solarmodulen verwendet. Die maximalen Wirkungsgrade der trafolosen Wechselrichter liegen hier bei 96 % (Cramer, et al. 2005).

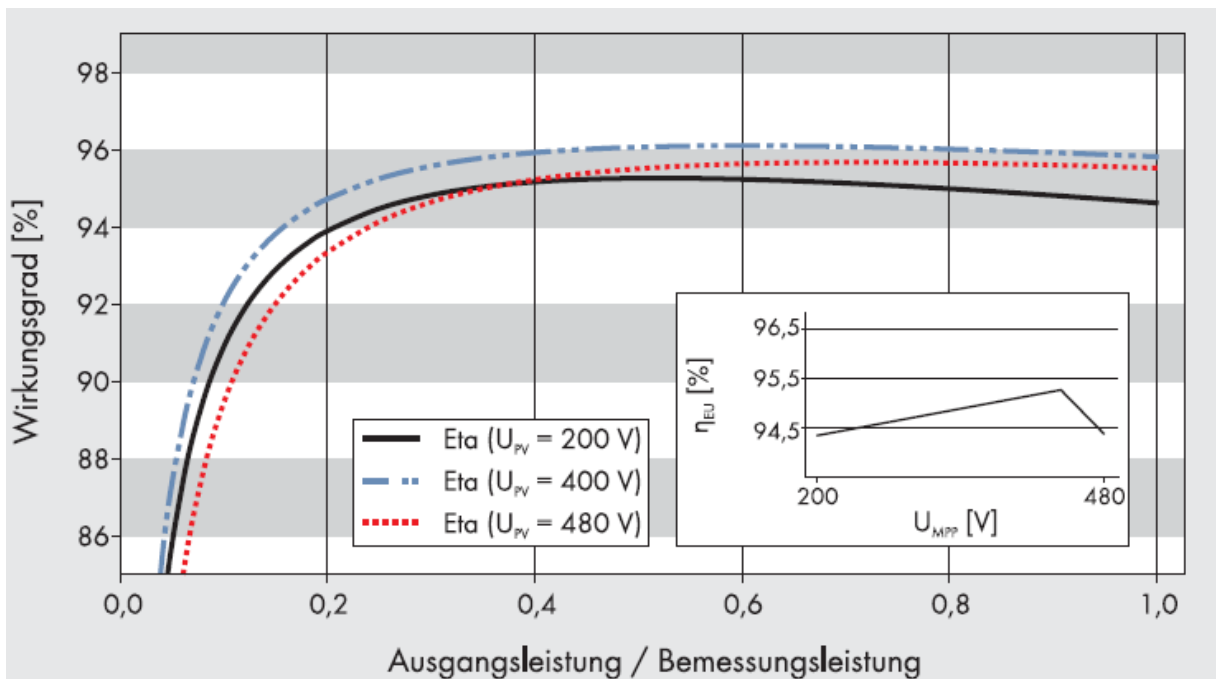


Abbildung 20: Wirkungsgradkurve SUNNY BOY 2100TL (Anhang II: Datenblätter der Solarmodule und Wechselrichter)

Der Wirkungsgrad eines WR gibt an, wie viel der erzeugten Eingangsleistung nach der Umwandlung in Ausgangsleistung in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Es wird oft mit einem hohen Wirkungsgrad der Wechselrichter geworben, der als Umwandlungswirkungsgrad bezeichnet wird. Im Teillastbereich ist er jedoch etwas geringer. Deshalb hat man in der Norm DIN EN 50524 den Europäischen Wirkungsgrad η_{EU} definiert (Mertens 2013). Bei η_{EU} werden die einzelnen Teillastwirkungsgrade entsprechend der Häufigkeit des Auftretens in Europa gewichtet. Die Effizienz von Solarwechselrichtern wird daher durch den Euro-Wirkungsgrad vergleichbar (Mertens 2013).

2.5.5 Standardlastprofil

Als Lastprofil wird in der Elektrizitätswirtschaft der zeitliche Verlauf der abgenommenen elektrischen Leistung über eine zeitliche Periode bezeichnet (Schaefer 1994).

Typischerweise wird in einer Lastkurve mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten die Leistung gemessen. Der Stromzähler speichert den Lastgang und per Datenfernübertragung werden die Daten täglich an den Netzbetreiber gesendet. Auf Anfrage stellt der Netzbetreiber dem Kunden die gemessenen Daten zur Verfügung. Ein Lastprofil kann mit den Messwerten eines Datenloggers individuell auch mit einer höheren Auflösung von einer Minute erstellen werden - wie in Kapitel 4.1.1 Datenlogger Installation.

Da es für die Netzbetreiber nicht möglich ist, für jeden Haushalt eine Lastkurve einzeln zu messen, werden Standardlastprofile als repräsentative Lastprofile verwendet. Dazu wird das zeitliche Verbrauchsverhalten eines typischen Endverbrauches durch ein kundengruppen- oder branchenbezogenes Verbrauchsmuster ausgetauscht. Um im Nachhinein ein angenähertes Lastprofil für diese Verbrauchergruppe zu erstellen, wird die gemessene Jahresarbeitsmenge entsprechend dem Verbrauchsmuster gewichtet (BDEW 2014).

Bei Standardlastprofilen unterscheidet man zwischen Wochen-, Samstagen und Sonntagen sowie zwischen den saisonalen Bereichen Übergangsjahreszeit, Sommer und Winter. Je nach Verbrauchergruppe (z.B. Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft) veröffentlicht der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) solche Lastgänge, die von vielen Netzbetreibern verwendet werden (BDEW 2014).

In Kapitel 4.1.3 Auswertung Strombedarf wird das Standardlastprofil eines Haushalts H0 mit den gemessenen Lastgängen der Lüftung verglichen.

Um den Eigenverbrauch einer PV-Anlage abschätzen zu können, werden neben Standardlastprofilen auch Standardeinspeisepprofile von Erneuerbare-Energien-Anlagen verwendet.

Der deutsche Wechselrichterhersteller SMA stellt Nutzern typische Tageslastgänge auf dessen Website zur Verfügung (SMA 2013). Die Abbildung 21 zeigt Beispiele eines nahezu über 24 h gleichmäßig verlaufenden Standardlastprofils mit einem Jahresenergiebedarf von ca. 1 GWh (SMA 2013). Der Energiebedarf soll mit einer 300 kWp PV-Anlage gedeckt werden. Der Eigenverbrauch des Tages (grüne Fläche) setzt sich aus der Schnittmenge aus der Erzeugung (blaue Fläche) und des Verbrauches (graue Fläche) zusammen (SMA 2013). Bild A zeigt ein Beispiel eines sonnigen Tages im Sommer, an dem die PVA den max. möglichen Strom produziert. Da die Grundlast deutlich überschritten wird, kann die überschüssige Energie in einem Speicher gespeichert werden. Wenn die Speicherkapazität erreicht ist, wird der

restliche Strom ins Netz eingespeist. In Bild B ist dagegen ein bewölkter Sommertag zu sehen, indem die Erzeugungsleistung kleiner als die Grundlast ist. In diesem Fall kann der produzierte Strom sofort selbst verbraucht werden. Der Einfluss der Jahreszeit auf die Stromerzeugung wird in Bild C und D erkennbar. Besonders, wenn man Bild B und D vergleicht, in denen jeweils bedeckte Tage dargestellt sind. Im Juni ist die erzeugte Energiemenge dagegen dreifach so groß als im Dezember. Bild C lässt außerdem erkennen, dass die ausgewählte PV-Anlage selbst in der Übergangszeit noch einen bedeutenden Teil des elektrischen Energiebedarfes deckt (SMA 2013).

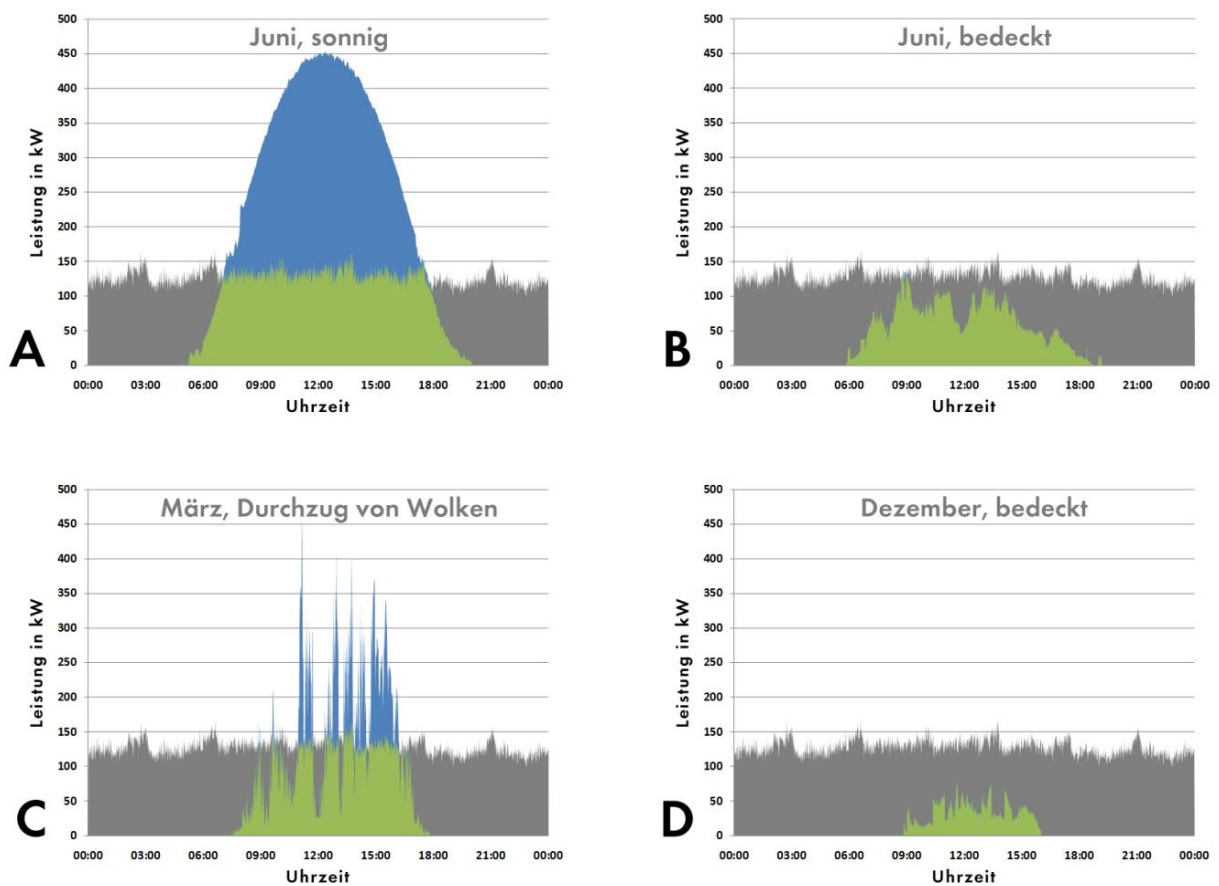


Abbildung 21: Vier Tageslastprofile einer PV-Anlage mit 300 kWp Nennleistung in Abhängigkeit von Wetter und Jahreszeit und Einspeiseprofil eines Verbrauchers mit weitgehend konstanter Last (SMA 2013)

3 In der Bachelorarbeit verwendete Softwareprogramme

3.1 PVGIS

Photovoltaik Geographical Information System (PVGIS) ist eine Ertragsdatenbank, die kostenlos vom Joint Research Center der Europäischen Kommission zur Verfügung gestellt wird.

Abbildung 22 zeigt die Eingabemaske der Ertragsdatenbank für die Schätzung einer PVA für den Standort Hamburg.

Als Datenbasis dienen Strahlungsdaten für Europa, Afrika und Südwest-Asien, die über Jahre gemessen wurden. Mit Hilfe dieser Werte lässt sich der mögliche Ertrag einer Photovoltaikanlage berechnen. Außerdem bietet PVGIS verschiedene Strahlungsdatenkarten an, die kostenlos heruntergeladen werden können.

The screenshot shows the PVGIS interactive map interface. At the top, there are logos for JRC and CM SAF, and the title 'PVGIS Interaktive Karten'. Below the logos, there are navigation links and a 'Wichtiger rechtlicher Hinweis' button. A search bar contains 'hamburg, germany' and a 'Suchen' button. The map shows Hamburg, Germany, with a red pin indicating the location. The configuration panel on the right includes the following sections:

- PV Schätzung**: Monatliche Einstrahlung, Tägliche Einstrahlung, Autonome FV
- Leistung Netzgekoppelte FV**:
 - Einstrahlungsdatenbank: Climate-SAF PVGIS
 - FV Technologie: Kristallin Silizium
 - Installierte FV-leistung: 1 kWp
 - Geschätzte Systemverluste: 14 %
- Montagemöglichkeiten:**
 - Montageposition: Freistehende
 - Neigung: 34 Grad
 - Azimuth: -44 Grad
- Nachführungsmöglichkeiten:**
 - Vertikale Achse: Neigung [0;90] 0 Grad
 - Geneigte Achse: Neigung [0;90] 0 Grad
 - 2-achsige Nachführung
- Outputformaten:**
 - Webseite (selected)
 - PDF

Buttons for 'Berechnen' and 'Hilfe' are visible at the bottom of the configuration panel.

Abbildung 22: Website der PVGIS (Commission 2012)

3.2 PV*SOL advanced 6.0

PV*SOL advanced 6.0 ist ein Simulationsprogramm für PVA von Valentin Software, das einen Monat kostenlos als Testversion zur Verfügung steht. Da die Firma sumbi INGENIEURE dieses Programm verwendet und im Gegensatz zu vielen anderen PV-Simulationsprogrammen neben einer Ertragsberechnung eine Wirtschaftlichkeitsberechnung zu erstellen ist, fiel die Wahl auf dieses Simulationsprogramm.

Mit dem Programm ist es möglich, den Eigenverbrauch zu berechnen, sowie die Speicherung in Batteriesystemen abzubilden. Die Komponentendatenbank, die ständig aktualisiert wird, enthält rund 13.000 Modul- und 3.100 Wechselrichterdatensätze. Das Programm liefert Wechselrichterkombinationen für die ausgewählten Solarmodule. Mit der Klimadatenbank MeteoSyn verwendet das Programm Daten vom Deutschen Wetterdienst.

Auf Basis der eingegebenen Werte führt PV*SOL nicht nur eine Ertragssimulation durch, sondern auch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dabei werden die Kosten für Module, Wechselrichter, Montage, Einspeisevergütungen des EEG, Strompreise und Kredite berücksichtigt.

3.3 Internetportal SMARTEN-VISUAL

Die Auswertung der Messdaten des Datenloggers SMARTEN SMARTCHECK 725 von der Firma Smarten erfolgt über das Internetportal SMARTEN VISUAL der Firma. Dies ist für den Zeitraum von einem Monat nur mit persönlichem Zugang möglich. Zur gesonderten individuellen Auswertung ist ein Datenexport als CSV möglich.

Mit nur einer zentralen Auswertung erhält man eine detaillierte Aussage über den Stromverbrauch und aller Stromkreise.

4 Praktische Umsetzung

4.1 Strombedarf Lüftungsanlage

Die verwendete Lüftungsanlage besteht aus einem Einbauventilator mit rückwärtsgekrümmtem Laufrad vom Typ ER28F-4KK-2F-1R. der Firma ZIEHL-ABEGG. Mit einer Nennspannung von 230 V dreht sich der Motor 2300-mal pro Minute und braucht dazu einen Motorstrom von 1,1A. Dadurch ergibt sich ein Antriebswirkungsgrad von 68 %.

Die Lüftungsanlage führt komplett durch das ganze Haus. In jeder Wohnung ist die Temperatur regelbar und die Lüftungsleistung lässt sich durch 3 verschiedene Stufen einstellen: Minimal-, Nenn- und Maximallüftung. Da die Lüftung druckgeregelt ist, fährt der Druck runter, wenn eine geringere Stufe eingestellt wird, wodurch der Motor eine geringere Drehzahl bekommt. Es wird über die Zuluft geheizt. Ein Volumenstromregler und ein Nachheizregister pro Wohneinheit regeln die Frischluftzufuhr und die Raumtemperatur.

Um den Strombedarf der Lüftungsanlage zu bestimmen, gibt es die Möglichkeit, bei dem Stromanbieter anzufragen und sich den Jahresverbrauch für den Haushalt geben zu lassen bzw. selber abzulesen. Da in diesem Projekt lediglich der Stromverbrauch der Lüftungsanlage von Interesse ist, wurde die Firma Smarten beauftragt, einen stationären Datenlogger zu installieren, mit dem über einen Zeitraum von vier Wochen (12.12.2013 – 09.01.2014) die Schein-, Wirk- und Blindleistung, sowie die Spannung und die Stromstärke gemessen wurde.

4.1.1 Datenlogger Installation

Unter Einhaltung der gängigen Sicherheitsanforderungen haben fachkundige Mitarbeiter der Firma Smarten den Datenlogger SMARTCHECK 725 installiert.

Der Messbereich reicht von 0 bis 2000 A.

Das Messsystem SMARTCHECK 725 besteht aus einem transportablen Messkoffer und der Anschlussstechnik zum Verbinden der entsprechend zu messenden Leitungen. Der Messkoffer wird wie in Abbildung 23 möglichst nahe am Messpunkt in der Nähe des Sicherungskastens aufgestellt. Nachdem die Messwandler mit ihren Steckverbindungen mit dem SMARTCHECK 725 verbunden wurden, werden die Messwandler an den Stromleitungen der einzelnen Sicherungskreise im Sicherungskasten installiert.

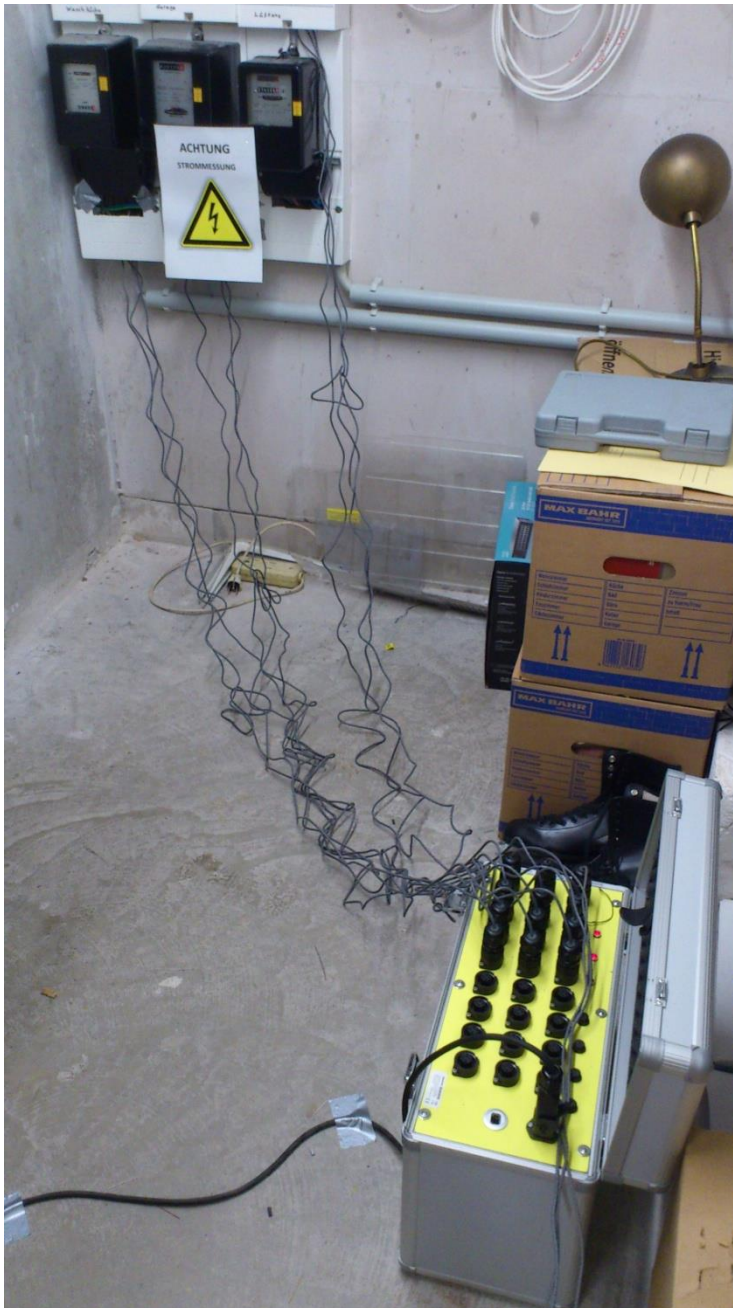


Abbildung 23: Installation des Datenlogger (eigene Abbildung 2014)

Der Datenversand erfolgt über ein LAN-Anschlusskabel vom Gerät zum Netzwerk oder optional über W-LAN oder UMTS. Wenn kein Internetanschluss vorhanden ist, werden die Daten lokal auf dem Gerät gespeichert. In diesem Projekt wurden die Daten über W-LAN versendet.

Die Stromversorgung des SMARTCHECK 725 und die Spannungsmessung der drei Phasen erfolgt über den 230/400 Volt Anschluss. In unserem Fall stand uns ein 400 Volt Anschluss zur Verfügung. Der Gerätenetzstecker wird in die Stromversorgungsbuchse des SMARTCHECK 725 gesteckt und der Stecker wird mit dem Sicherheitsbügel arretiert. Anschließend wird der Gerätenetzstecker mit einer geeigneten Steckdose verbunden.

Nach dem Systemaufbau wird zur Inbetriebnahme des SMARTCHECK 725 über ein Web-Frontend softwareseitig die Geräteeinstellung vorgenommen. Über W-LAN werden folgende Parameter eingestellt: Die Phasenzuordnung der Messkreise wird eingestellt, die Messwandler je Messkreis definiert sowie die Messkreise benannt. Es können dann alle Messwerte in einer Tabelle als Livedaten eingesehen werden. Auch eine graphische Auswertung für Strom, Spannung und Wirkleistung ist möglich.

Außerdem besteht die Möglichkeit, Messeingänge zu aktivieren oder zu deaktivieren, Phasenzuordnungen vorzunehmen sowie den jeweiligen Typ des angeschlossenen Messwandlers zu ändern.

4.1.2 Messung und Darstellung in Lastkurve

Um die Messung zu beenden, werden die Daten zunächst gespeichert, der SMARTCHECK 725 von der Stromversorgung und von der zentralen Stromanlage getrennt, und dann von den einzelnen Leitungen am Sicherungskasten getrennt. Bei der Deinstallation ist wie bei der Installation zu beachten, dass große Ströme auftreten können, sodass Gummihandschuhe sowie ein Gummiteppich verwendet werden.

Anschließend kann im Internet über das Portal SMARTEN-VISUAL.de der Verbrauch analysiert und ausgewertet werden.

Eine Wochenansicht visualisiert den Wochenverbrauch, eine Tabelle zeigt die Kosten und den Verbrauch pro Messkreis an. In Abbildung 24 ist solch eine Tabelle zu sehen. Auch eine Monatsansicht kann visualisiert werden.

Zeitraum	09.12 - 15.12.2013
Gesamtverbrauch	129.989 kWh
Gesamtkosten	21.45 €
Kosten pro kWh	0.165 €

↕	↕	↕
Lüftung	27.267 kWh	4.50 €
Lüftung	33.454 kWh	5.52 €
Lüftung	25.574 kWh	4.22 €
Garage	11.912 kWh	1.97 €
Garage	6.721 kWh	1.11 €
Garage	8.480 kWh	1.40 €
Waschküche	15.391 kWh	2.54 €
Waschküche	0.493 kWh	0.08 €
Waschküche	0.697 kWh	0.12 €
Kreis 25	0.000 kWh	0.00 €

Abbildung 24: Stromverbrauch in der Wochenansicht vom 9.12. bis 15.12.2013 im Portal SMARTEN VISUAL

Weiterhin ist es möglich, den Tageslastgang pro Messkreis darzustellen. Hierbei ist zwischen den Größen Wirk-, Schein- und Blindleistung, sowie Spannung und Strom zu wählen. In dem Tageslastgang vom 19.12.2013, der in Abbildung 25 zu sehen ist, werden die Wirk- und Scheinleistung dargestellt.

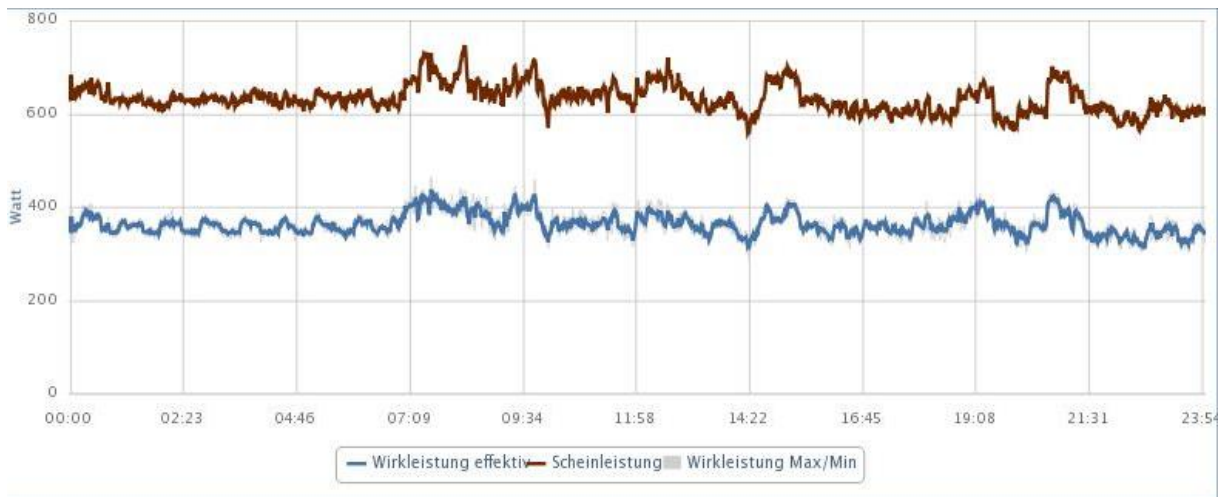


Abbildung 25: Tageslastgang der Lüftung vom 19.12.2013

Der Zugang zu dem Portal ist auf einen Monat begrenzt. Danach werden die Daten gelöscht. Deshalb ist zur gesonderten individuellen Auswertung ein CSV-Daten-Export nötig.

Um die Messwerte auswerten zu können, werden die Messdaten zunächst in Excel-Dokumente übertragen. Um den Leistungsverbrauch in Form eines Lastprofils zu erhalten, wird zur Ermittlung die Wirkleistung verwendet. Da die Messwerte minütlich gemessen wurden und einige Werte fehlten, wurden zum besseren Vergleich 15 minütige Durchschnittswerte erstellt. Diese Werte dienen als Grundlage für Lastprofile jedes einzelnen Tages. Dabei wurde zwischen Werktag, Samstag und Sonntag unterschieden.

Ein Beispiellastprofil des Leistungsverbrauchs der Lüftungsanlage zeigt Abbildung 26.

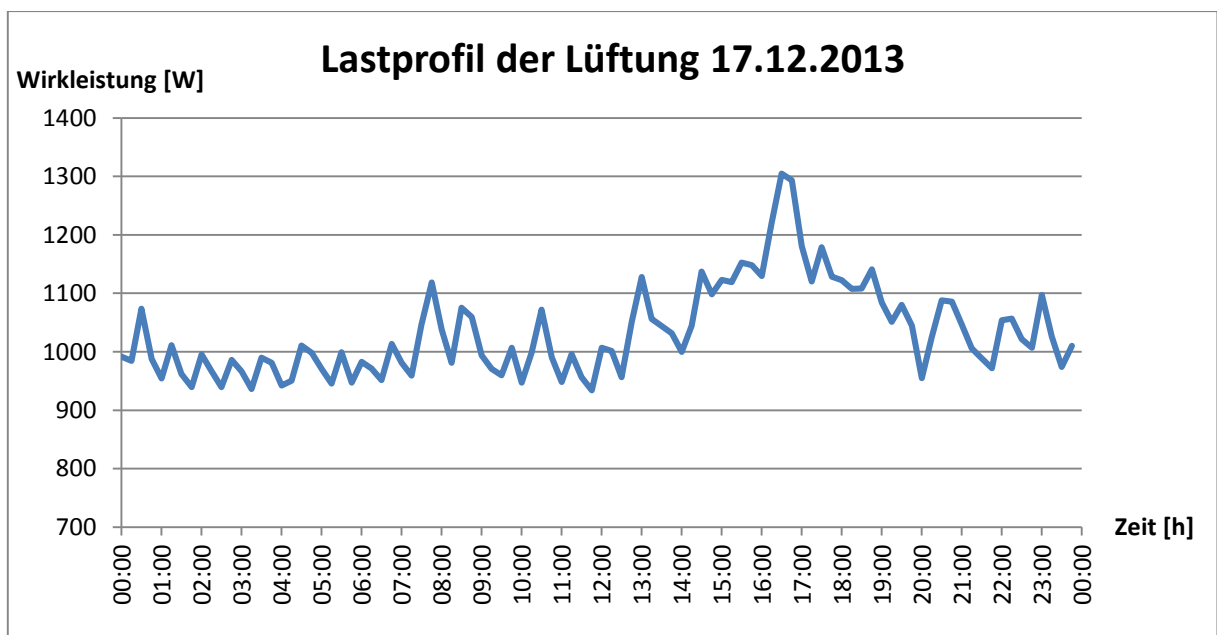


Abbildung 26: Lastprofil der Lüftung vom 17.12.2013

4.1.3 Auswertung Strombedarf

Aufgrund von Zeitmangel konnte die Leistung nur für einen Monat im Winter 2013/2014 gemessen werden. Da keine Daten vorliegen, dass sich die Leistung der Lüftung im Winter gegensätzlich zu dem restlichen Zeitraum des Jahres unterscheidet, wird in diesem Projekt der gemessene Leistungsbedarf im Winter für das ganze Jahr angenommen.

Der kleinste Wert beträgt 638,70 W und wurde am 01.01.2014 um 19:41 gemessen. Den größten Wert stellt 1382,90 W dar. Er wurde am 08.01.2014 um 08:32 gemessen.

Um ein Muster bei den Werktagen, Samstagen oder Sonntagen feststellen zu können, wurden die Tagesdiagramme übereinandergelegt und zusätzlich der durchschnittliche Tagesverlauf dargestellt.

Lastprofil Werktag:

Für die Auswertung des Leistungsverbrauches der Lüftung an Werktagen, wurden die gemessenen Leistungsdaten von sieben typischen Werktagen verwendet. Einen typischen Werktag gibt es, wie in Abbildung 27 zu erkennen, nicht. Der Leistungsverbrauch der Lüftung bewegt sich werktags in dem Bereich von 200 W.

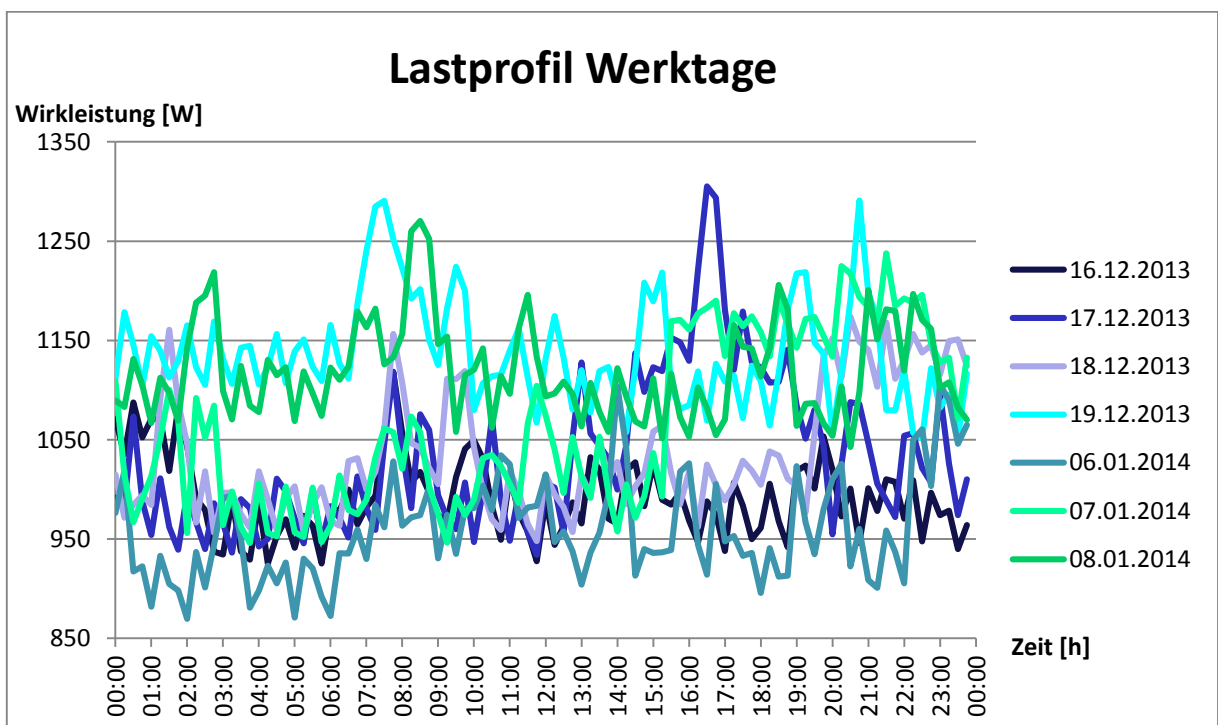


Abbildung 27: Lastprofil der Lüftung an Werktagen

Lediglich - in Abbildung 28 zu erkennen - weisen die Werktage im Durchschnitt am Morgen in der Zeit von 8:00 eine deutliche Spitze auf.

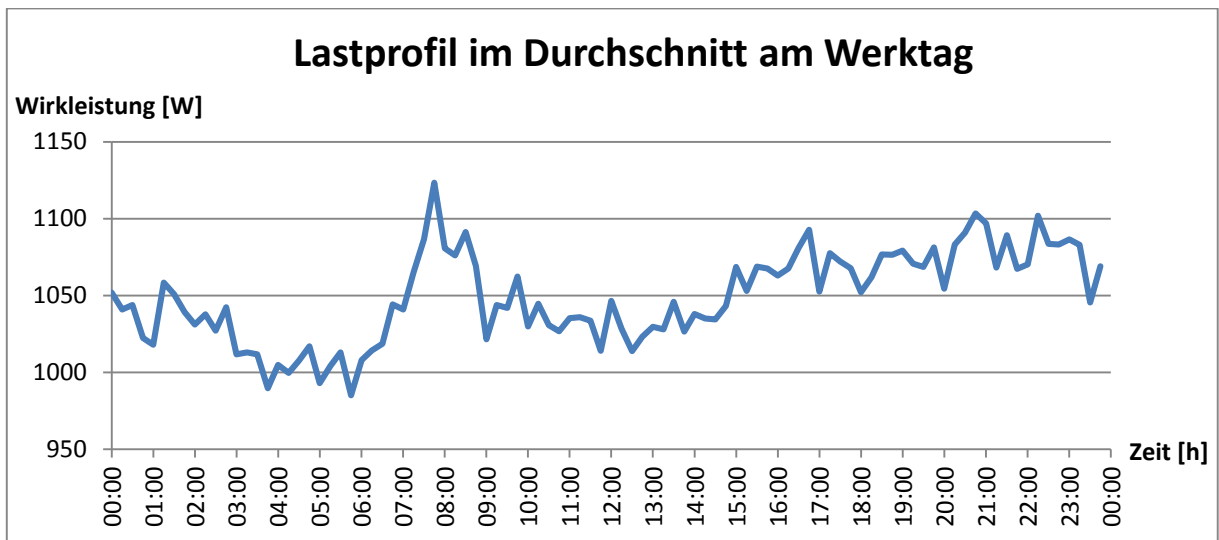


Abbildung 28: Lastprofil der Lüftung im Durchschnitt am Werktag

Lastprofil Samstag:

In der Abbildung 29 lässt sich für den Samstag ein typischer Verlauf erkennen. Während die Leistung morgens stagniert, gibt es tagsüber mehrere Anstiege und zum Abend hin nimmt die Leistung wieder ab.

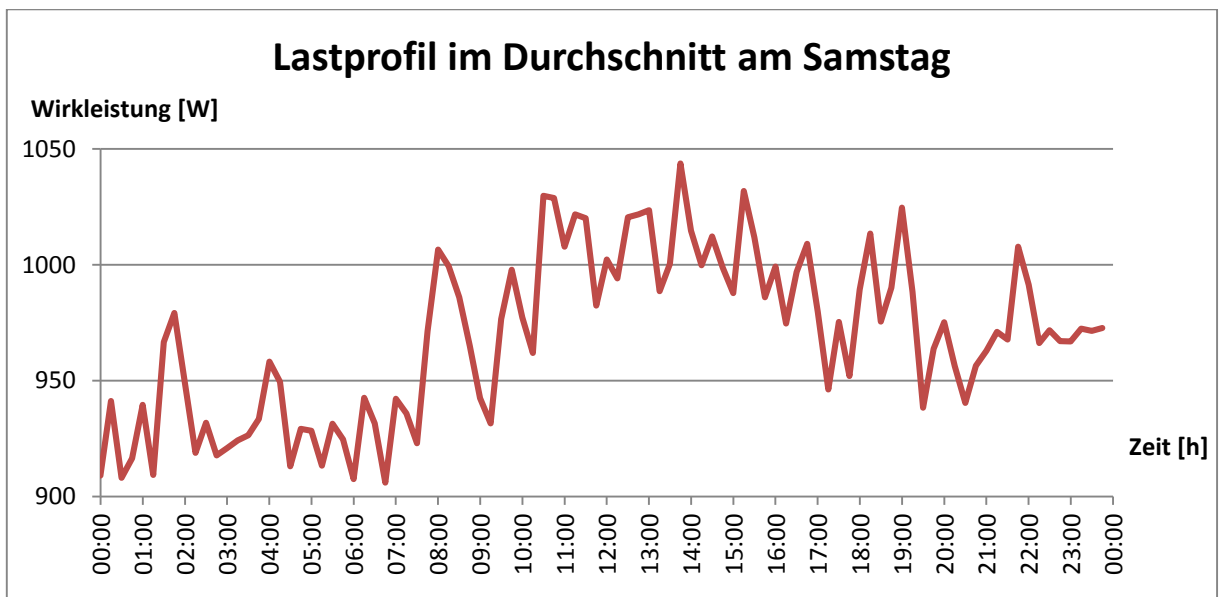


Abbildung 29: Lastprofil der Lüftung im Durchschnitt am Samstag

Abbildung 30 zeigt das Lastprofil der Lüftung vom Samstag, den 14.12.2013. Dies ist ein charakteristisches Samstagsprofil.

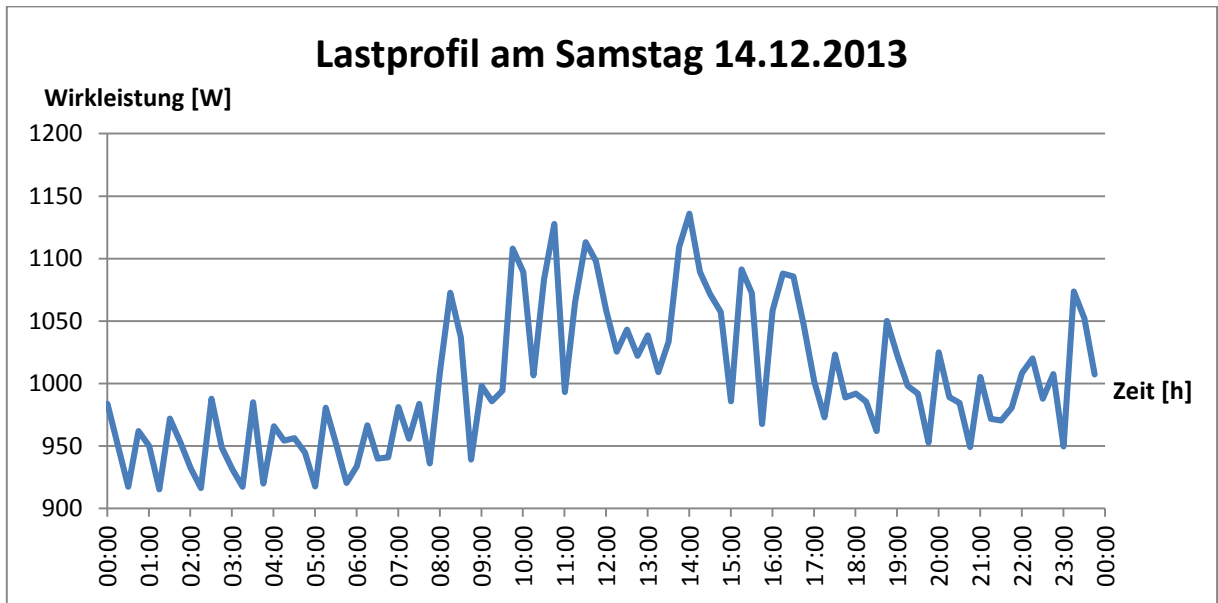


Abbildung 30: Lastprofil der Lüftung am Samstag, den 14.12.2013

Lastprofil Sonntage:

Die Lastprofile an Sonntagen – in Abbildung 31 dargestellt – verdeutlichen, dass die verbrauchte Leistung am Mittag bis 12:00/13:00 stark ansteigt, während am Abend die Leistung leicht unter den Wert vom Vormittag fällt.

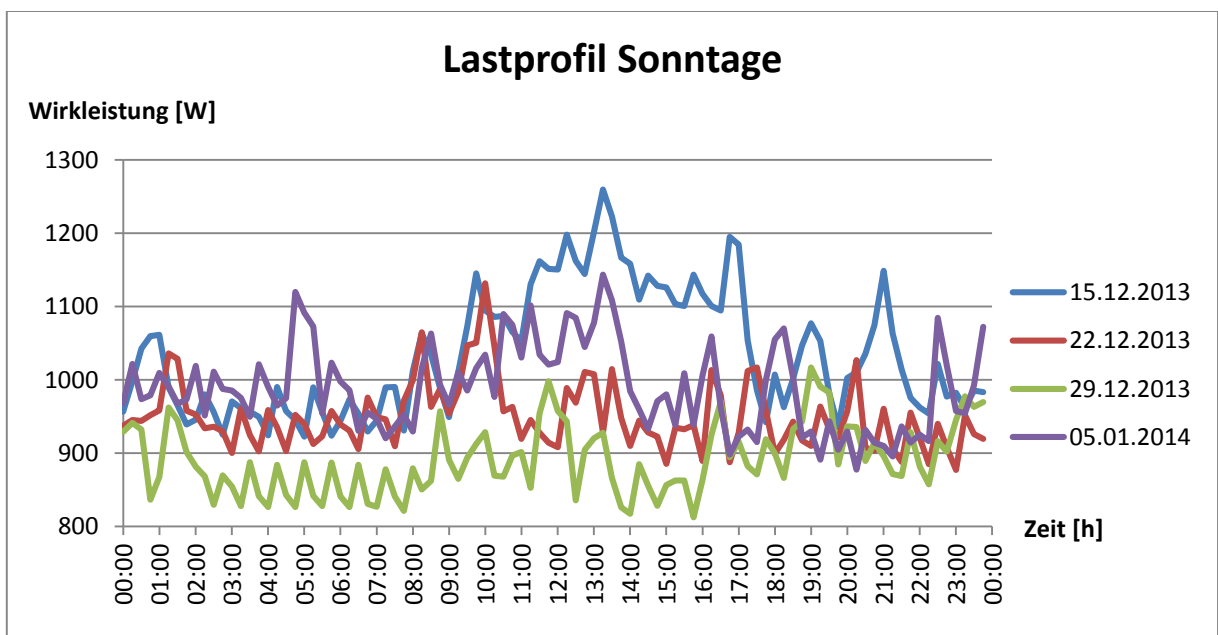


Abbildung 31: Lastprofil der Lüftung an Sonntagen

Mit Hilfe der Standardlastprofile H0 eines Haushaltes, die von Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH auf deren Website kostenlos zum Download zur Verfügung stehen, werden zudem die Durchschnittslastprofile mit dem Standardlastprofil H0 verglichen.

Abbildung 32 veranschaulicht die Korrelation¹¹ bei Werktagen im Winter zwischen dem gemessenen Durchschnittsprofil und dem Standardlastprofil H0. Dabei ergibt sich der Korrelationsfaktor 0,64.

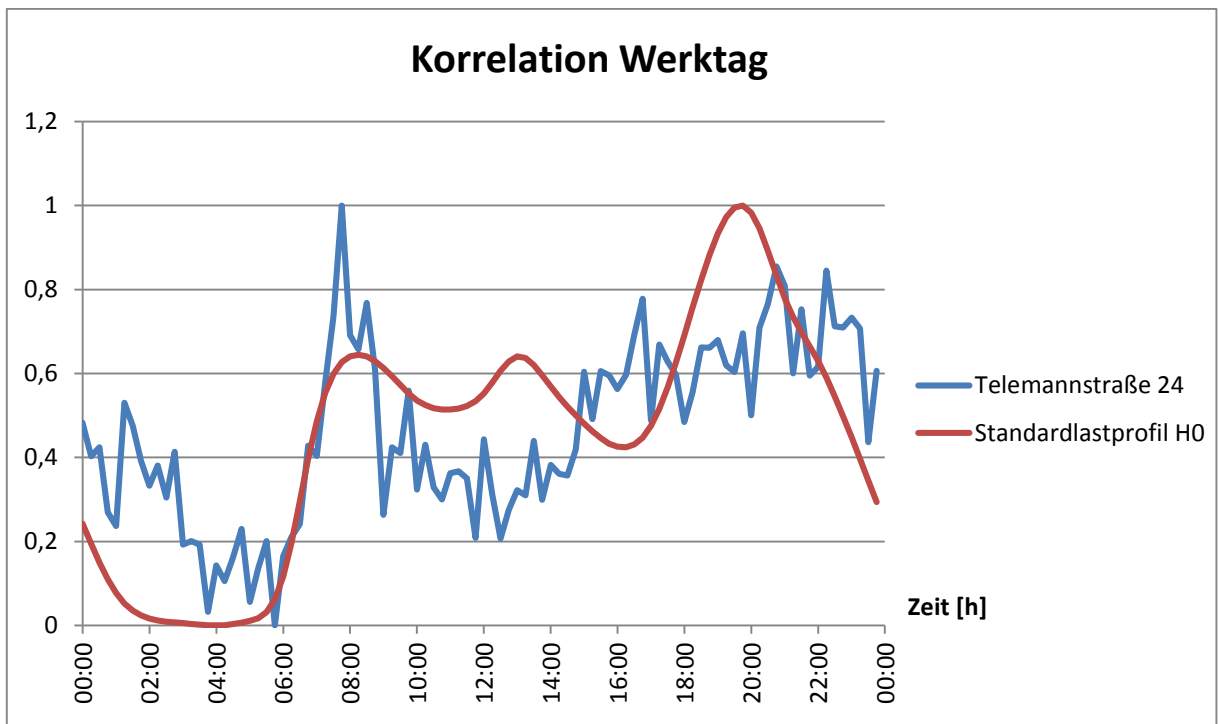


Abbildung 32: Korrelation zwischen dem Lastprofil der Lüftung und dem Standardlastprofil H0 am Werktag

In Abbildung 33 ist der Vergleich am Samstag dargestellt. Samstage im Winter korrelieren mit dem Korrelationseffizient 0,67.

¹¹ Zusammenhang zwischen zwei Variablen (Kronthaler 2014, 59)

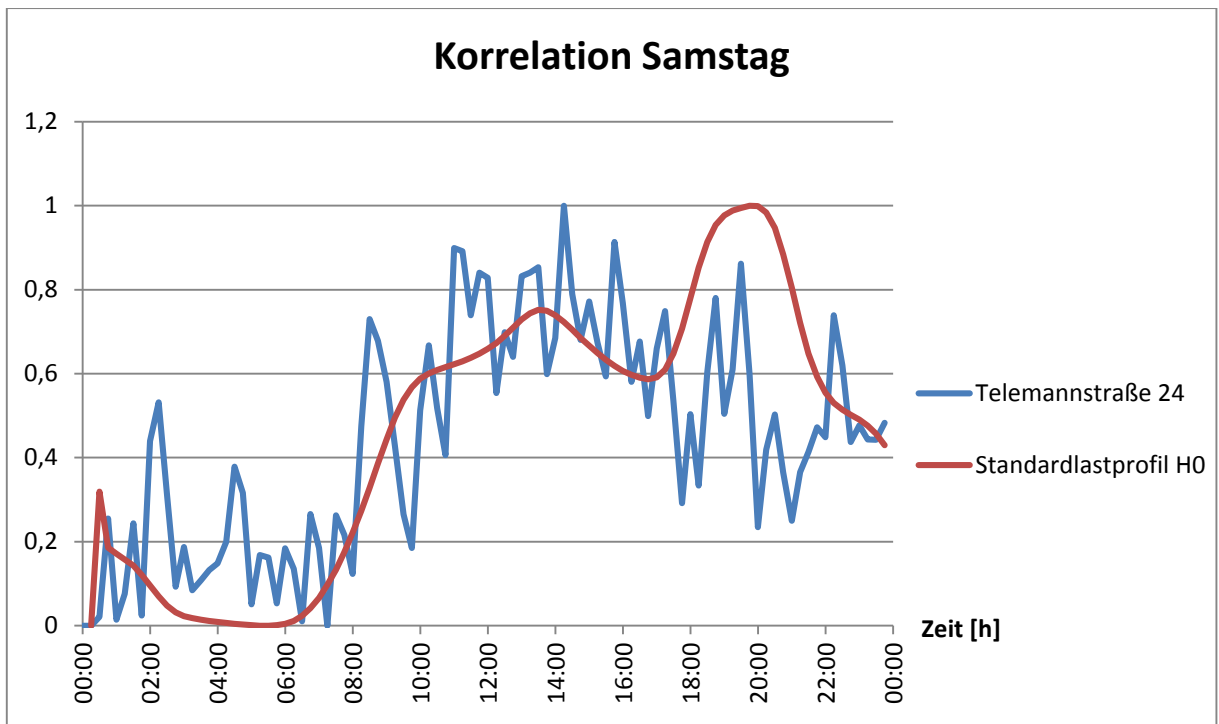


Abbildung 33: Korrelation zwischen dem Lastprofil der Lüftung und dem Standardlastprofil H0 am Samstag

Bei Sonntagen im Winter ergibt sich – in Abbildung 34 dargestellt - der Korrelationsfaktor 0,62.

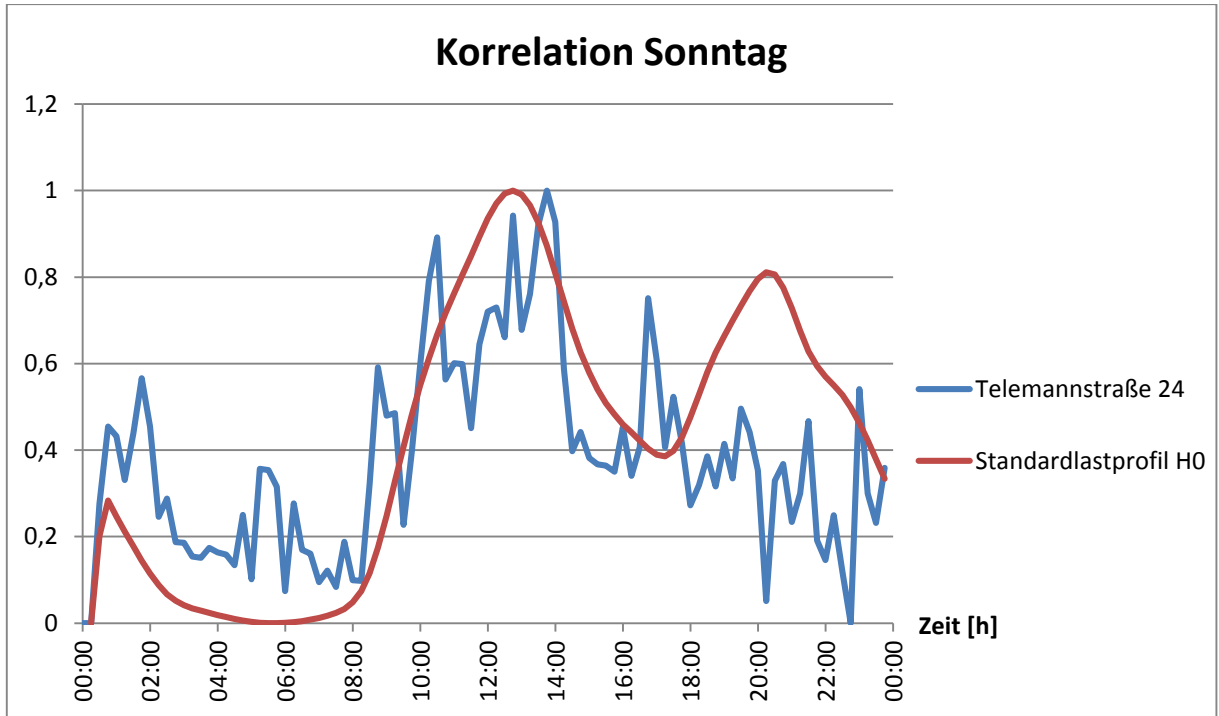


Abbildung 34: Korrelation zwischen dem Lastprofil der Lüftung und dem Standardlastprofil H0 am Sonntag

Da sich die Korrelationskoeffizienten zwischen 0,6 und 1 befinden, liegt eine starke positive Korrelation zwischen den Standardlastprofilen eines Haushaltes und den Lastprofilen der Lüftungsanlage in der Telemannstraße 24 vor (Kronthaler 2014, 62).

Für die weiteren Berechnungen zur Simulation einer Photovoltaikanlage wurde mit der auf ein Jahr hochgerechneten Wirkleistung von 8.497,7kWh und einem konstanten Lastgang gerechnet.

Auch wenn der PV-Generator mit der Wirkleistung simuliert wird, ist es wichtig, dass der Wechselrichter und die gesamte Netzinfrastruktur immer für die maximal vorkommende Scheinleistung ausgelegt sind.

Abbildung 35 zeigt, dass Schein-, Wirk- und Blindleistung durch den Satz des Pythagoras für rechtwinklige Dreiecke zusammenhängen.

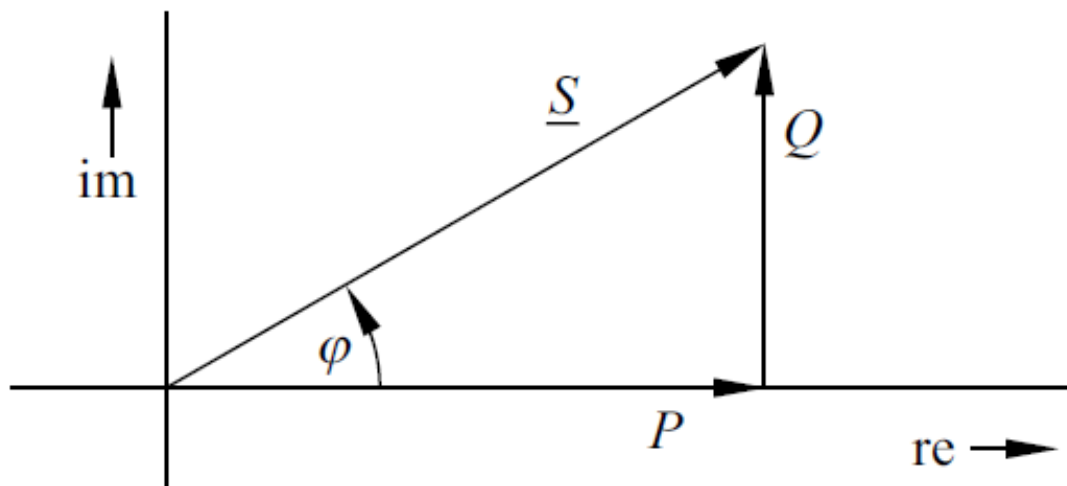


Abbildung 35: Leistungsdreieck (Zastrow 2011, 266)

Tabelle 2 enthält die Formeln zur Berechnung der Leistungen. Scheinleistung S ist die geometrische Summe aus Wirkleistung P und Blindleistung Q . Deshalb muss die Blindleistung bei der Simulation einer PV-Anlage berücksichtigt werden. Dabei ist der geforderte Leistungsfaktor λ der Lüftungsanlage von Bedeutung: Er bestimmt die Höhe der Scheinleistung und damit die zusätzlich benötigte Leistung des Wechselrichter.

Bezeichnung	Formelzeichen	Formel
Scheinleistung	S	$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$
Wirkleistung	P	$P = U \times I \times \cos \varphi$
Blindleistung	Q	$Q = U \times I \times \sin \varphi$
Leistungsfaktor	λ	$\lambda = \cos \varphi = \frac{P}{S}$

Tabelle 2: Eigenschaften der Leistung (Zastrow 2011, 266)

In diesem Projekt liegt λ in einem Bereich von 0,41 bis 0,66. So entsteht bei einem $\cos(\varphi)$ von 0,66 eine Scheinleistung von 151,52 % der PV-Wirkleistung. Aus diesem Grund muss der Wechselrichter auf eine Leistung von 12.875,3 kWh ausgelegt werden.

4.1.4 Zusammenhang zwischen dem Strombedarf und dem Lüftungsverhalten der Bewohner

4.1.4.1 Fragebogen Bewohner

Um festzustellen, warum der Leistungsverbrauch an manchen Tagen zu bestimmten Tageszeiten niedriger/höher ist als an anderen, ist es notwendig, einen Stand über das Lüftungsverhalten bzw. die Anwesenheit der Bewohner zu bekommen. Unter verschiedenen Befragungsmethoden, wurde der Fragebogen ausgewählt.

Ein Vorteil des Fragebogens ist, dass in einem relativ kleinen Zeitraum viele Personen befragt werden können. Von Nachteil ist dagegen, dass es nicht nachvollziehbar ist, in welcher Situation die befragte Person den Fragebogen beantwortet. Dies kann zu oberflächlich ausgefüllten Fragebogen führen.

Außerdem ist es möglich, dass die Fragen nicht so verstanden werden, wie der Forschende sie verstanden haben möchte.

Weiterhin stellt der Rücklauf ein weiteres Problem dar. Wenn dieser sehr gering ausfällt, geben die Ergebnisse nicht die Meinung der gesamten befragten Gruppe wieder (Resinger 2013).

Aufgrund des Zeitmangels wurde sich in diesem Projekt für den Fragebogen entschieden. Mit Hilfe quantitativer und qualitativer Methoden wurde der Fragebogen erstellt.

Zuerst wurde ein Anschreiben verfasst, um den Bewohnern die Bedeutung des Fragebogens näher zu bringen.

Daraufhin wurde der Fragebogen erstellt. Nachdem nach der Wohneinheit bzw. dem Namen des Bewohners und der Personenanzahl in diesem Haushalt gefragt wird, sollen die Befragten in einen Kalender eintragen, an welchen Tagen sie in ihrer Wohnung waren. Die zweite Frage soll mit Hilfe einer Ratingskala Auskunft über das Lüftungsverhalten geben. Die letzte Frage - eine Filterfrage - fragt nach der Zufriedenheit mit der Lüftungsanlage.

Das Anschreiben ist im Anhang V: Anschreiben und Fragebogen zu finden.

4.1.4.2 Auswertung Fragebogen Bewohner

Mit Hilfe des Fragebogens sollte ermittelt werden, ob ein Zusammenhang zwischen dem Stromverbrauch der Lüftungsanlage und dem Lüftungsverhalten bzw. der Anwesenheit der Bewohner erkennbar ist.

Bei 18 Wohneinheiten und damit 18 Fragebögen liegt die Rücklaufquote bei 89 %. 16 Befragte haben geantwortet.

1. Anwesenheit:

Die Tage werden in zwei Tageszeiten geteilt: Tag und Nacht. Tag definiert den Zeitraum in dem die Bewohner nicht in ihrer Wohnung sind, weil sie arbeiten. Gewöhnliche Arbeitszeiten sind von 8:00 bis 16:30 (W.A.F. Institut für Betriebsräte-Fortbildung AG 2012) und die Fahrtzeit zur Arbeit beträgt ungefähr eine halbe Stunde (Regus 2010). Auf Grundlage dieser Daten wurde der Zeitraum für den Tagesabschnitt Tag von 7:30-17:00 festgelegt.

Weiterhin wurde berücksichtigt, dass jede Wohnung ein unterschiedliches Regler-Minimum¹² aufweist. Dieses wurde bei der Anwesenheit mit eingerechnet.

Tabelle 3 stellt die quantitative Bewertung dar. Für die quantitative Auswertung wurde für Anwesenheit eine 1 und für Abwesenheit eine 0 gesetzt. Wenn die Befragten keine Angabe gemacht haben, dann eine 0,5.

Tag		Nacht	
Urlaub	0	Urlaub	0
Arbeit	0	Arbeit	1
Zuhause	1	Zuhause	1
Besuch	1	Besuch	1
Keine Angabe	0,5	Keine Angabe	0,5

Tabelle 3: Quantitative Bewertung der Anwesenheit der Bewohner

In Abbildung 36 ist zu erkennen, dass sich ein Zusammenhang am Tag zwischen dem Leistungsverbrauch und der Anwesenheit der Bewohner nicht ergibt. Der Korrelationsfaktor liegt bei -0,44.

¹² Reglerstufe bei Schalterstellung 0

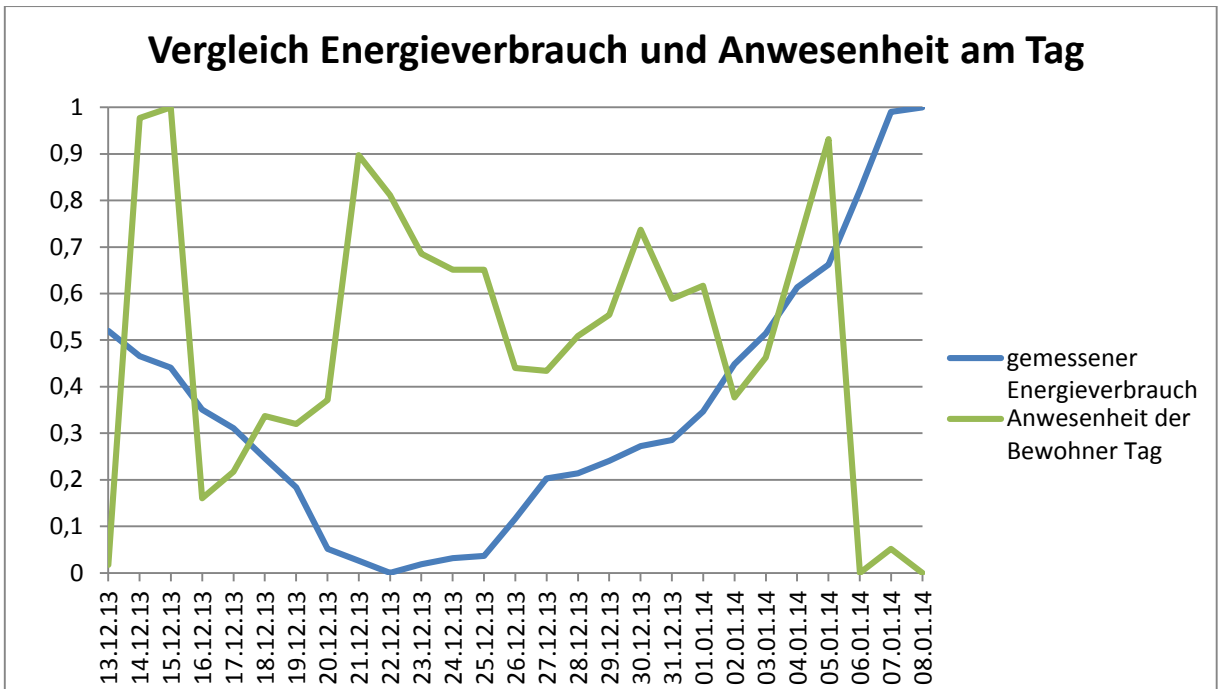


Abbildung 36: Zusammenhang zwischen dem Energieverbrauch der Lüftung und der Anwesenheit der Bewohner am Tag

Ebenso lässt Abbildung 37 keine Ähnlichkeit des Energieverbrauches und der Anwesenheit der Bewohner während der Nacht erkennen. Hier ergibt sich ein Korrelationsfaktor von 0,41.

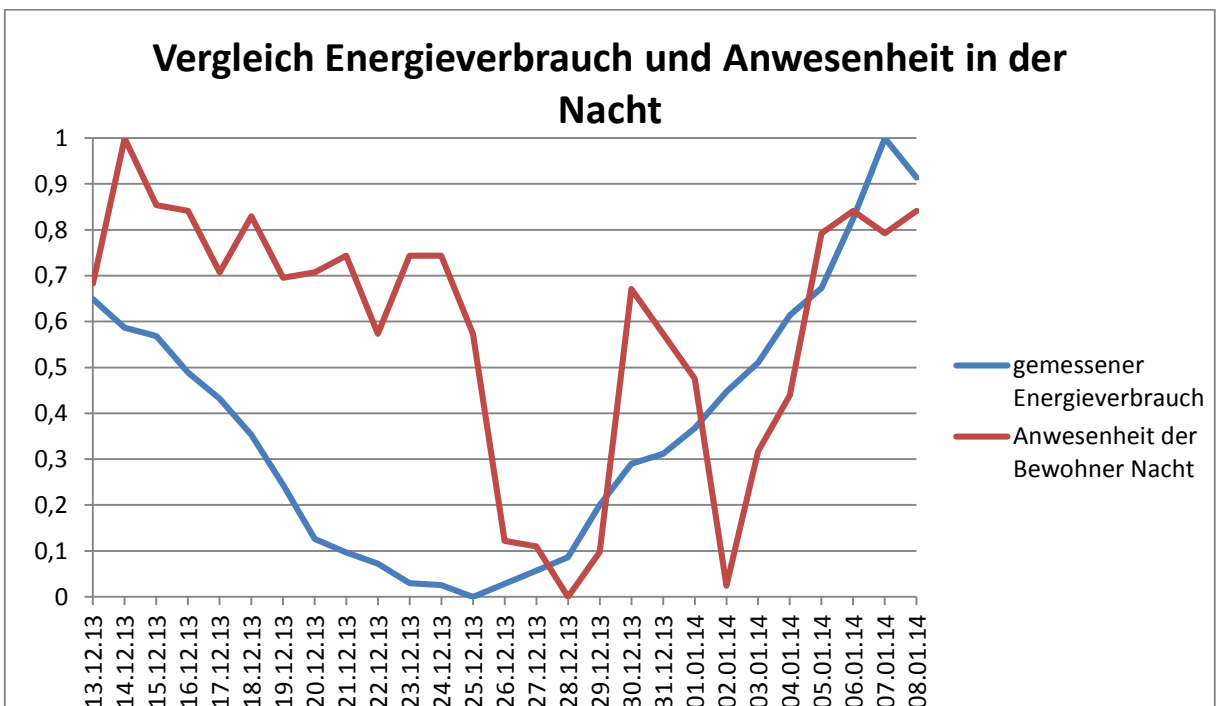


Abbildung 37: Zusammenhang zwischen dem Energieverbrauch der Lüftung und der Anwesenheit der Bewohner in der Nacht

2. Nutzen Sie die drei Lüftungsstufen und schalten Sie Ihre Lüftung um?

Das Nutzerverhalten der Lüftung wird mit einer Ratingskala ausgewertet.

Von „ich schalte die Lüftung nie um“ (5) bis „ich schalte die Lüftung immer um“ (1) ist das Verhalten während verschiedener Anwesenheitssituationen einzutragen gewesen. Das Ergebnis zeigt die Grafik in Abbildung 38. Hierbei ist zu erkennen, dass während des Urlaubs zur Hälfte die Lüftung umgestellt wird. Während die Bewohner das Haus verlassen, morgens, abends, während der Woche oder wenn sie Besuch haben jedoch nicht.

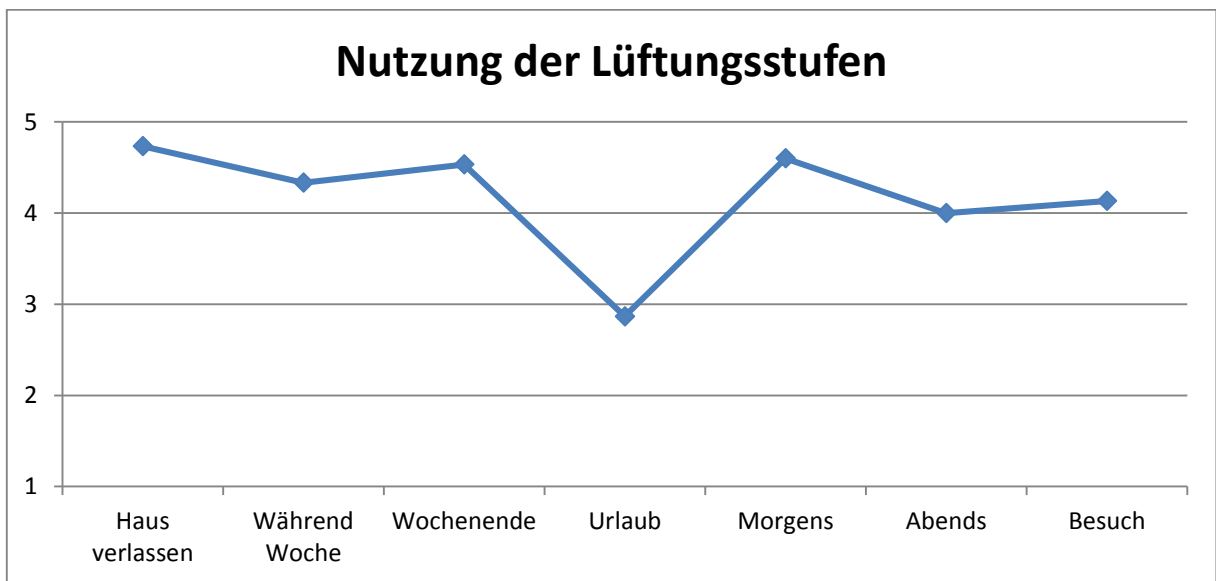


Abbildung 38: Nutzung der Lüftungsstufen durch die Bewohner von 1 (immer) bis 5 (nie)

In dem Fragebogen war noch Platz um sonstige Lüftungssituationen einzutragen. Die Hälfte der Bewohner hat vermerkt, dass sie nach dem Kochen lüften. Ein paar Wenige auch vor dem Stoßlüften, nach dem Duschen, beim Rauchen und vor der Stoßlüftung, sowie bei Geruchsbelästigung.

3. Sind Sie mit der derzeitigen Regelung zufrieden?

6 von 16 sind mit der Regelung der Lüftung zufrieden, während 10 Befragte ihre Probleme mit der Lüftungsanlage haben.

Die Lüftung sei nicht effektiv genug, heißt es, da die Reaktionszeit zu lang ist und dadurch kein Unterschied zwischen den Lüftungsstufen zu spüren sei. Zudem empfinden Bewohner die höchste Lüftungsstufe als nicht ausreichend, wodurch in manchen Räumen eine Nachregelung erforderlich wäre. Die Lüftungsstufen bringen also nicht die erwünschte Wirkung.

Weiterhin ist die Temperatur nicht ausreichend regelbar, wodurch es besonders in hohen Räumen für die Bewohner zu kalt ist.

Zur Luftqualität wurde außerdem bemerkt, dass die Raumluft zu trocken sei.

4.2 Simulation der Photovoltaikanlage

4.2.1 Solare Gegebenheiten

Das Institut für Umwelt und Nachhaltigkeit des Joint Research Centre der Europäischen Kommission bietet auf der Website PVGIS (siehe Kapitel 3 In der Bachelorarbeit verwendete Softwareprogramme) an je nach Standort die jährliche Globalstrahlungssumme zu berechnen. Außerdem wird die perfekte Neigung dimensioniert.

In diesem Projekt wird die PVA für den Standort Hamburg geplant. Der Solargenerator ist nach Südosten ausgerichtet, welches einen Azimuthwinkel von -44° zur Folge hat.

Für die Koordinaten $53^\circ 33' N$, $10^\circ 00' O$ ergibt sich mit der perfekt abgestimmten Neigung von 34° eine Jahresglobalstrahlungssumme von 1160 kWh/m^2 . (siehe Anhang IV: PVGIS jährliche Globalstrahlung zu solare Standortbedingungen)

In Abbildung 39 ist der Grundriss des Gebäudes in der Telemannstraße 24 zu sehen. Die roten Linien umrahmen den Dachbereich, der von Solarmodulen belegt werden kann. Der Rest des Daches kann nicht für die PVA verwendet werden, da dort eine Dachterrasse geplant wird bzw. die Fläche zu nahe am 5. OG liegt, wodurch die Verschattung der Module zu groß wäre.

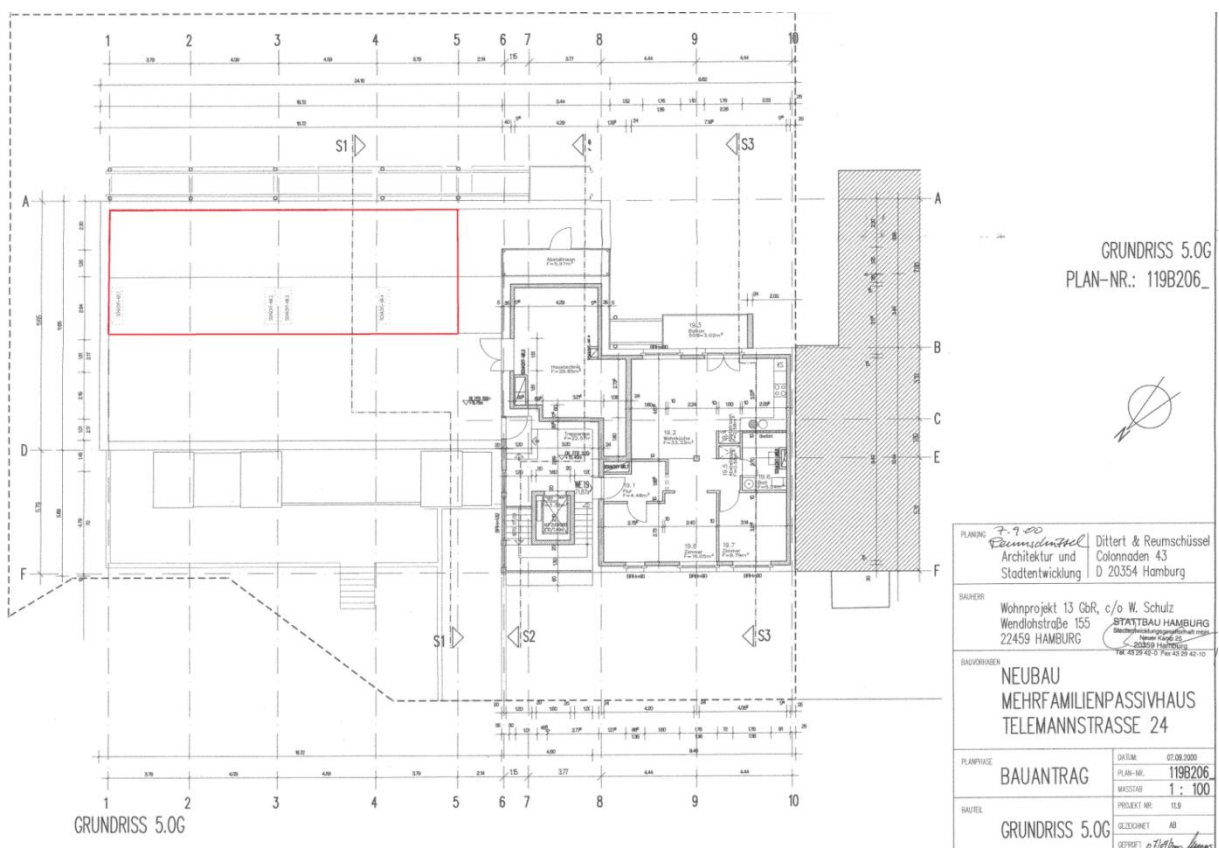


Abbildung 39: Rot eingerahmte Belegungsfläche auf dem Dach in dem Grundriss des 5.OG

In Abbildung 40 ist die Rot gekennzeichnete Belegungsfläche auf dem Dach in der Seitenansicht aus Richtung Nord-Ost dargestellt.

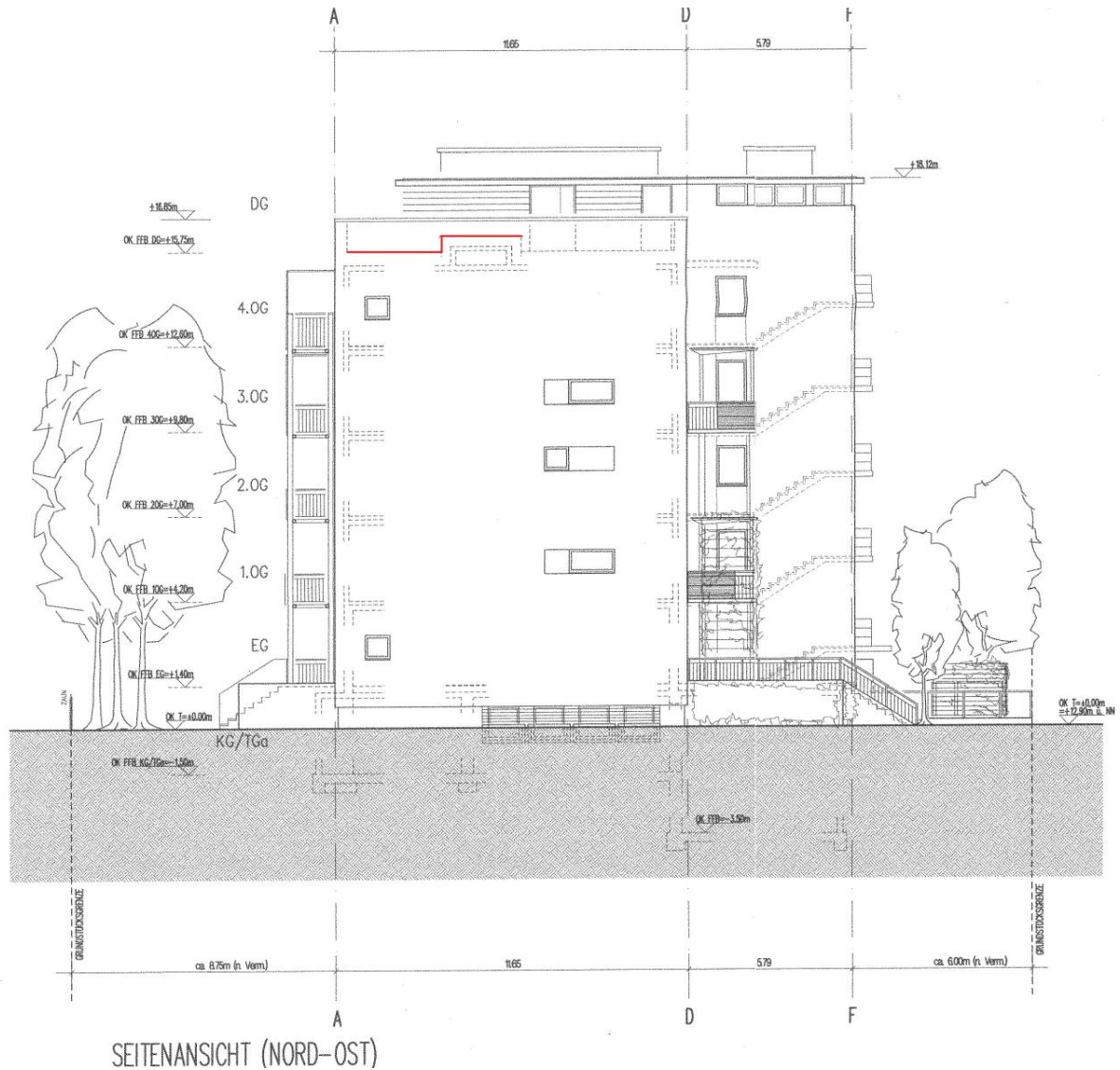


Abbildung 40: Rot gekennzeichnete Belegungsfläche auf dem Dach in der Seitenansicht (Nord-Ost)

Von Nord-Osten betrachtet ist die Abbildung 41 möglich, um den Solargenerator auf dem Dach anzuordnen.

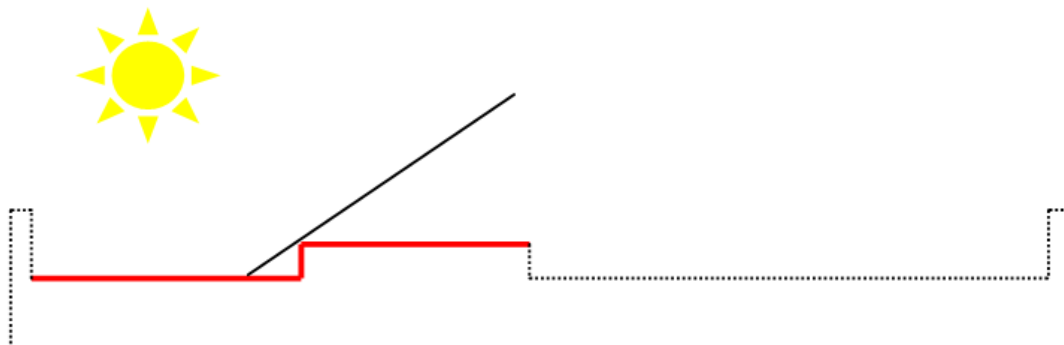


Abbildung 41: mögliche Solargeneratoranordnung aus Richtung Nord-Ost

Während meines Praxissemester bei sumbi INGENIEURE habe ich mit Herrn Krämer im Oktober 2012 mit Hilfe eines Sonnenbahnindikators in einem Sonnenbahndiagramm von Hamburg eine Horizontlinie für den Standort Telemannstraße 24 eingezeichnet – in Abbildung 42 dargestellt. Damit lässt sich die Verschattung über das Jahr verteilt abschätzen.

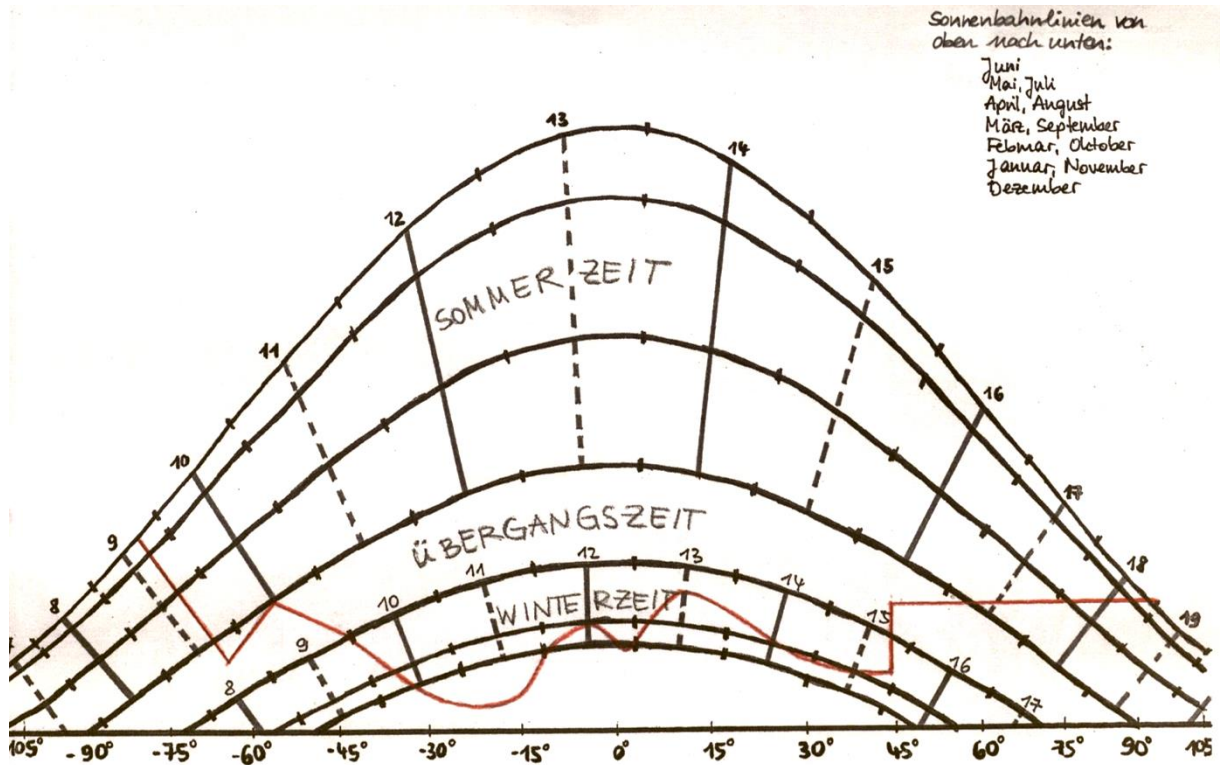


Abbildung 42: Horizontlinie im Sonnenbahndiagramm Hamburg für den Standort Telemannstraße 24

4.2.2 Ertragsberechnung der Photovoltaikanlage

Es werden zwei Varianten mit jeweils einem Amorphen und einem Monokristallinen Modul simuliert:

1. Die PVA soll nur so groß sein, sodass der Strom zu 100% selbst genutzt wird und kein Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden muss.
2. Die gesamte zur Verfügung stehende Fläche soll genutzt werden.

Als Monokristallines Modul dient das Sunmodule Plus SW Mono 280 von Solar World mit einer Nennleistung von 280 W.

Als amorphes Dünnschichtmodul wird das Schott Protect Asi 107 von Schott Solar AG verwendet. Dieses Modul arbeitet mit einer Nennleistung von 107 W.

Mit Hilfe der Testversion des Photovoltaik-Simulationsprogramm PV Sol 6 wurden die Berechnungen durchgeführt. (siehe Kapitel 3.2 PV*SOL advanced 6.0)

Datenblätter zu den Modulen und Wechselrichtern sind im Anhang beigefügt.

Der Preis für das Solarmodul Sunmodule Plus SW Mono 280 von Solar World ist dem Online-Shop "shop.windkraft-weltweit.de" und der Preis für das Solarmodul Schott Protect Asi 107 von Schott Solar AG ist dem Online-Shop "secondsol.de" entnommen. Die Preise für die Wechselrichter entstammen dem Online-Shop "photovoltaik-shop.com".

Gemeinsamkeiten der PVA-Simulationen:

Die Inbetriebnahme der Photovoltaikanlage soll am 01.09.2014 erfolgen.

Weiterhin sind die Daten für das Klima, das Netz, die Anlagenart und den konstanten Leistungsverbrauch dieselben (Abbildung 43, Abbildung 44). Außerdem wird die Verschattung mit Hilfe der Horizontlinie bei der Ertragsberechnung berücksichtigt (Abbildung 45). Die Sonnenstandsdaten wurden aus der Horizontlinie in Abbildung 42 übernommen.

Klimadaten

Ort	Hamburg	Jahressumme der Globalstrahlung	965 kWh/m ²
Land	Deutschland	Jahresmittel der Temperatur	8,7 °C
Breitengrad	53° 33' 30" (53,56°)	Zeitraum	1981 - 2010
Längengrad	9° 57' 55" (9,97°)		
Zeitzone	UTC+1		

[Simulationsparameter](#)

AC-Netz

Spannung (N-L1)	230 V
Anzahl Phasen	3-phasig
cos φ	0,66
Einspeiseabregelung	Nein

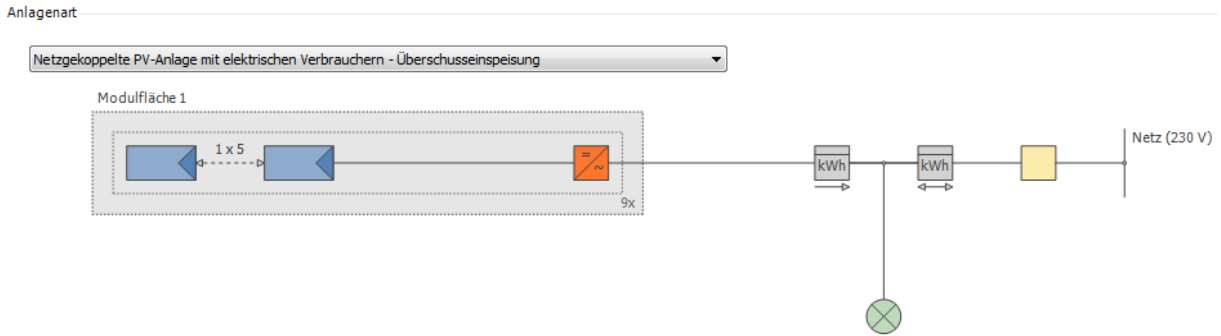


Abbildung 43: Daten für das Klima, das Netz und die Anlagenart zur PVA-Simulation

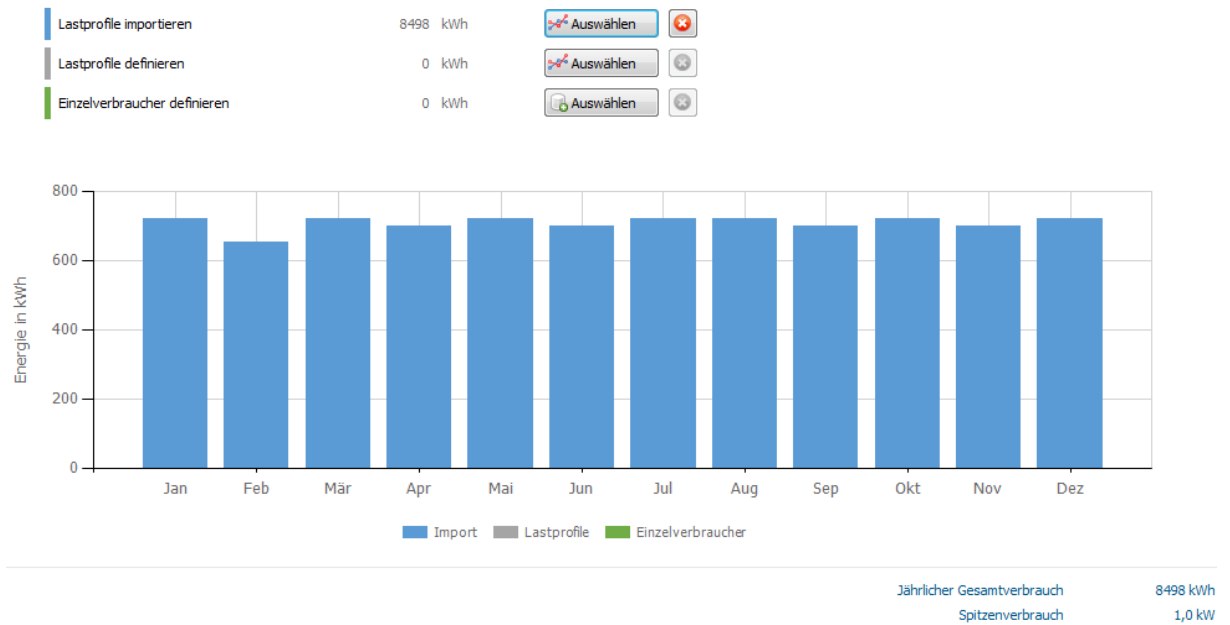


Abbildung 44: Leistungsverbrauch der Lüftung

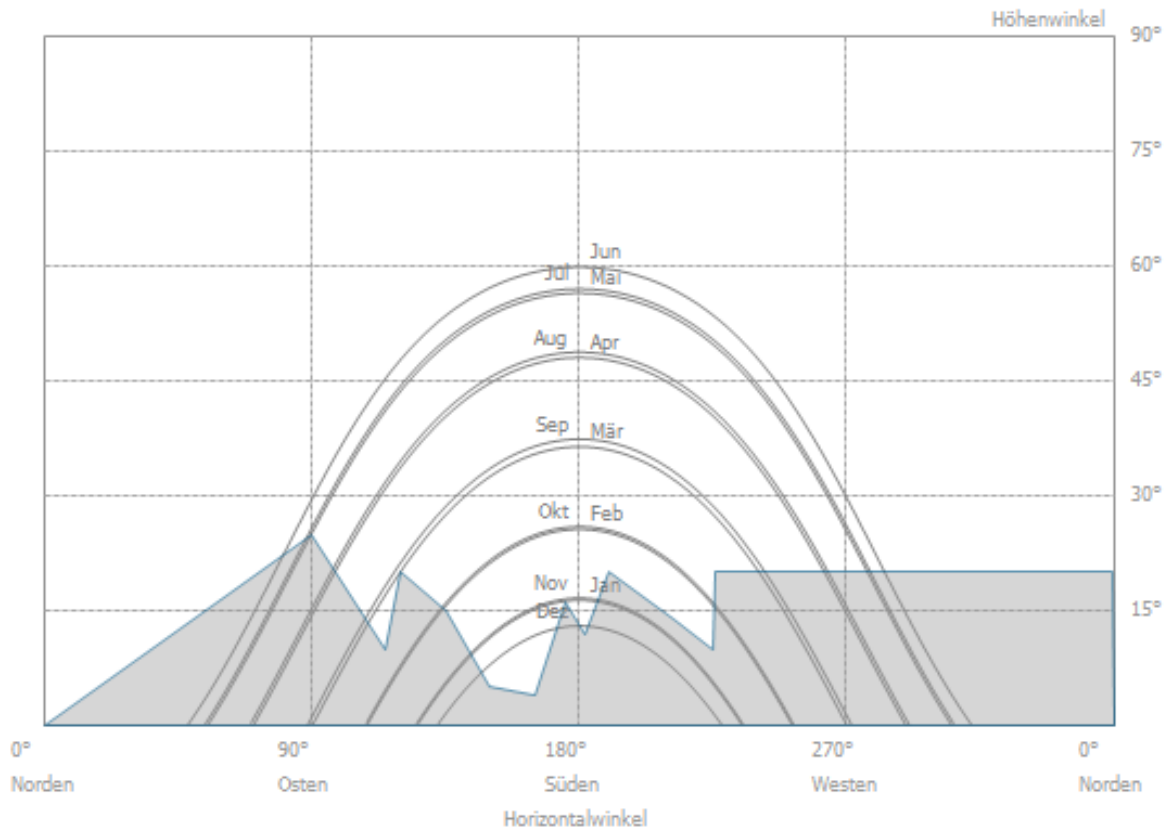


Abbildung 45: Horizontlinie im Sonnenbahndiagramm für PVA-Simulation

Zur einfacheren Berechnung wird angenommen, dass die PVA dachintegriert eingebaut ist und hinterlüftet wird. Bei einer Neigung von 34° ist die Anlage nach Südosten gerichtet. Der Azimutwinkel beträgt -44° .

4.2.2.1 Ertragsberechnung der Variante 1

Variante 1 mit monokristallinen Solarmodulen

PV-Generatorleistung: 1,4 kWp

Komponenten:

Bestandteil	Anzahl	Preis pro Stück	Preis gesamt
Solarmodul			
Solarworld Sunmodul Plus SW 280 Mono	5	295,96 €	1.479,80 €
Wechselrichter			
SMA Sunny Boy 2100TL	1	864,52 €	864,52 €

Tabelle 4: Preise der Komponenten einer Photovoltaikanlage mit monokristallinen Solarmodulen in Variante 1

Jährliche Leistungsdegradation des Solarmoduls: 0,7 %

Dachflächenbelegung:

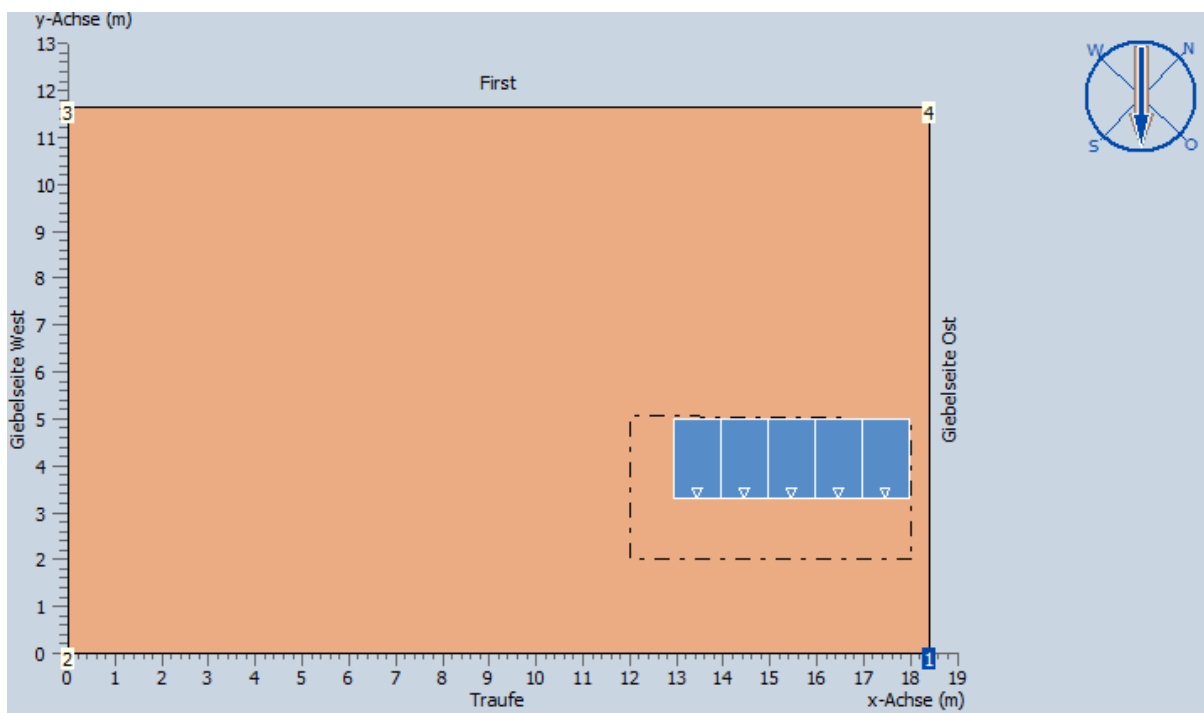


Abbildung 46: Dachflächenbelegung mit monokristallinen Modulen in Variante 1

Ertragsprognose der PVA im Vergleich zum Leistungsverbrauch der Lüftung:

In dem Liniendiagramm in Abbildung 47 ist dargestellt, mit wie viel Energie in kWh die PV-Generatorenergie den Energiebedarf der Lüftungsanlage deckt. In der Variante 1 mit monokristallinen Solarmodulen stellt die PVA von April bis August bis zu 20 % der Energie für die Lüftung zur Verfügung. Der weiterhin benötigte Strom wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Es ist zu erkennen, dass in den Wintermonaten höchstens 1-2 % des durch die PVA erzeugten Stromes der Strombereitstellung für die Lüftung dienen.

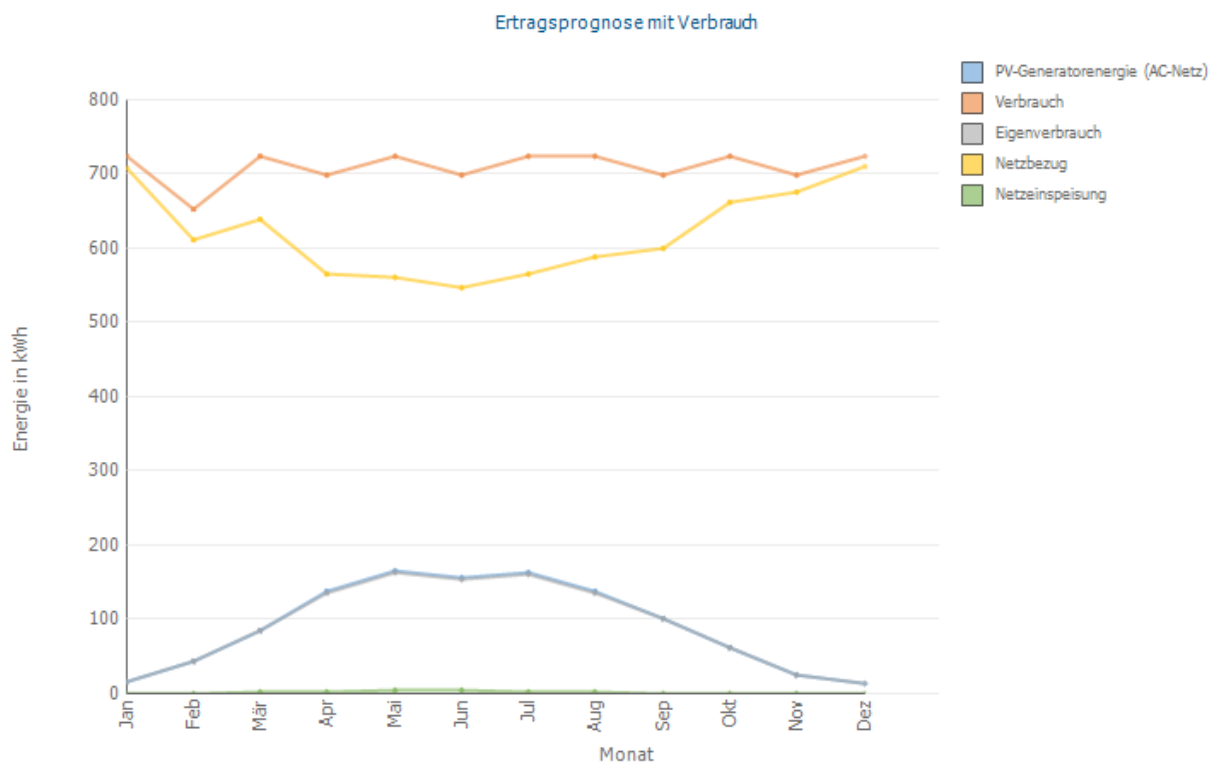


Abbildung 47: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit monokristallinen Modulen in Variante 1

Variante 1 mit amorphen Solarmodulen

PV-Generatorleistung: 1,1 kWp

Komponenten:

Bestandteil	Anzahl	Preis pro Stück	Preis gesamt
Solarmodul			
Schott Solar Protect ASI 107	16	66,34 €	1.061,44 €
Wechselrichter			
SMA Sunny Boy 1600TL	1	758,24 €	758,24 €

Tabelle 5: Preise der Komponenten der Photovoltaikanlage mit amorphen Solarmodulen in Variante 1

Jährliche Leistungsdegradation des Solarmoduls: 0,38 %

Dachflächenbelegung:

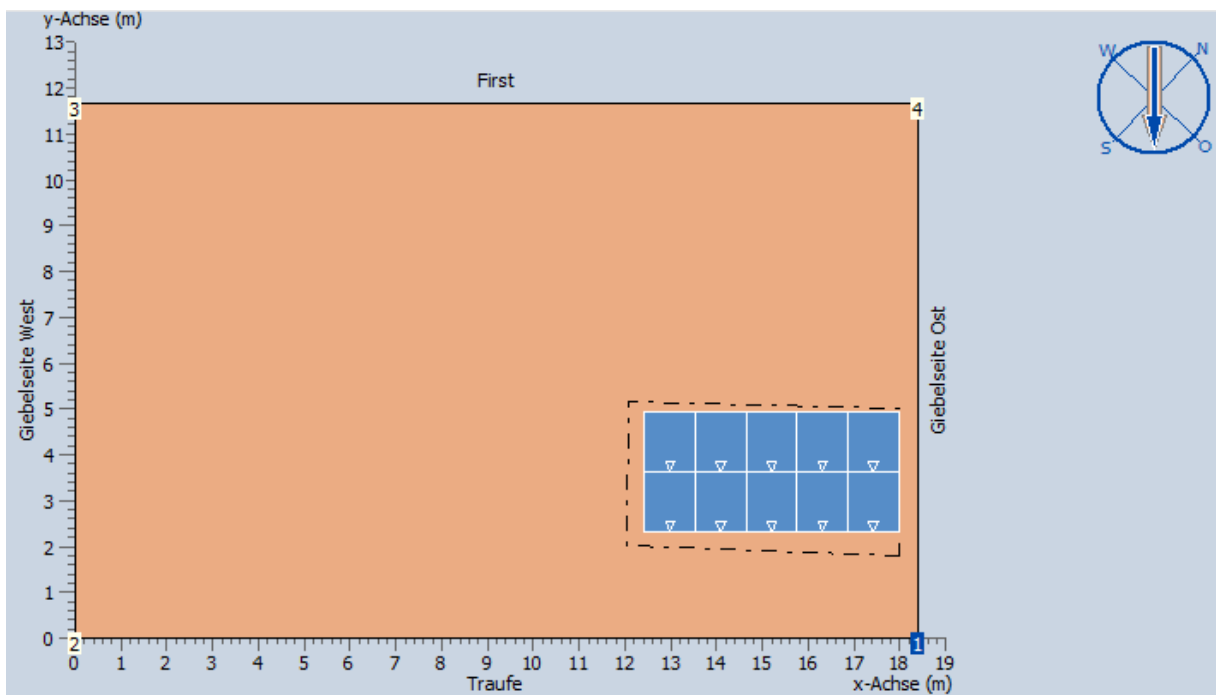


Abbildung 48: Dachflächenbelegung mit amorphen Modulen in Variante 1

Ertragsprognose der PVA im Vergleich zum Leistungsverbrauch der Lüftung:

In der ersten Variante mit amorphen Solarmodulen sieht das Liniendiagramm in der Abbildung 49 ähnlich wie die monokristalline Variante aus. Im Winter werden ebenso höchstens 1-2 % des Strombedarfes der Lüftung durch die PVA gedeckt, im Sommer jedoch weniger als 15 %.

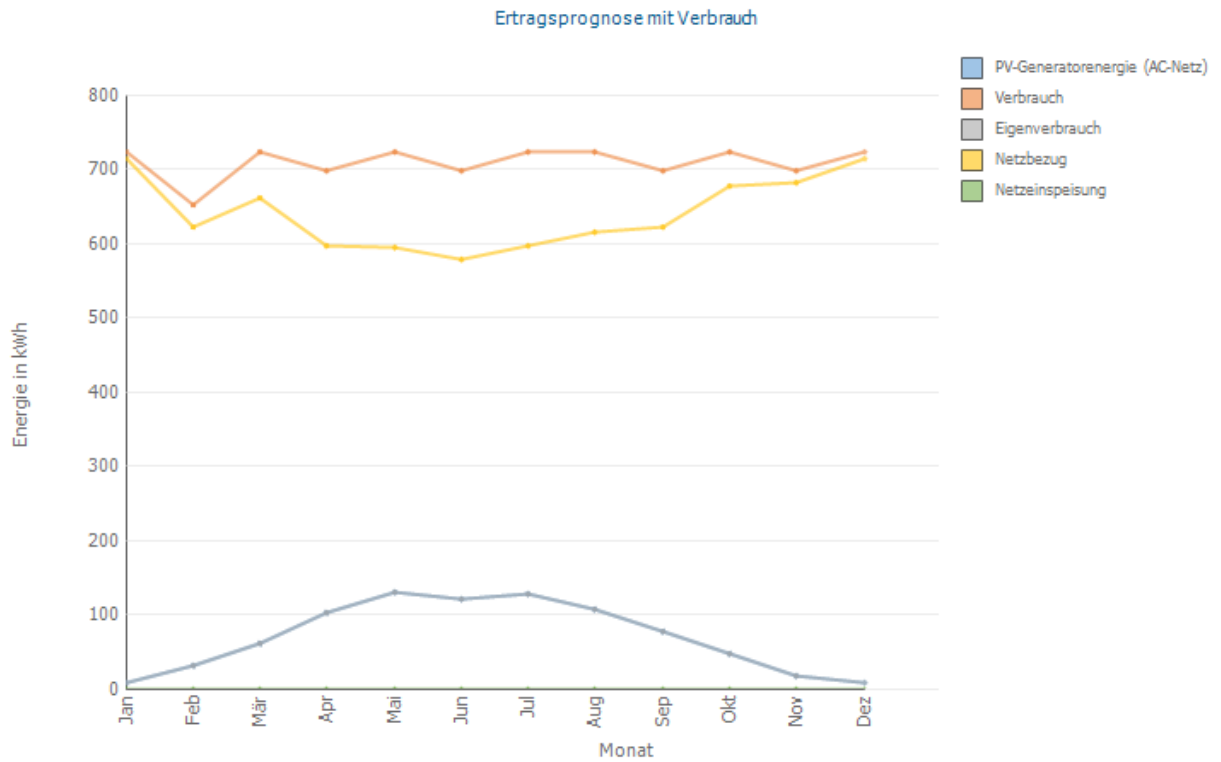


Abbildung 49: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit amorphen Modulen in Variante 1

4.2.2.1.1 Auswertung der Ertragsberechnung der Variante 1

Tabelle 6 enthält die Simulationsergebnisse der PV-Anlage in der ersten Variante. Wenn die PVA wie in dieser Variante auf Eigenverbrauch ausgelegt ist, produziert die Anlage mit monokristallinen Modulen 1.093 kWh/Jahr. Dies sind 30 % mehr als mit amorphen Modulen, weil rund 30 % mehr PV-Generatorleistung installiert wurde. Die monokristalline Variante komplett auf Eigenverbrauch auszulegen ist nicht möglich, weil es keine passenden Wechselrichterkombinationen zu den Modulen gibt. Aufgrund dessen werden pro Jahr 10 kWh in das Netz eingespeist, was aber nur 1 % des Jahresertrags entspricht. In Tabelle 7 wurde berechnet, dass mit der monokristallinen Anlage 2,7 % des Strombedarfes durch die Solaranlage gedeckt wird, während dies bei der amorphen Anlage minimal geringer ist: 9,8 %.

PV-Anlage:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
PV-Generatorleistung	kWp	1,4	1,1
Spez. Jahresertrag	kWh/kWp	780	780
Anlagennutzungsgrad (PR)	%	80,8	81,5
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	kWh/Jahr	1.093	834
Eigenverbrauch	kWh/Jahr	1.082	834
Netzeinspeisung	kWh/Jahr	10	0
Eigenverbrauchsanteil	%	99	100
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	kg/Jahr	650	494

Tabelle 6: Simulationsergebnisse der PV-Anlage in Variante 1

Verbraucher:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Verbrauch	kWh/Jahr	8.498	8.498
Stand-By Verbrauch	kWh/Jahr	9	11
Gesamtverbrauch	kWh/Jahr	8.507	8.509
gedeckt durch PV	kWh/Jahr	1.082	834
gedeckt durch Netz	kWh/Jahr	7.425	7.674
Solarer Deckungsanteil	%	12,7	9,8

Tabelle 7: Simulationsergebnisse des Verbrauchers in Variante 1

4.2.2.2 Ertragsberechnung der Variante 2

Variante 2 mit monokristallinen Solarmodulen

PV-Generatorleistung: 12,6 kWp

Komponenten:

Bestandteil	Anzahl	Preis pro Stück	Preis gesamt
Solarmodul			
Solarworld Sunmodul Plus SW 280 Mono	45	295,96 €	13.318,20 €
Wechselrichter			
SMA Sunny Boy 2100TL	9	864,52 €	7.780,68 €

Tabelle 8: Preise der Komponenten der Photovoltaikanlage mit monokristallinen Solarmodulen in Variante 2

Jährliche Leistungsdegradation des Solarmoduls: 0,7 %

Dachflächenbelegung:

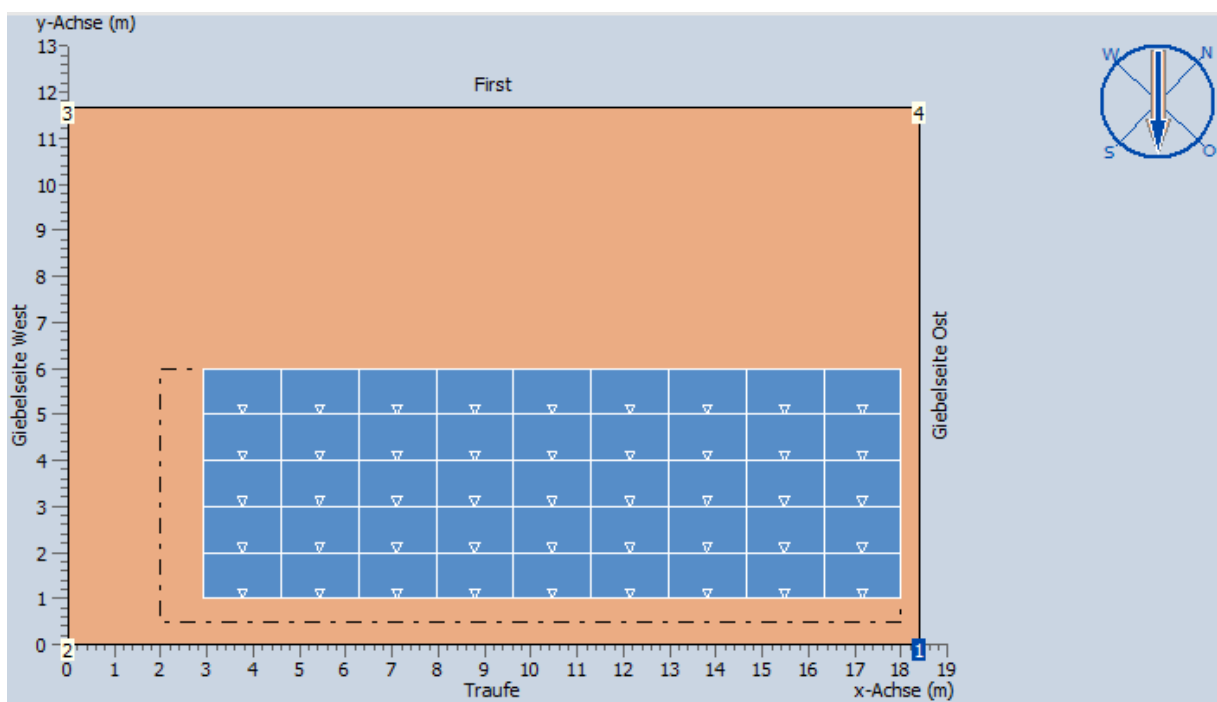


Abbildung 50: Dachflächenbelegung mit monokristallinen Modulen in Variante 2

Ertragsprognose der PVA im Vergleich zum Leistungsverbrauch der Lüftung:

Im Gegensatz zu der ersten Variante wird in der zweiten Variante in der Summe mehr Energie durch den PV-Generator produziert als durch die Lüftungsanlage verbraucht wird. Dies wird in Abbildung 51 deutlich. Da über den Tag verteilt mehr als benötigt produziert wird, wird die restliche produzierte Energiemenge in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Da in der Nacht jedoch keine Energie durch den PV-Generator produziert wird und die tagsüber produzierte Überschussenergie nicht in einem Speicher gespeichert wird, muss trotzdem Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Während im Winter wie in Variante 1 nur ein geringer Teil des Strombedarfes durch die PVA gedeckt wird, wird im Sommer doppelt so viel produziert.

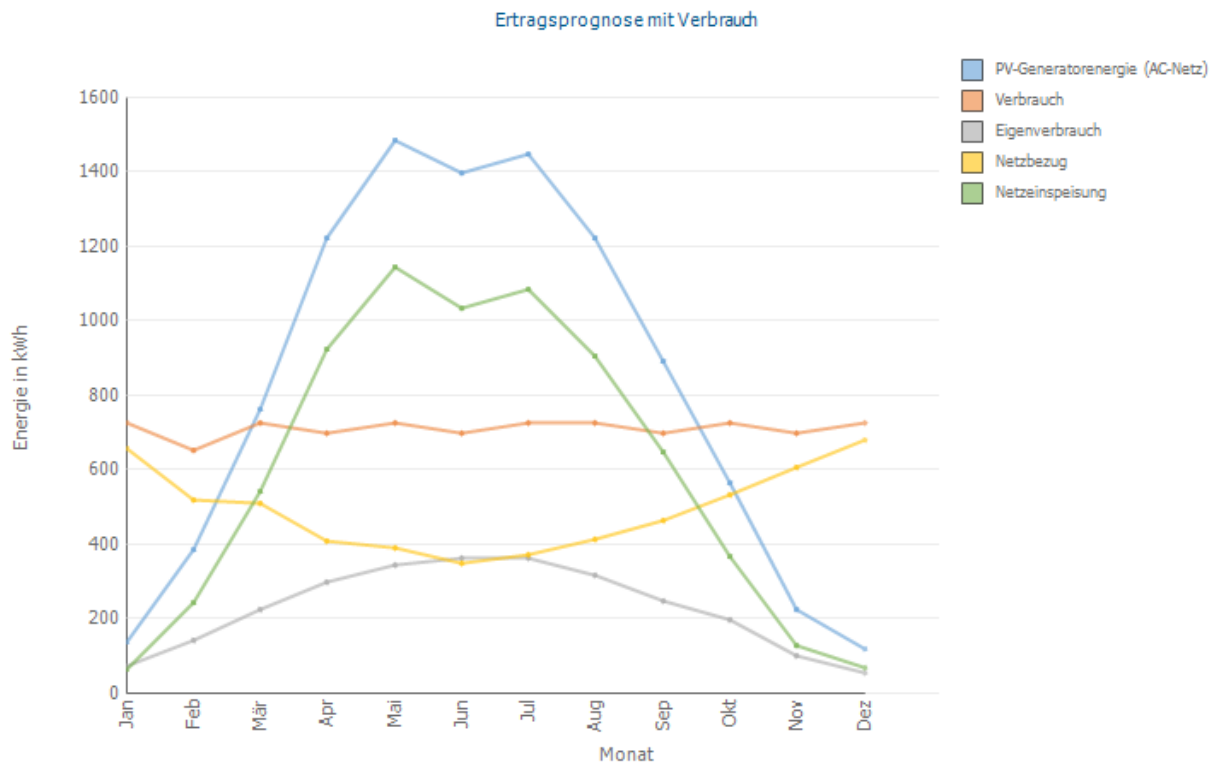


Abbildung 51: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit monokristallinen Modulen in Variante 2

Variante 2 mit amorphen Solarmodulen

PV-Generatorleistung: 4,5 kWp

Komponenten:

Bestandteil	Anzahl	Preis pro Stück	Preis gesamt
Solarmodul			
Schott Solar Protect ASI 107	42	66,34 €	2.786,28 €
Wechselrichter			
SMA Sunny Boy 1300TL	2	712,43 €	1.424,86 €
SMA Sunny Boy 2000HF	2	1037,17 €	2.074,34 €

Tabelle 9: Preise der Komponenten der Photovoltaikanlage mit amorphen Solarmodulen in Variante 2

Jährliche Leistungsdegradation des Solarmoduls: 0,38 %

Dachflächenbelegung:

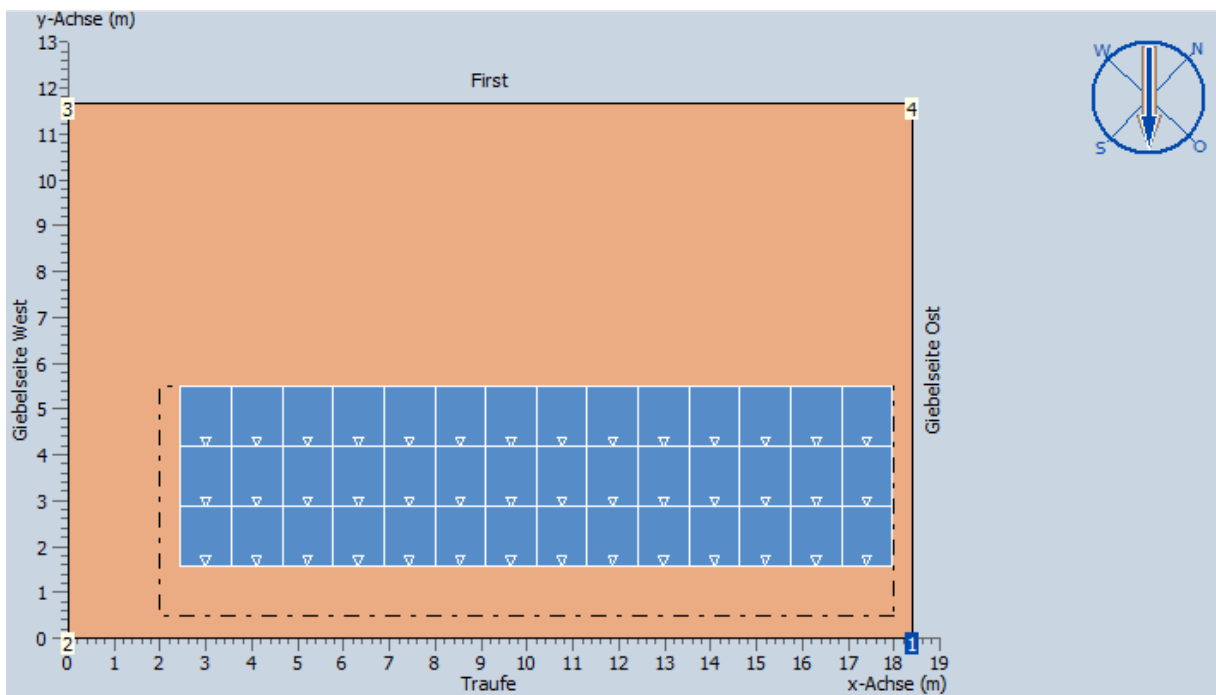


Abbildung 52: Dachflächenbelegung mit amorphen Modulen in Variante 2

Ertragsprognose der PVA im Vergleich zum Leistungsverbrauch der Lüftung:

Im Gegensatz zu der ersten amorphen Variante ist mit der zweiten Variante wie bei der zweiten monokristallinen Variante in dem Liniendiagramm in Abbildung 53 auch eine deutlich steilere Kurve zu erkennen. Jedoch wird über das Jahr verteilt höchstens ein Drittel der produzierten Energie durch die Lüftungsanlage selbst verbraucht. Im Sommer werden besonders von Mai bis August bis zu 70 % der benötigten Energie durch die PVA produziert, im Winter wie in Variante 1 höchstens 5 %.

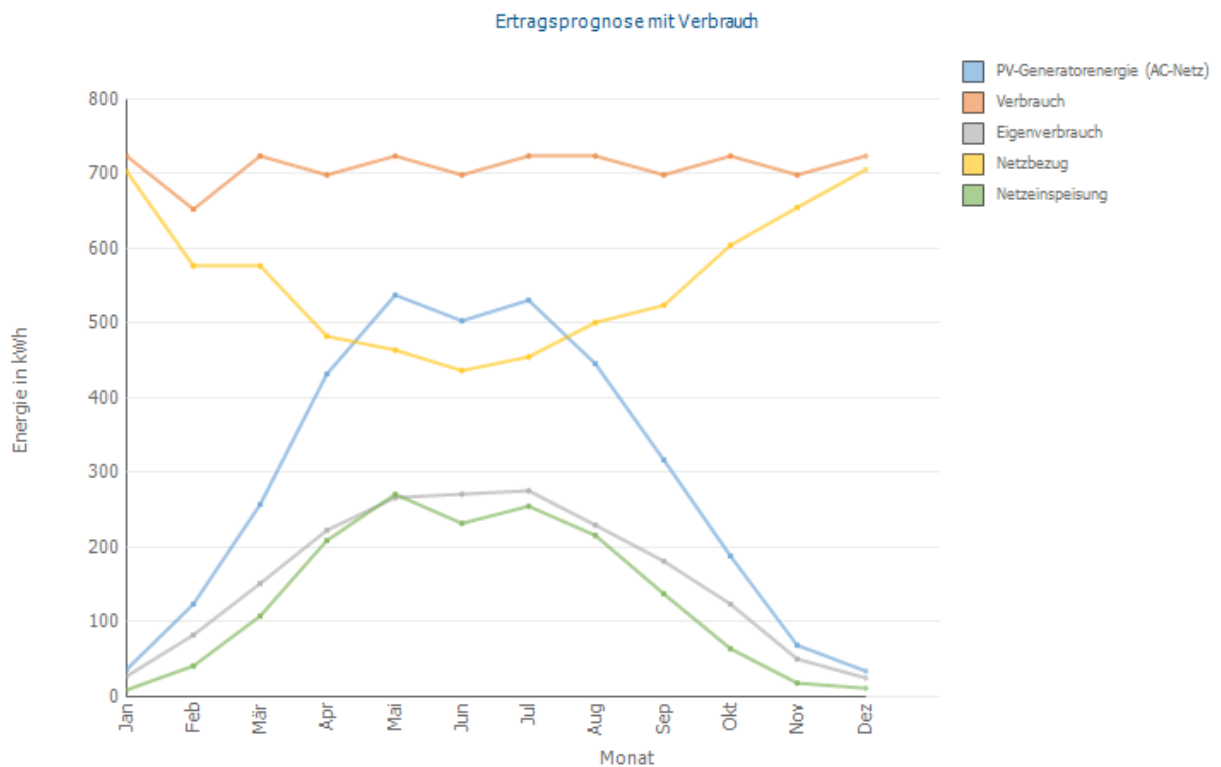


Abbildung 53: Ertragsprognose der PVA mit Leistungsverbrauch der Lüftung mit amorphen Modulen in Variante 2

4.2.2.2.1 Auswertung der Ertragsberechnung der Variante 2

Im Gegensatz zu der Anlage mit dem monokristallinen Modultyp produziert die PVA aus amorphem Silizium nur ein Drittel der Energie des monokristallinen Solargenerators (siehe Tabelle 10). Der Eigenverbrauchsanteil der amorphen Anlage ist mit 54,8 % fast doppelt so groß wie die monokristalline Anlage mit 27,5 %. Dagegen wird durch die monokristalline Anlage 31,5 % des Strombedarfes der Lüftung gedeckt, durch die amorphe Anlage jedoch nur 22,1 % (siehe Tabelle 11)

PV-Anlage:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
PV-Generatorleistung	kWp	12,6	4,5
Spez. Jahresertrag	kWh/kWp	780	771
Anlagennutzungsgrad (PR)	%	80,8	79,8
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	kWh/Jahr	9.834	3.464
Eigenverbrauch	kWh/Jahr	2.703	1.897
Netzeinspeisung	kWh/Jahr	7.131	1.566
Eigenverbrauchsanteil	%	27,5	54,8
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	kg/Jahr	5.850	2.034

Tabelle 10: Simulationsergebnisse der PV-Anlage in Variante 2

Verbraucher:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Verbrauch	kWh/Jahr	8.498	8.498
Stand-By Verbrauch	kWh/Jahr	85	74
Gesamtverbrauch	kWh/Jahr	8.583	8.572
gedeckt durch PV	kWh/Jahr	2.703	1.897
gedeckt durch Netz	kWh/Jahr	5.879	6.675
Solarer Deckungsanteil	%	31,5	22,1

Tabelle 11: Simulationsergebnisse des Verbrauchers in Variante 2

4.2.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um die PV-Simulation aus finanzieller Sicht zu bewerten, muss die Variante berücksichtigt werden, in der die Strombereitstellung komplett durch das öffentliche Stromnetz erfolgt. Nach 21 Jahren weist der Cashflow¹³ ohne eine PVA einen Wert von - 64.809,45 € auf.

Die Wirtschaftlichkeit wird über einen Beobachtungszeitraum¹⁴ von 20 Jahren mit einem Kapitalzins (Umlaufrendite) von 3 % berechnet.

Die Kosten bestehen aus den abschreibungsfähigen Investitionskosten und den jährlich anfallenden Kosten.

Die Investitionskosten bestehen aus den Kosten für den PV-Generator, den Wechselrichter, die Montage und den Netzanschluss (Wesselak und Voswinckel 2012, 63). In Tabelle 12 ist aufgeführt wie sich die Kosten verteilen.

PV-Generator	Wechselrichter	Montage	Netzanschluss
61 %	24 %	11 %	5 %

Tabelle 12: Investitionskostenaufteilung bei dem Bau einer PVA (Wesselak und Voswinckel 2012, 63)

Da die Kosten für den PV-Generator und den Wechselrichter bekannt sind, wurden 16 % der gesamten Investitionskosten für die Montage und den Netzanschluss veranschlagt.

Die jährlich anfallenden Kosten bestehen aus den Betriebskosten. Diese betragen 1,5 % der Investitionskosten.

Finanziert wird diese Investition mit einem Ratenkredit, dessen Betrag die aufgerundete Summe der Investitionskosten darstellt. Der Kredit enthält 2 tilgungsfreie Jahre bei einem Kreditzins von 4 %, einer vierteljährlichen Tilgungsfrist und einer Laufzeit von 10 Jahren.

Zur Tilgung des Kredites werden die ohne eine PV-Anlage anfallenden Stromkosten und die Einspeisevergütung genutzt.

¹³ Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben über eine Periode. Er lässt erkennen, wie stark das Unternehmen sich von innen heraus finanzieren kann (Hoitsch und Lingau 2004).

¹⁴ Volle Jahre ohne das Jahr der Inbetriebnahme

Bei der Inbetriebnahme der Anlage im September 2014 bekommt der Betreiber einer PVA laut §51 EEG für 20 Jahre eine Vergütung von 12,69 Cent/kWh bei < 10 kWp. Bei einer Anlagenleistung von 10 kWp bis 40 kWp werden ihm 12,34 Cent/kWh gezahlt. Da dies nicht viel ist, lohnt sich eine Anlage mit möglichst viel Eigenverbrauch. Denn der Strompreis beträgt 2014 ungefähr 29 Cent/kWh und erhöht sich jährlich um ca. 2 %. (BDEW 2014, 6)

4.2.3.1 Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante 1

Variante 1 mit monokristallinen Solarmodulen

Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dient Abbildung 54, in dem der kumulierte Cashflow über 21 Jahre dargestellt ist. Nach 13 Jahren rechnet sich die PVA mit monokristallinen Solarmodulen, wenn sie auf Eigenverbrauch ausgelegt ist.

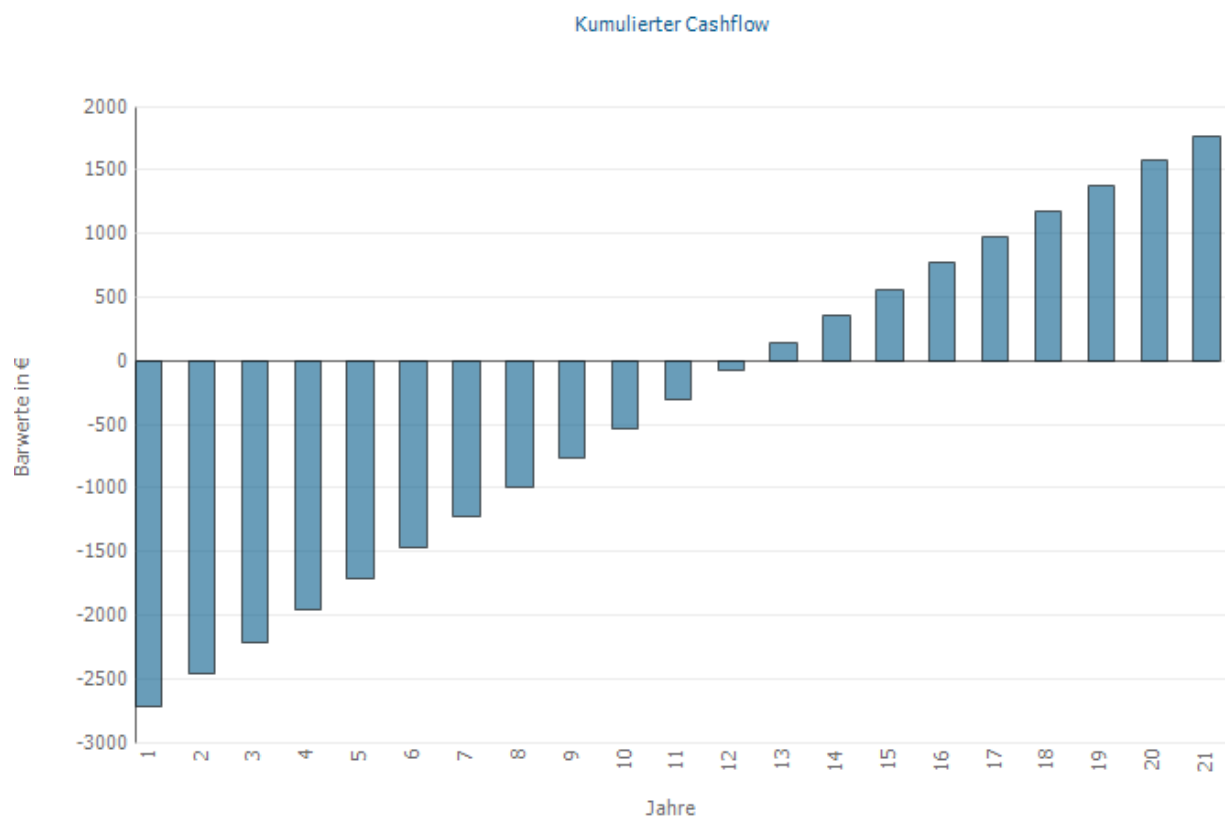


Abbildung 54: Kumulierter Cashflow mit monokristallinen Modulen Variante 1

Variante 1 mit amorphen Solarmodulen

Die PVA mit amorphen Solarmodulen in Variante 1 amortisiert sich wie die erste monokristalline Variante nach 13 Jahren. In Abbildung 55 ist dies zu erkennen.

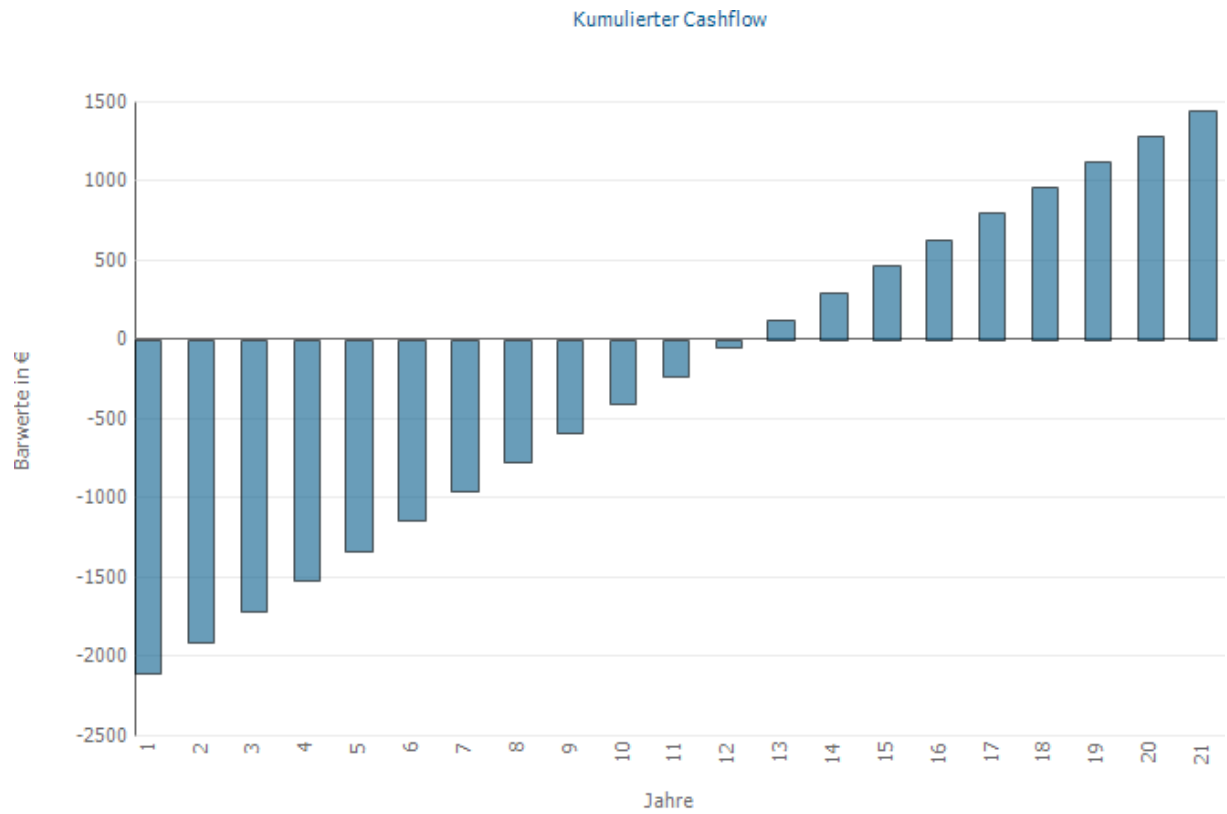


Abbildung 55: Kumulierter Cashflow mit amorphen Modulen Variante 1

4.2.3.1.1 Auswertung der Wirtschaftlichkeit der Variante 1

Während in Variante 1 für die monokristalline Version höhere Investitionskosten getätigt werden müssen, sind die spezifischen Kosten pro installierte kWp geringer (siehe Tabelle 13). Nach 21 Jahren erwirtschaftet die Anlage mit monokristallinen Modulen 1.771,41 €. Dies sind 327,42 € mehr als mit der amorphen Version (siehe Tabelle 15). Da das Jahr der Inbetriebnahme nicht bei der Amortisationsrechnung berücksichtigt wird, beträgt die Mindestlaufzeit ca. 12 Jahre beider Anlagen, während es in den Diagrammen in Abbildung 54 und Abbildung 55 scheint, dass die Anlagen sich erst nach 13 Jahren rentieren.

Zahlungsübersicht:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Gesamte Investitionskosten	€	2.719,41	2.110,83
Spez. Investitionskosten	€/kWp	1.942,44	1.972,74
Jährliche Kosten	€/Jahr	40,79	31,66

Tabelle 13: Simulationsergebnisse der Zahlungsübersicht in Variante 1

Vergütung und Ersparnisse:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Vergütung im ersten Jahr	€	1,32	0,00
Spez. Einspeisevergütung	€/kWp	0,1269	0,1269
Ersparnisse im ersten Jahr	€/Jahr	313,38	240,93

Tabelle 14: Simulationsergebnisse der Vergütung und der Ersparnisse in Variante 1

Wirtschaftliche Kenngrößen:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Kumulierter Cashflow	€	1.771,41	1.443,99
Mindestlaufzeit der Anlage	Jahre	11,67	11,64

Tabelle 15: Simulationsergebnisse der wirtschaftlichen Kenngrößen in Variante 1

4.2.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante 2

Variante 2 mit monokristallinen Solarmodulen

In Abbildung 56 zeigt sich, dass Variante 2 mit monokristallinen Modulen sich auch nach 21 Jahren noch nicht rechnet.

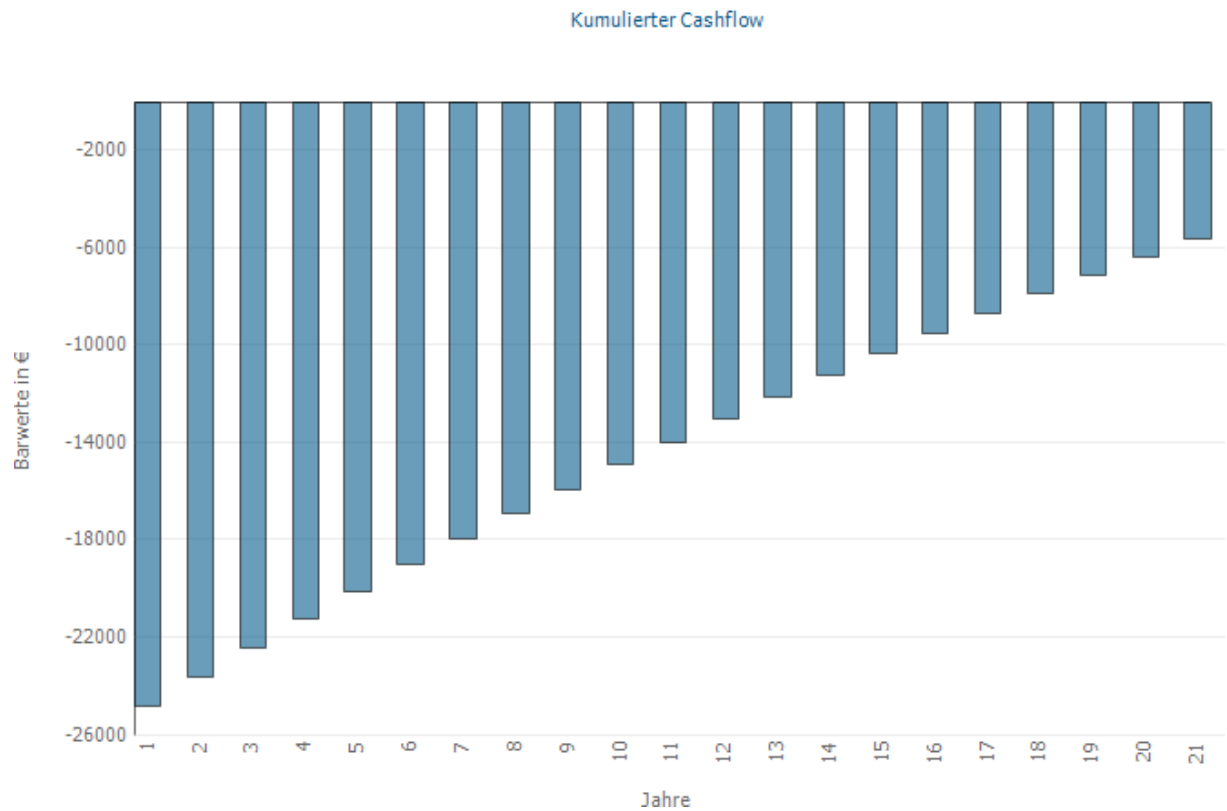


Abbildung 56: Kumulierter Cashflow mit monokristallinen Modulen Variante 2

Variante 2 mit amorphen Solarmodulen

Im Gegensatz zur Variante 2 mit monokristallinen Modulen amortisiert sich die Anlage mit amorphen Solarmodulen bereits nach 16 Jahren.

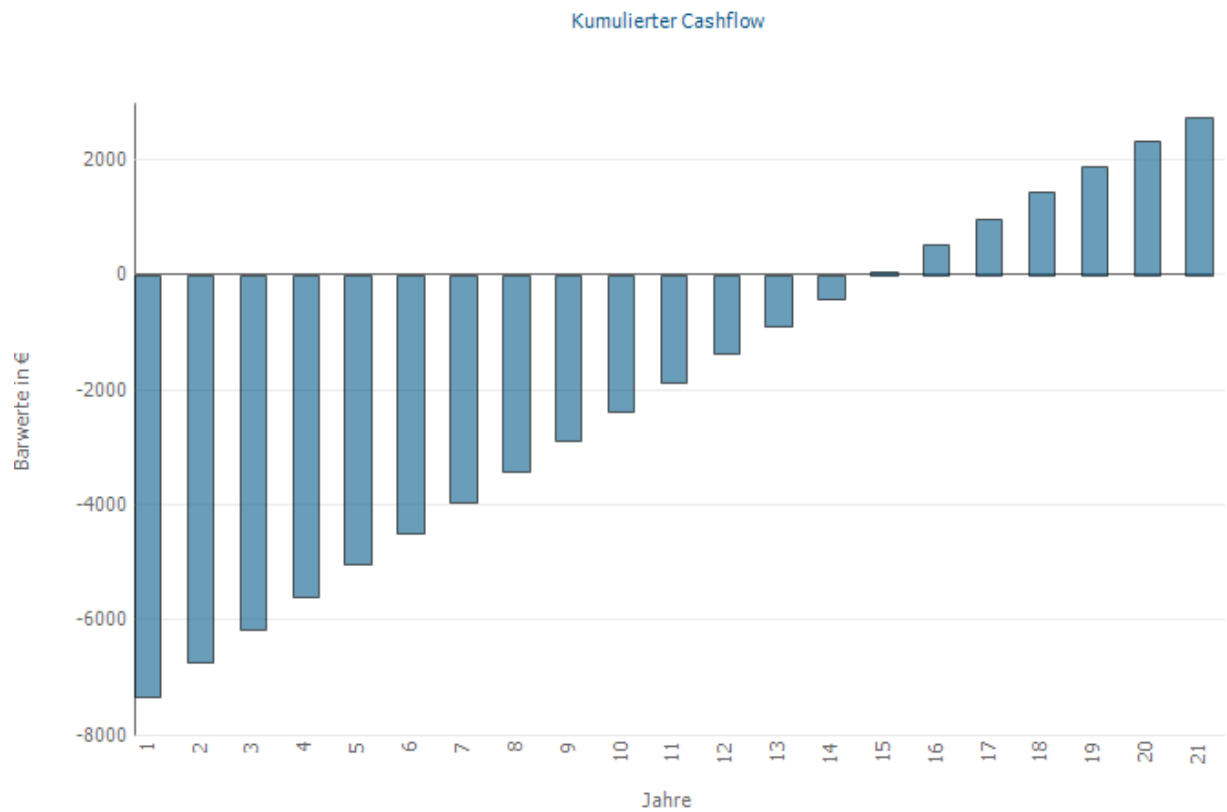


Abbildung 57: Kumulierter Cashflow mit amorphen Modulen Variante 2

4.2.3.2.1 Auswertung der Wirtschaftlichkeit der Variante 2

In Tabelle 16 stellt sich heraus, dass die Investitionskosten der monokristallinen Anlage mehr als 3-mal so hoch sind wie die der amorphen Anlage. Außerdem sind die spezifischen Investitionskosten und die jährlichen Betriebskosten höher. Auch wenn die Vergütungskosten der monokristallinen Version mehr als vierfach so groß sind, amortisiert sich diese Anlage erst nach 100 Jahren. Da diese PVA jedoch nur eine Leistungsgarantie von 25 Jahren hat (siehe Anhang II: Datenblätter der Solarmodule und Wechselrichter), würde diese Anlage einen Verlust erzielen.

Zahlungsübersicht:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Gesamte Investitionskosten	€	24.474,70	7.291,16
Spez. Investitionskosten	€/kWp	1.942,44	1.623,87
Jährliche Kosten	€/Jahr	367,12	109,37

Tabelle 16: Simulationsergebnisse der Zahlungsübersicht in Variante 2

Vergütung und Ersparnisse:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Vergütung im ersten Jahr	€	894,88	198,16
Spez. Einspeisevergütung	€/kWh	0,1262	0,1269
Ersparnisse im ersten Jahr	€	765,46	533,83

Tabelle 17: Simulationsergebnisse der Vergütung und der Ersparnisse in Variante 2

Wirtschaftliche Kenngrößen:

Kriterien	Einheiten	Monokristallin	Amorph
Kumulierter Cashflow	€	-5.590,87	2.752,19
Mindestlaufzeit der Anlage	Jahre	99,33	14,18

Tabelle 18: Simulationsergebnisse der wirtschaftlichen Kenngrößen in Variante 2

4.2.4 Diskussion

Wenn die PVA wie in Variante 1 auf Eigenverbrauch ausgelegt ist, produziert die monokristalline Anlage einen knapp 30 % höheren Ertrag als die Anlage mit amorphen Modulen, weil die installierte Leistung der PVA mit den monokristallinen Solarmodulen rund 30 % größer ist als bei der Anlage aus amorphem Silizium. Das führt dazu, dass der Strombedarf der Lüftungsanlage mit 12,7 % Solarenergie gedeckt wird, wenn die PVA aus monokristallinen Solarmodulen besteht, und im amorphen Fall mit 9,8 % Solarenergie.

Aus finanzieller Sicht amortisiert sich diese Variante bei beiden Modultypen nach ca. 12 Jahren, wobei nach dem Betrachtungszeitraum von 21 Jahren die Anlage mit monokristallinen Modulen einen Gewinn von 1.771,41 € erwirtschaftet. Dies sind 327,42 € mehr als mit der amorphen Version.

In der zweiten Variante wird die maximal zur Verfügung stehende Dachfläche zur Stromerzeugung mit Solarmodulen genutzt. In diesem Fall produziert die PVA mit den monokristallinen Modulen dreimal so viel Energie wie die Anlage mit amorphen Modulen. Durch die PV-Generatorenergie wird durch die PVA mit monokristallinen Modulen ein Drittel des Strombedarfes gedeckt, durch die Anlage mit amorphen Modulen nur ein Fünftel. Die Anlage mit monokristallinen Modulen amortisiert sich in der zweiten Variante in der Theorie nach 100 Jahren. Da diese PVA jedoch nur eine Leistungsgarantie von 25 Jahren hat, würde diese Anlage einen Verlust einfahren. Deshalb würde die Variante mit amorphen Modulen bevorzugt werden. Hier tritt die Amortisation der PVA nach 15 Jahren ein.

Aus finanzieller Sicht sind alle Modelle in allen Varianten als wirtschaftlich zu bewerten, da der Cashflow nach 21 Jahren in allen Varianten positiver als die zu zahlende Summe für den Strom aus dem öffentlichen Netz ist. Selbst wenn die wirtschaftlich negativste Variante – die zweite monokristalline Variante – nach 21 Jahren zu einem Cashflow von -5.590,87 € führt, ist diese Variante wirtschaftlicher als die Stromaushgaben von -64.809,45 €, die ohne eine PVA entstehen würden. Den positivsten Cashflow weist die Variante mit amorphen Solarmodulen auf, die die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche ausnutzt. Diese Version erwirtschaftet 2.752,19 €.

Neben dem Vergleich des Leistungsertrages und der Finanzen, ist aus umwelttechnischer Sicht die Einsparung des Treibhausgases Kohlenstoffdioxid CO₂ von Bedeutung.

Linear zum Ertrag verhalten sich die vermiedenen CO₂-Emissionen. In Variante 1 sparen beide Modultypen nahezu die gleiche Menge an CO₂ ein: Die Version mit den monokristallinen Modulen 650 kg/Jahr und die Version mit amorphen Modulen 494 kg/Jahr.

Da in Variante 2 eine größere Leistung installiert ist, wird bis zu 9-mal so viel CO₂ eingespart wie in Variante 1. Die CO₂-Emissionen sind am geringsten, wenn Variante 2 mit monokristallinen Modulen montiert wird: 5.850 kg/Jahr. Das sind 122 t nach 21 Jahren.

Ein direkter Vergleich ist jedoch nicht möglich, da außerdem der CO₂-Ausstoß für die Herstellung, den Transport und die Entsorgung der PVA berücksichtigt werden müssen.

(Bartels 2009)

5 Zusammenfassung

Das Energieeinsparungsgesetz EnEG 2013 zielt darauf ab, dass spätestens ab 2021 alle Neubauten in Deutschland als Niedrigst-Energie-Häuser gebaut werden müssen (§2a Abs.1 EnEG). Eine bedeutende Komponente stellt aufgrund der luftdichten Bauweise die mechanische Lüftungstechnik dar. Um den Weg zum CO₂-freien Wohnen weiterzugehen, soll der kontinuierliche Strombedarf der Lüftungsanlage mit einer Photovoltaikanlage auf dem Dach des Hauses gedeckt werden.

Der Einsatz einer Photovoltaikanlage führt zu einer Kosten- und Treibhausgasersparnis. Diese Kernaussage konnte durch die wirtschaftliche Bewertung verschiedener PVA-Simulationsszenarien am Beispiel des Passivhauses des Wohnprojektes 13 GbR in Hamburg-Eimsbüttel ermittelt werden.

Während die PVA mit dem monokristallinen Solarmodulen höhere Investitionskosten fordert, bringt diese Variante auch mehr Ertrag, im Gegensatz zu einer PVA, die aus amorphen Solarmodulen besteht. Da in dem Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG festgelegt ist, dass Solaranlagenbesitzer in Zukunft von sinkenden Einspeisevergütungen ausgehen müssen, ist es gewinnorientierter die Anlage auf Eigenverbrauch auszulegen - eventuell mit einem Batteriespeicher. In der Arbeit wurde dies bewiesen. Auch wenn die Besitzer einer PVA ab 2015 laut EEG 2014 eine Eigenverbrauchsumlage zahlen müssen, ist es stets sinnvoll, einen Teil des Stromes durch eine PVA auf dem eigenen Haus bereitzustellen.

6 Ausblick

Aufgrund sinkender Einspeisevergütungen ist es zukünftig sinnvoll, die überschüssige Energie in einer Batterie zu speichern. Da das Angebot an netzgekoppelten Speichern für private PVA zunehmend unübersichtlich wird, ist es interessant, das effizienteste Speichersystem für dieses Projekt in einer weiteren Abschlussarbeit zu finden.

Bei der Suche wird zwischen mindestens drei Bereichen differenziert, in denen sich die Batteriesysteme vom technischen Konzept her unterscheiden können. (Kever 2013) Zuerst wird im Hinblick auf den Verknüpfungspunkt des Speichers mit dem häuslichen Netz zwischen der DC-Kopplung und der AC-Kopplung gewählt. Während der Speicher bei der DC-Kopplung noch vor der Wechselrichterbrücke eingefügt ist - der zwischengespeicherte und der direkt genutzte PVA-Strom nutzen denselben Wechselrichter, besitzt die Batterie bei der AC-Kopplung einen separaten Wechselrichter, sodass diese Speichervariante nachfolgend eingebaut werden kann. Des Weiteren wird bezüglich des Energieflusses zwischen Speichersystem und AC-Netz entschieden. Dabei wird zwischen einphasiger und die dreiphasiger Leistungsabgabe unterschieden. Zuletzt steht die Wahl der Batterietechnologie und -auslegung. Die zurzeit am häufigsten verwendeten sind Batterien in Blei- und Li-Ion-Technologie. Abgesehen davon unterscheiden sich Batteriespeicher beim Zellaufbau und durch ihre Nennspannung. (Kever 2013)

Aufgrund der großen Bandbreite an Speicherkonzepten, ist die Frage zu beantworten, welches Speichersystem am besten zu der gewählten Photovoltaikanlage passt.

7 Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW. *EEG-Umlage 2014*. 15. Oktober 2013.
<http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm> (Zugriff am 4. März 2014).
- Arentzen, Dipl.-Kfm. Ute, Dr. Eggert Winter, und Ulrike Lörcher. *Gabler-Wirtschafts-Lexikon D-FD*. Bd. 3. 10 Bde. Wiesbaden: Gabler Verlag, 1997.
- Bardt, Hubertus, Judith Niehues, und Holger Techert. *Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland: Wirkungen und Herausforderungen des EEG*. Köln: Institut der deutschen Wirtschaft, 2012.
- Bartels, Tim. „CO2-Etikett auf der Ware.“ *UMWELT Briefe - der kommunale Umweltdienst*, 11. Juni 2009.
- BDEW. „BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 : Haushalte und Industrie.“ *BDEW Energie. Wasser. Leben*. 20. Juni 2014. [http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf) (Zugriff am 14. August 2014).
- . „Standardlastprofile Strom.“ *bdew Energie. Wasser. Leben*. 2014.
http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile (Zugriff am 25. August 2014).
- BMVI. „Wesentliche Inhalte der Novellierung der Energieeinsparverordnung (EnEV) gemäß Kabinettsbeschluss vom 16. Oktober 2013 (nicht barrierefrei).“ *Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur*. 21. November 2013.
http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/BauenUndWohnen/enev-wesentliche-inhalte-der-novellierung.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am 15. August 2014).
- Bortz, Prof. Dr. Jürgen, und Prof. Dr. Nicola Döring. *Forschungsmethoden und Evaluation für Human- und Sozialwissenschaftler*. 4. Heidelberg: Springer Medizin Verlag, 2009.
- Bundesnetzagentur. *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze*. 2014.
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html;jsessionid=4E319D317F9F07FC1A4C5FAF990A30EA#doc405794bod (Zugriff am 4. März 2014).
- Commission, Joint Research Centre of European. *PVGIS Interaktive Karten*. 2012.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=de&map=europe> (Zugriff am 9. August 2014).
- Cramer, G., B. Engel, F. Greizer, J. Laschinski, M. Meinhardt, und M. Victor. *Fortschritte in der Leistungselektronik der Photovoltaik-Systemtechnik*. Kongress, Berlin Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2005.
- Creswell, John W. *Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches*. 3. Los Angeles u.a.: SAGE Publications, 2009.

- DWD. „Strahlungskarten der Mittelwerte (Zeitraum 1981 - 2010) für Deutschland.“ *Deutscher Wetterdienst*. 1. Dezember 2012.
http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/VielJ_C3_A4hrigeMittelwerte/Jahr__1981-2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Jahr_1981-2010.pdf (Zugriff am 4. März 2014).
- „eigene Abbildung.“ Hamburg, 9. Januar 2014.
- Energie, Bundesministerium für Wirtschaft und. „Erneuerbare Energien.“ 28. Februar 2014.
http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/agee-stat-erneuerbare-energien-im-jahr-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am 7. Juli 2014).
- Feist, Dr. Wolfgang. „Arten der Gebäudelüftung.“ *Passipedia, die Passivhaus-Enzyklopädie*. 2014.
http://passipedia.de/passipedia_de/planung/haustechnik/lueftung/grundlagen/arten_der_gebaedelueftung (Zugriff am 4. März 2014).
- . „Passivhaus Institut.“ 13. Mai 2013.
http://passiv.de/downloads/03_zertifizierungskriterien_wohngebaeude_de.pdf (Zugriff am 17. Juli 2014).
- . „Passivhaus Institut.“ *Passipedia, die Passivhaus-Enzyklopädie*. 2014.
http://passipedia.de/passipedia_de/wiki/passivhaus_institut (Zugriff am 4. März 2014).
- . „Was ist ein Passivhaus?“ *Passivhaustagung*. 18. August 2007.
http://www.passivhaustagung.de/Passivhaus_D/Passivhaus_kurz.html (Zugriff am 4. März 2014).
- . „Was ist ein Passivhaus?“ *Passipedia, die Passivhaus-Enzyklopädie*. 2014.
http://passipedia.passiv.de/passipedia_de/grundlagen/was_ist_ein_passivhaus (Zugriff am 4. März 2014).
- Green, Martin A., Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, und Ewan D. Dunlop. *Solar cell efficiency tables (version 44)*. Paper, John Wiley & Sons Ltd., 2014.
- Häberlin, Heinrich. *Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. Fehraltorf: Electrosuisse-Verlag, 2010.
- Hagmann, Gert. *Grundlagen der Elektrotechnik: Das bewährte Lehrbuch für Studierende der Elektrotechnik und anderer technischer Studiengänge ab 1. Semester*. 16. Wiebelsheim: AULA-Verlag, 2013.
- Hoitsch, Prof. Dr. Hans-Jörg, und Prof. Dr. Volker Lingau. „Cashflow.“ In *Kosten- und Erlösrechnung - eine controllingorientierte Einführung*, von Prof. Dr. Hans-Jörg Hoitsch und Prof. Dr. Volker Lingau, 425. Berlin Heidelberg New York: Springer Verlag, 2004.
- IBC Solar. „Wechselrichter.“ *IBC Solar*. 2014. <http://www.ibt-solar.de/wechselrichter.html> (Zugriff am 4. März 2014).
- Kever, Felix. „Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen.“ *pv magazine*, Februar 2013: 109.

- Kronthaler, Franz. *Statistik angewandt : Datenanalyse ist (k)eine Kunst*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2014.
- Maehlum, Mathias Aarre. *Energy Informative*. kein Datum. <http://energyinformative.org/most-efficient-solar-panels-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/> (Zugriff am 24. April 2014).
- Mertens, Konrad. *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis*. München: Carl-Hanser-Verlag, 2013.
- Regus. „Deutsche Arbeitnehmer pendeln vergleichsweise wenig.“ *Regus - work your way*. 23. August 2010. <http://press.regus.com/germany/deutsche-arbeitnehmer-pendeln-vergleichsweise-wenig/> (Zugriff am 14. August 2014).
- Resinger, Paul Josef. „Quantitative und qualitative Methoden.“ In *Leitfaden zur Bachelorarbeit : Einführung in wissenschaftliches Arbeiten und berufsfeldbezogenes Forschen an (Pädagogischen) Hochschulen*, von Paul Josef Resinger, 200. Marburg: Tectum Verlag, 2013.
- Schaefer, Helmut. „Lastgangkurve.“ In *VDI-Lexikon Energietechnik*, von Helmut Schaefer, 1451. Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1994.
- Schnabel, Patrick. *Elektronik-Fibel*. Ludwigsburg: Books on Demand GmbH, 2007.
- Schwister, Karl, und Volker Leven. *Verfahrenstechnik für Ingenieure - Lehr- und Übungsbuch*. Düsseldorf: Carl Hanser Verlag München, 2013.
- Setzermann, Dipl.-Ing. Thom. „Photovoltaik: Die Funktion.“ *Solarladen*. 23. Juli 2013. <http://www.solarladen.de/photovoltaik-funktion> (Zugriff am 4. März 2014).
- Siegele, Dietmar. *Passivhaus: Das Bauen der Zukunft*. Norderstedt: Books on Demand, 2007.
- SMA. „Gewerblicher Eigenverbrauch von Solarstrom.“ *SMA*. Oktober 2013. <http://www.sma.de/loesungen/medium-power-solutions/expertenwissen/gewerblicher-eigenverbrauch-von-solarstrom.html> (Zugriff am 4. März 2014).
- SPOT, EPEX. „Marktdaten European Electricity Index (ELIX).“ *EPEX SPOT*. 2014. <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/elix> (Zugriff am 20. Juli 2014).
- Steger, Felix. „Definitionen.“ *Steger Grafix*. 7. März 2005. <http://www.stegers.ch/definition.html> (Zugriff am 4. März 2014).
- W.A.F. Institut für Betriebsräte-Fortbildung AG. *BR-WIKI*. 25. Juli 2012. http://www.br-wiki.de/Muster-Betriebsvereinbarung:_Regelung_%C3%BCber_die_gleitende_Arbeitszeit_f%C3%BCr_einen_zeitlich_begrenzten_Test (Zugriff am 14. August 2014).
- Wengenmayr, Roland. „Photovoltaik - Solarzellen ein Überblick.“ In *Erneuerbare Energie - Konzepte für die Energiewende*, von Thomas Bürke und Roland Wengenmayr. Wiley-VCH, 2012.
- Wesselak, Viktor, und Sebastian Voswinckel. *Photovoltaik - wie Sonne zur Strom wird*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.
- Wirth, Dr. Harry. „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.“ *Fraunhofer Institut*. 28. Juli 2014. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf->

dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf
(Zugriff am 30. Juli 2014).

Wohnprojekt 13 GbR. *Wohnprojekt 13*. 20. November 2009. <http://www.wp13.de/> (Zugriff am 22. August 2014).

Würfel, Peter, und Thorsten Trupke. „Solarzellen der dritten Generation : Grenzen des Wirkungsgrades von Solarzellen.“ *Physik Journal*, Dezember 2003: 82.

Zastrow, Dieter. *Elektrotechnik - ein Grundlagenbuch*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2011.

8 Anhang

Übersicht

Anhang I: Gesetze	86
8.1.1.1.1.1.1 §2a Abs. 1 EnEG 2013	86
Teil 1 §1 Abs. 2 EEG 2012	86
Teil 3 Abschn. 1 §21 EEG 2012	86
Teil 3 Abschn. 2 EEG 2012	87
§3 Abs. 2 AusglMechV	96
§20a Abs. 1 EEG 2012	97
Anhang II: Datenblätter der Solarmodule und Wechselrichter	98
Anhang III: Marktdaten des European Electricity Index (ELIX)	107
Anhang IV: PVGIS jährliche Globalstrahlung zu solare Standortbedingungen	108
Anhang V: Anschreiben und Fragebogen	109
Anschreiben	109
Fragebogen	110

Anhang I: Gesetze

8.1.1.1.1.1 §2a Abs. 1 EnEG 2013

§2a Zu errichtende Niedrigstenergiegebäude

(1) Wer nach dem 31. Dezember 2020 ein Gebäude errichtet, das nach seiner Zweckbestimmung beheizt oder gekühlt werden muss, hat das Gebäude, um Energie zu sparen, als Niedrigstenergiegebäude nach Maßgabe der nach Absatz 2 zu erlassenden Rechtsverordnung zu errichten. Für zu errichtende Nichtwohngebäude, die im Eigentum von Behörden stehen und von Behörden genutzt werden sollen, gilt die Pflicht nach Satz 1 nach dem 31. Dezember 2018. Ein Niedrigstenergiegebäude ist ein Gebäude, das eine sehr gute Gesamtenergieeffizienz aufweist; der Energiebedarf des Gebäudes muss sehr gering sein und soll, soweit möglich, zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Die §§ 1 und 2 bleiben unberührt.

Teil 1 §1 Abs. 2 EEG 2012

Teil 1 Allgemeine Vorschriften

§ 1 Zweck des Gesetzes

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,
2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,
3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und
4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.

Teil 3 Abschn. 1 §21 EEG 2012

§ 21 Vergütungsbeginn und -dauer

(1) Die Vergütungen sind ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt und in das Netz nach §8 Absatz 1 oder 2 eingespeist hat.

(2) Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen.

Beginn der Frist nach Satz 1 ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme, soweit sich aus den nachfolgenden Vorschriften nichts anderes ergibt.

Abschnitt 2 Besondere Vergütungsvorschriften

§ 23 Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,7 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 2 Megawatt 8,3 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 6,3 Cent pro Kilowattstunde,
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 10 Megawatt 5,5 Cent pro Kilowattstunde,
5. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,3 Cent pro Kilowattstunde,
6. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 50 Megawatt 4,2 Cent pro Kilowattstunde und
7. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 50 Megawatt 3,4 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch auf die Vergütung nach Absatz 1 besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, wenn nach dem 31. Dezember 2011

1. die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde oder
2. die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nach §6 Absatz 1 Nummer 1 erstmals nachgerüstet wurde.

Der Anspruch auf die Vergütung nach Satz 1 besteht ab dem Abschluss der Maßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme nach Satz 1 abgeschlossen worden ist.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 nur für den Strom, der der Leistungserhöhung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 zuzurechnen ist.

Wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2012 eine installierte Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, der Vergütungsanspruch nach der bislang geltenden Regelung.

(4) Der Anspruch auf Vergütung nach den Absätzen 1 und 2 besteht für Anlagen an oberirdischen Gewässern nur, wenn die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach den §§33 bis 35 und 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes entspricht.

Als Nachweis der Erfüllung der Voraussetzungen des Satzes 1 gilt für Anlagen nach Absatz 1 und, soweit im Rahmen der Maßnahmen nach Absatz 2 eine Neuzulassung der Wasserkraftnutzung erfolgt ist, für Anlagen nach Absatz 2 die Zulassung der Wasserkraftnutzung.

Im Übrigen kann die Erfüllung der Voraussetzungen nach Satz 1 wie folgt nachgewiesen werden:

1. durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder
2. durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft, das der Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde bedarf;

äußert sich die Behörde innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens nicht, gilt die Bestätigung als erteilt; diese Bestätigung darf nur versagt werden, wenn die Behörde erhebliche Zweifel an der Richtigkeit des Gutachtens hat.

(5) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht ferner nur, wenn die Anlage

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Staustufe oder Wehranlage oder
2. ohne durchgehende Querverbauung errichtet worden ist.

(6) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht bei Speicherkraftwerken nur, wenn sie an einem bestehenden Speicher oder einem bestehenden Speicherkraftwerk errichtet worden sind.

§ 24 Deponiegas

Für Strom aus Deponiegas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 8,60 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,89 Cent pro Kilowattstunde.

§ 25 Klärgas

Für Strom aus Klärgas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 6,79 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,89 Cent pro Kilowattstunde.

§ 26 Grubengas

(1) Für Strom aus Grubengas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 6,84 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 4,93 Cent pro Kilowattstunde und
3. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 5 Megawatt 3,98 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Pflicht zur Vergütung besteht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.

§ 27 Biomasse

(1) Für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 14,3 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,3 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 11,0 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 6,0 Cent pro Kilowattstunde.

Pflanzenölmethylester gilt in dem Umfang, der zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist, als Biomasse.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich,

1. soweit der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 2 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (Einsatzstoffvergütungsklasse I),
 - a) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt um 6,0 Cent pro Kilowattstunde,
 - b) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 750 Kilowatt um 5,0 Cent pro Kilowattstunde und
 - c) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 4,0 Cent pro Kilowattstunde oder
 - d) im Fall von Strom aus Rinde oder aus Waldrestholz abweichend von den Buchstaben b und c bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 2,5 Cent pro Kilowattstunde,
2. soweit der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 3 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (Einsatzstoffvergütungsklasse II),
 - a) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 8,0 Cent pro Kilowattstunde oder
 - b) im Fall von Strom aus Gülle im Sinne der Nummern 3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung abweichend von Buchstabe a
 - aa) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt um 8,0 Cent pro Kilowattstunde und
 - bb) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 6,0 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen und nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gelten die Absätze 1 und 2 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 Kilowatt nicht übersteigt.

(4) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht in der dort genannten Höhe nur, wenn und solange

1. mindestens
 - a) 25 Prozent bis zum Ende des ersten auf die erstmalige Erzeugung von Strom in der Anlage folgenden Kalenderjahres und danach
 - b) 60 Prozent des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in KraftWärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird; hierbei wird im Fall der Stromerzeugung aus Biogas die Wärme in Höhe von 25 Prozentpunkten des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms zur Beheizung des Fermenters angerechnet, oder
2. der Strom in Anlagen erzeugt wird, die Biogas einsetzen, und zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle von mindestens 60 Masseprozent eingesetzt wird.

(5) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht ferner in der dort genannten Höhe nur, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, und für Strom

1. aus Anlagen, die Biogas einsetzen, nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 60 Masseprozent beträgt,
2. aus Anlagen, die Biomethan nach §27c Absatz 1 einsetzen, abweichend von Absatz 4 nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird,
3. aus Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, nur für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist; flüssige Biomasse ist Biomasse, die zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist.

(6) Bei Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs nach §16 sind ab dem ersten Kalenderjahr, das auf die erstmalige Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs nach §16 oder die erstmalige Direktvermarktung nach §33b Nummer 1 oder 2 folgt, jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr nachzuweisen

1. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 2 durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien,
2. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 1 nach Maßgabe der Nummer 2 der Anlage 2 zu diesem Gesetz,
3. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 2 durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien,
4. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 5 Nummer 1 und der Stromanteil aus flüssiger Biomasse nach Absatz 5 Nummer 3 durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs,
5. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 5 Nummer 2 nach Maßgabe der Nummer 2 der Anlage 2 zu diesem Gesetz.

Bei der erstmaligen Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs nach §16 ist ferner die Eignung der Anlage zur Erfüllung der Voraussetzungen im Sinne von Satz 1 Nummer 2, 3 und 5 durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nachzuweisen; die Eignung zur Erfüllung der Voraussetzungen im Sinne von Satz 1 Nummer 2 und 5 kann abweichend von dem ersten Halbsatz auch durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Wärmeversorgung nachgewiesen werden.

(7) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 verringert sich in dem jeweiligen Kalenderjahr insgesamt auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig, wenn die Voraussetzungen der Absätze 4 und 5 nicht nachweislich eingehalten werden.

Abweichend von Satz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 nach dem Ende des fünften auf die erstmalige Geltendmachung des Vergütungsanspruchs nach §16 folgenden Kalenderjahres auf 80 Prozent der Vergütung für jedes folgende Kalenderjahr, für das die Voraussetzungen nach Absatz 4 nicht nachgewiesen werden, sofern alle übrigen erforderlichen Voraussetzungen nachgewiesen werden.

(8) Soweit nach Absatz 5 oder 6 der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch von der Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber zu schwärzen.

§ 27a Vergärung von Bioabfällen

(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung in dem jeweiligen Kalenderjahr von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 16,0 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 14,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gilt Absatz 1 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 Kilowatt nicht übersteigt.

(3) Der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

(4) Die Vergütung nach Absatz 1 kann unbeschadet des §27c Absatz 2 nicht mit einer Vergütung nach §27 kombiniert werden.

(5) Im Rahmen des §27a gelten entsprechend

1. die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach §27 Absatz 5
2. §27 Absatz 5 Nummer 2 und 3 einschließlich der Nachweisregelungen nach Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 und 5,
3. §27 Absatz 7 Satz 1 hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen des §27a,
4. §27 Absatz 8 und
5. §27 Absatz 1 Satz 2.

§ 27b Vergärung von Gülle

(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. die Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgt,
2. die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt höchstens 75 Kilowatt beträgt und
3. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle im Sinne der Nummern 9 und 11 bis 15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 kann nicht mit einer Vergütung nach §27 kombiniert werden.

(3) Im Rahmen des §27b gelten entsprechend

1. die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach §27 Absatz 5,
2. §27 Absatz 5 Nummer 3 einschließlich der Nachweisregelung nach Absatz 6 Satz 1 Nummer 4,
3. §27 Absatz 7 Satz 1 hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen des §27b,
4. §27 Absatz 8 und
5. §27 Absatz 1 Satz 2.

§ 27c Gemeinsame Vorschriften für gasförmige Energieträger

(1) Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas gilt jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas,

1. soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und
2. wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.

(2) Die Vergütung nach den §§24, 25, 27 Absatz 1 und §27a Absatz 1 erhöht sich für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Deponiegas, Klärgas oder Biomethan gilt, und das vorder Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde, nach Maßgabe der Anlage 1 (Gasaufbereitungs-Bonus).

(3) Für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Biomethan gilt, und die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gilt Absatz 2 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 Kilowatt nicht übersteigt.

§ 28 Geothermie

(1) Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich für Strom, der auch durch Nutzung petrothormaler Techniken erzeugt wird, um 5,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 29 Windenergie

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen beträgt die Vergütung 4,87 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,93 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung).

Diese Frist verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrags unterschreitet.

Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 3 zu diesem Gesetz.

Die Anfangsvergütung erhöht sich für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, um 0,48 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen nach §6 Absatz 5 nachweislich erfüllen.

(3) Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt gelten im Sinne des Absatzes 2 als Anlagen mit einem Ertrag von 60 Prozent ihres Referenzertrags.

§ 30 Windenergie Repowering

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen angrenzenden Landkreis eine oder mehrere bestehende Anlagen endgültig ersetzen (Repowering-Anlagen), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. die ersetzten Anlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind,
2. für die ersetzten Anlagen dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung besteht,
3. die installierte Leistung der Repowering-Anlage mindestens das Zweifache der ersetzten Anlagen beträgt und
4. die Anzahl der Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigt.

Im Übrigen gilt §29 entsprechend.

(2) Eine Anlage wird ersetzt, wenn sie höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der Repowering-Anlage vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage außer Betrieb genommen wurde.

Der Vergütungsanspruch für die ersetzten Anlagen entfällt endgültig.

§ 31 Windenergie Offshore

(1) Für Strom aus Offshore-Anlagen beträgt die Vergütung 3,5 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) In den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Offshore-Anlage beträgt die Vergütung 15,0 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung).

Der Zeitraum der Anfangsvergütung nach Satz 1 verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie nach §3 Nummer 9 Satz 2 entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

(3) Wenn die Offshore-Anlage vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden ist und die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt, erhält sie oder er in den ersten acht Jahren ab der Inbetriebnahme eine erhöhte Anfangsvergütung von 19,0 Cent pro Kilowattstunde.

In diesem Fall entfällt der Anspruch nach Absatz 2 Satz 1, während der Anspruch auf die Zahlung nach Absatz 2 Satz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden ist, dass die verlängerte Anfangsvergütung 15,0 Cent pro Kilowattstunde beträgt.

(4) Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach §17d Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich die Vergütung nach den Absätzen 2 und 3, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung.

Satz 1 ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Offshore-Anlage die Entschädigung nach §17e Absatz 1 oder 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch nimmt.

Nimmt der Betreiber der Offshore-Anlage die Entschädigung nach §17e Absatz 2 in Anspruch, verkürzt sich der Anspruch auf Vergütung nach den Absätzen 2 und 3 um den Zeitraum der Verzögerung.

(5) Die Absätze 1 bis 3 gelten nicht für Strom aus Offshore-Anlagen, deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach §57 in Verbindung mit §32 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist.

Satz 1 gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der Europäischen Kommission als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.

§ 32 Solare Strahlungsenergie

(1) für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung vorbehaltlich der Absätze 2 und 3 bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Megawatt 13,50 Cent pro Kilowattstunde abzüglich der Verringerung nach §20b, wenn die Anlage

1. in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist und das Gebäude oder die sonstige bauliche Anlage vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist,
2. auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach §38 Satz 1 des Baugesetzbuches durchgeführt worden ist, oder
3. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des §30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist und
 - a) der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,
 - b) der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen hat, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder
 - c) der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden ist und sich die Anlage
 - aa) auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist,
 - bb) auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder

- cc) auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des §23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinne des §24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind.

(2) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt die Vergütung, jeweils abzüglich der Verringerung nach §20b,

1. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt 19,50 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 18,50 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 Megawatt 16,50 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Megawatt 13,50 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude angebracht sind, das kein Wohngebäude ist und das im Außenbereich nach §35 des Baugesetzbuches errichtet wurde, gilt Absatz 2 nur, wenn

1. nachweislich vor dem 1. April 2012
 - a) für das Gebäude der Bauantrag oder der Antrag auf Zustimmung gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist,
 - b) im Fall einer nicht genehmigungsbedürftigen Errichtung, die nach Maßgabe des Bauordnungsrechts der zuständigen Behörde zur Kenntnis zu bringen ist, für das Gebäude die erforderliche Kenntnisgabe an die Behörde erfolgt ist oder
 - c) im Fall einer sonstigen nicht genehmigungsbedürftigen, insbesondere genehmigungs-, anzeige- und verfahrensfreien Errichtung mit der Bauausführung des Gebäudes begonnen worden ist,
2. das Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer nach dem 31. März 2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes steht oder
3. das Gebäude der dauerhaften Stallhaltung von Tieren dient und von der zuständigen Baubehörde genehmigt worden ist;

im Übrigen ist Absatz 1 Nummer 1 anzuwenden.

(4) Gebäude sind selbstständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen.

Wohngebäude sind Gebäude, die nach ihrer Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dienen, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen.

(5) Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort ersetzen, gelten abweichend von §3 Nummer 5 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind.

Der Vergütungsanspruch für die nach Satz 1 ersetzten Anlagen entfällt endgültig.

§ 33 Marktintegrationsmodell für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

(1) Die Vergütung nach §32 Absatz 2, auch in Verbindung mit Absatz 3, ist für Strom aus Anlagen ab einer installierten Leistung von mehr als 10 Kilowatt bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 Megawatt in jedem Kalenderjahr begrenzt auf 90 Prozent der insgesamt in diesem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strommenge.

Soweit die nach Satz 1 nicht vergütungsfähige Strommenge nicht in der Form des §33b Nummer 3 direkt vermarktet wird, besteht der Anspruch auf Vergütung nach §32 Absatz 2, auch in Verbindung mit Absatz 3, nur für die in dem Kalenderjahr jeweils zuerst eingespeiste Strommenge.

Die Begrenzung nach Satz 1 ist im gesamten Kalenderjahr bei den monatlichen Abschlägen nach §16 Absatz 1 Satz 3 zu berücksichtigen.

(2) Für den Strom, der über die vergütungsfähige Strommenge nach Absatz 1 hinaus in einem Kalenderjahr eingespeist wird, verringert sich die Vergütung auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie nach Nummer 2.4.2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („MWSolar“).

Soweit Anlagen nach Absatz 1 nicht mit technischen Einrichtungen nach §6 Absatz 1 Nummer 2 ausgestattet sind, verringert sich die Vergütung abweichend von Satz 1 auf den tatsächlichen Jahresmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie („MWSolar(a)“); §17 Absatz 1 bleibt hiervon unberührt. Sind die Werte „MWSolar“ oder „MWSolar(a)“ kleiner Null, werden sie mit dem Wert Null festgesetzt.

(3) Der Wert „MWSolar(a)“ ist der Quotient aus der Summe der nach Nummer 2.4.2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz für die Monate Januar bis Dezember eines Kalenderjahres berechneten tatsächlichen Monatsmittelwerte des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie („MWSolar“) und dem Wert 12.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nur mit Strom aus anderen Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen, soweit alle Anlagen jeweils derselben Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge nach Absatz 1 Satz 1 unterliegen.

Bei Verstößen gegen Satz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch für den gesamten Strom, der über die gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, auf den Wert „MWSolar(a)“; dies gilt bis zum Ablauf des ersten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt.

(5) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen die Strommenge, die in ihrer Anlage insgesamt in einem Kalenderjahr erzeugt wird, gegenüber dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar des Folgejahres nachweisen; andernfalls gilt die insgesamt in dem jeweiligen Kalenderjahr aus der Anlage tatsächlich in das Netz eingespeiste Strommenge als erzeugte Strommenge im Sinne von Absatz 1 Satz 1.

§3 Abs. 2 AusglMechV

§ 3 EEG-Umlage

(2) Die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr ist bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres auf den Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen und in Cent pro an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferter Kilowattstunde anzugeben; § 66 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt entsprechend.

§20a Abs. 1 EEG 2012

§ 20a Zubaukorridor für geförderte Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie,
Veröffentlichung des Zubaus

(1) Der Korridor für den weiteren Zubau von geförderten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (Zubaukorridor) beträgt 2 500 bis 3 500 Megawatt pro Kalenderjahr.

Sunmodule® Plus SW 260 – 280 mono



Produktion am Technologie-
Standort Deutschland



TÜV Power controlled:
Niedrigste Messtoleranz branchenweit



Sunmodule Plus:
Positive Leistungstoleranz



25 Jahre lineare Leistungsgarantie und
10 Jahre Produktgewährleistung



Die SolarWorld AG setzt bei der Produktion ihrer Solarmodule auf den Technologie-Standort Deutschland und sichert so die nachhaltige Qualität ihrer Produkte.

Das Prüfzeichen Power controlled des TÜV Rheinland garantiert, dass die ausgewiesene Nennleistung der Solarmodule in regelmäßigen Abständen überprüft wird und somit gewährleistet ist. Die Abweichung zum TÜV beträgt maximal 2 Prozent.

Die positive Leistungstoleranz garantiert höchste Anlageneffizienz. Es werden nur Solarmodule ausgeliefert, die nach den Leistungstests die ausgewiesene Nennleistung oder mehr erreichen. Die Leistungstoleranz liegt zwischen -0 Wp und +5 Wp.

Mit der linearen Leistungsgarantie über 25 Jahre garantiert SolarWorld eine maximale Leistungsdegression von 0,7% p.a. – ein deutlicher Mehrwert gegenüber branchenüblichen, zweistufigen Garantien. Das Service-Zertifikat ist somit eine langfristige und umfassende Investitionsabsicherung.

www.solarworld.de



Mit uns wird Sonne Strom.

Sunmodule® Plus SW 260 – 280 mono

VERHALTEN BEI STANDARDTESTBEDINGUNGEN (STC)*

		SW 260	SW 265	SW 270	SW 275	SW 280
Maximalleistung	P_{max}	260 Wp	265 Wp	270 Wp	275 Wp	280 Wp
Leerlaufspannung	U_{oc}	38,9 V	39,0 V	39,2 V	39,4 V	39,5 V
Spannung bei Maximalleistung	U_{mpp}	30,7 V	30,8 V	30,9 V	31,0 V	31,2 V
Kurzschlussstrom	I_{sc}	9,18 A	9,31 A	9,44 A	9,58 A	9,71 A
Strom bei Maximalleistung	I_{mpp}	8,56 A	8,69 A	8,81 A	8,94 A	9,07 A

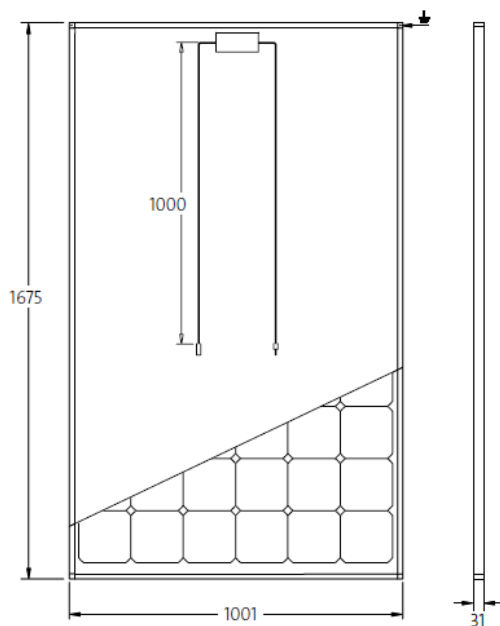
Messtoleranz (P_{max}) rückführbar auf TÜV Rheinland: +/- 2% (TÜV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

VERHALTEN BEI 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 260	SW 265	SW 270	SW 275	SW 280
Maximalleistung	P_{max}	194,2 Wp	197,8 Wp	201,3 Wp	205,0 Wp	209,2 Wp
Leerlaufspannung	U_{oc}	35,6 V	35,7 V	35,9 V	36,1 V	36,1 V
Spannung bei Maximalleistung	U_{mpp}	28,1 V	28,2 V	28,3 V	28,4 V	28,5 V
Kurzschlussstrom	I_{sc}	7,42 A	7,53 A	7,63 A	7,75 A	7,85 A
Strom bei Maximalleistung	I_{mpp}	6,92 A	7,02 A	7,12 A	7,22 A	7,33 A

Geringe Wirkungsgradreduktion im Teillastverhalten bei 25°C: bei 200 W/m² werden 100% (+/- 2%) des STC Wirkungsgrades (1000 W/m²) erreicht.



ABMESSUNG

Länge	1675 mm
Breite	1001 mm
Höhe	31 mm
Rahmung	silber eloxiertes Aluminium
Gewicht	21,2 kg

VERWENDETE MATERIALIEN

Zellen pro Modul	60
Zelltyp	Monokristallin
Zellabmessungen	156 mm x 156 mm
Vorderseite	4 mm gehärtetes Glas (EN 12150)

THERMISCHE KENNGRÖSSEN

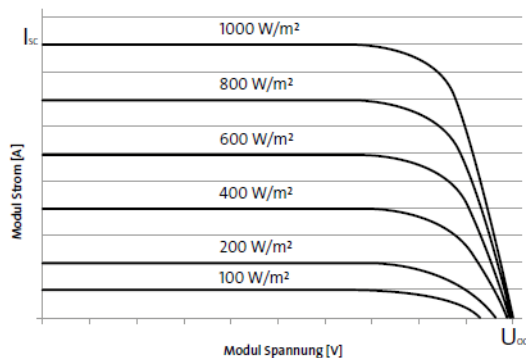
NOCT	46 °C
TK I_{sc}	0,040 %/K
TK U_{oc}	-0,30 %/K
TK P_{mpp}	-0,41 %/K

WEITERE ANGABEN

Leistungsortierung	-0 Wp / +5 Wp
Anschlussdose	IP65
Stecker	MC4 / KSK4

KENNGRÖSSEN ZUR OPTIMALEN SYSTEMEINBINDUNG

Max. Systemspannung SK II	1000 V
Rückstrombelastbarkeit	16 A
Auflast / dyn. Last	5,4 / 2,4 kN/m ²
Anzahl Bypassdioden	3
zulässige Betriebstemperatur	-40°C bis +85°C



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic Inspection
- Blowing sand resistant



Die SolarWorld AG behält sich Spezifikationsänderungen vor. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380. Dieses Datenblatt ist auch als englische Fassung erhältlich.

SCHOTT PROTECT™ ASI Serie



SCHOTT PROTECT™ ASI 100/103/105/107

Auf einen Blick

- Dauerhaft stabile Stromerträge – bewährte SCHOTT Doppelglas-technologie
- Hoher spezifischer Energieertrag
- Doppelte Qualitätsstandards
- Erhöhte Leistungstreue
- Langzeitstabile Verkapselung
- 30 Jahre lineare Leistungsgarantie

Das weltweit tätige deutsche Traditionsunternehmen SCHOTT Solar agiert mit seiner Erfahrung seit 1958 in der Entwicklung und im Bau von Komponenten für die Solarindustrie.

Dauerhaft stabile Stromerträge: Durch den Doppelglasaufbau verfügt das Dünnschichtmodul über eine herausragende Langzeitstabilität. In einer Leistungsmessung des Fraunhofers-Instituts erzielten Solarmodule von SCHOTT Solar im Durchschnitt auch noch nach 26 Jahren über 90 % ihrer ursprünglichen Leistung*.

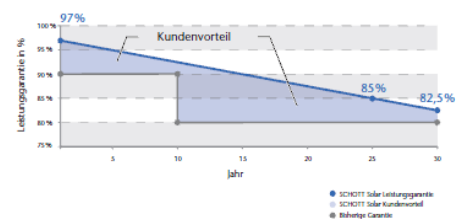
Hoher spezifischer Energieertrag: Hohe Energieerträge bei diffusem Licht, schlecht hinterlüfteten und warmen Standorten und weniger gut ausgerichteter Dächer zeichnen das ASI® Dünnschichtmodul von SCHOTT Solar aus.

Doppelte Qualitätsstandards: Der SCHOTT Solar interne Qualitätsstandard entspricht der doppelten von der IEC-Norm geforderten Prüfdauer.

Erhöhte Leistungstreue: Die ausgelieferten SCHOTT Solar Module verfügen ausschließlich über eine Plus toleranz in der Nennleistung. Dies gewährleistet dauerhaft hohe Energieerträge.

Langzeitstabile Verkapselung: Das ASI® Dünnschichtmodul mit der bewährten ASI® Verkapselung verfügt über eine herausragende UV-, Temperatur- und Witterungsbeständigkeit unter extremen Bedingungen.

30 Jahre lineare Leistungsgarantie:** SCHOTT Solar garantiert im ersten Jahr nach Beginn der Leistungsgarantie eine Leistung des Moduls von mindestens 97 % der Nennleistung. Aufgrund seiner langjährigen erfolgreichen Erfahrung in der Doppelglas-technologie garantiert der Hersteller in den folgenden 29 Jahren eine maximale Leistungsdegression von jährlich 0,5 % der Nennleistung zum Zeitpunkt der Lieferung. Außerdem gibt SCHOTT Solar eine 10-jährige Produktgewährleistung**.



* Gutachten einsehbar unter www.schottsolar.com/langzeitstabilitaet

** Gemäß den zum Zeitpunkt des Kaufs gültigen Besonderen Gewährleistungs- und Garantiebedingungen, einsehbar unter www.schottsolar.com/leistungsgarantie

SCHOTT
solar

Technische Daten

Daten bei Standard-Test-Bedingungen (STC)*

Modultyp		SCHOTT PROTECT™ ASI							
		stabiler Wert	Anfangswert	stabiler Wert	Anfangswert	stabiler Wert	Anfangswert	stabiler Wert	Anfangswert
Nennleistung [Wp]	P_{mpp}	≥ 100	122,0	≥ 103	125,6	≥ 105	128,1	≥ 107	130,5
Nennspannung [V]	U_{mpp}	30,4	33,7	30,4	33,8	30,5	33,9	30,5	33,9
Nennstrom [A]	I_{mpp}	3,29	3,62	3,39	3,72	3,44	3,78	3,50	3,85
Leerlaufspannung [V]	U_{oc}	40,9	42,6	41,1	42,8	41,1	42,8	41,3	43,0
Kurzschluss-Strom [A]	I_{sc}	3,93	4,05	4,00	4,12	4,05	4,18	4,10	4,23
Modulwirkungsgrad (%)	η	6,9		7,1		7,2		7,4	

STC (1000 W/m², AM 1,5, Zelltemperatur 25°C)

Leistungstoleranz (positive Sortierung) -0 W / +1,99 W / +2,99 W

Daten bei Zellen-Nennbetriebstemperatur (NOCT)*

Nennleistung [Wp]	P_{mpp}	78,0	80,3	81,9	83,5
Nennspannung [V]	U_{mpp}	28,5	28,6	28,7	28,7
Leerlaufspannung [V]	U_{oc}	37,3	37,5	37,5	37,6
Kurzschluss-Strom [A]	I_{sc}	3,14	3,20	3,24	3,28
Temperatur [°C]	T_{NOCT}	49,0	49,0	49,0	49,0

NOCT (800 W/m², AM 1,5, Windgeschwindigkeit 1 m/s, Umgebunastemperatur 20°C)

Daten bei geringer Strahlungsintensität

Nennleistung [Wp]	P_{mpp}	20,0	20,6	21,0	21,4
Nennspannung [V]	U_{mpp}	30,4	30,4	30,5	30,5
Nennstrom [A]	I_{mpp}	0,66	0,68	0,69	0,70
Leerlaufspannung [V]	U_{oc}	36,8	37,0	37,0	37,2
Kurzschluss-Strom [A]	I_{sc}	0,75	0,76	0,77	0,78
Modulwirkungsgrad (%)	η	6,9	7,1	7,2	7,4

Einstrahlung in Modulebene 200 W/m² mit Spektrum AM 1,5, Zelltemperatur 25°C
Die Messtoleranz der Nennleistung bei 200 W/m² beträgt ±10 %.

Temperaturkoeffizienten

Nennleistung [%/K]	P_{mpp}	-0,20
Leerlaufspannung [%/K]	U_{oc}	-0,33
Kurzschluss-Strom [%/K]	I_{sc}	+0,08

Kenndaten

Solarzellen pro Modul	72 (3 x 24)
Solarzellentyp	a-Si/a-Si Tandemzelle
Anschlussdose	2 x IP 65 von Lumberg, ohne Bypassdiode, einpolig, vergossen mit 2K Silikon; 2,5 mm ² Solarkabel
Stecker	LC4 Steckverbinder
Maße Anschlussdose [mm]	40,1 x 54,4 x 10,5
Frontabdeckung	Wärmebehandeltes Floatglas 1,8 mm
Rückseitenabdeckung	Gehärtetes Rückglas 3,2 mm
Rahmenmaterial	Aluminium, schwarz

Abmessung und Gewicht

Abmessung [mm]	1.308 x 1.108
Rahmenhöhe [mm]	35
Gewicht [kg]	20,8

Grenzwerte

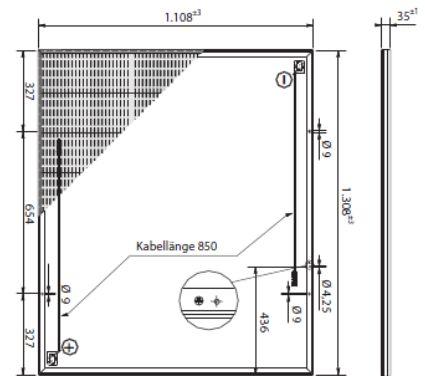
Max. zulässige Spannung [V _{oc}]	1.000
Max. Rückstrom I _R [A]**	10
Zulässige Modultemperatur [°C]	-40 ... +85
Max. Belastung (nach IEC 61646)	Druck: 5.400 N/m ² oder 550 kg/m ² Sog: 2.400 N/m ² oder 245 kg/m ²
Anwendungsklasse (nach IEC 61730)	A
Brandklasse (nach IEC 61730)	C

** Keine externe Spannung größer als U_{oc} auf das Modul aufprägen.

Zulassungen und Zertifikate

Die Module sind zertifiziert gemäß IEC 61646 und IEC 61730, der elektrischen Schutzklasse II sowie der CE-Richtlinien. Zudem ist SCHOTT Solar zertifiziert und registriert nach ISO 9001, ISO 14001 und BS OHSAS 18001.

* Die Messtoleranz der Nennleistung beträgt ±5 %.



Rahmenquerschnitt

Alle Maße in mm

Hinweise zu Installation und Bedienung dieses Produkts finden Sie in der **Installationsanleitung**. Sämtliche angegebenen Werte in diesem Datenblatt unterliegen evtl. Veränderungen ohne vorheriger Veröffentlichung. Die Spezifikationen können geringfügig abweichen. Alle Angaben entsprechen der EN 50380-Norm.



SCHOTT Solar Thin Film GmbH
Otto-Schott-Straße 13
07745 Jena
Germany

Tel.: +49 (0)6131/66-14099
Fax: +49 (0)6131/66-14105
solar.sales@schottsolar.com
www.schottsolar.com

SCHOTT
solar

SUNNY BOY 1300TL / 1600TL / 2100TL

SB 1300TL-10 / SB 1600TL-10 / SB 2100TL



<p>Effizient</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wirkungsgrad 96 % • Transformatorlos 	<p>Sicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Integrierter DC-Lasttrennschalter ESS (optional) 	<p>Zuverlässig</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bewährte Technik • Wartungsfrei dank Konvektionskühlung 	<p>Einfach</p> <ul style="list-style-type: none"> • DC-Stecksystem SUNCLIX
---	---	--	--

SUNNY BOY 1300TL / 1600TL / 2100TL

Die Kleinen für große Erträge

Mit einer Kombination aus großem Eingangsspannungs- und Eingangstrombereich eignet sich dieser transformatorlose Sunny Boy für den Anschluss nahezu aller marktüblichen kristallinen PV-Module. Als bewährtes Einstiegsgerät bei den transformatorlosen Wechselrichtern bietet er einen Wirkungsgrad der Spitzenklasse. Sein geringes Gewicht und robustes Gehäuse ermöglichen eine einfache Montage im Innen- und Außenbereich. Mit seinen zwei Leistungsklassen ist er der ideale Wechselrichter für kleinere PV-Anlagen.

SUNNY BOY 2000HF / 2500 HF / 3000 HF



SB 2000HF / 2500HF / 3000HF

Ertragreich

- Maximaler Wirkungsgrad 96,3 %
- Verschattungsmanagement durch OptiTrac Global Peak

Sicher

- Galvanische Trennung
- Integrierter DC-Lasttrennschalter ESS
- Diebstahlschutz

Einfach

- Schnelle und einfache Konfiguration dank Quick Module
- DC-Stecksystem SUNCLIX
- Geeignet für Generatorerdung

Kommunikativ

- Einfache Ländereinstellung
- Grafikdisplay
- Bluetooth®-Technologie serienmäßig

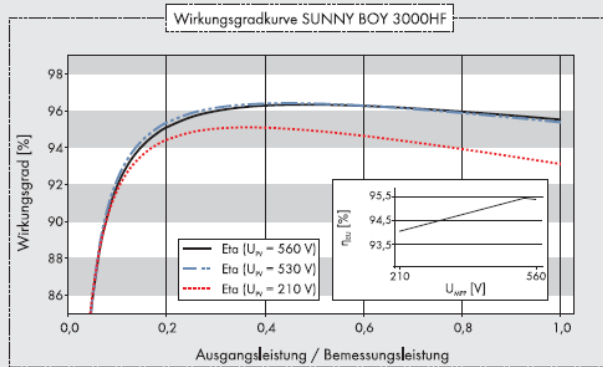
SUNNY BOY 2000HF / 2500HF / 3000HF

Einfach ertragreich

Vollgepackt mit neuester SMA Technik bieten die Sunny Boy HF die höchsten Erträge für Trafo-Wechselrichter dieser Leistungsklasse. Mit dem DC-Stecksystem SUNCLIX, der steckbaren Generatorerdung und dem schnell zugänglichen Konfigurationsbereich wird die Installation noch leichter – dank des geringen Gewichts auch in physischer Hinsicht. Der weite Eingangsspannungsbereich von 175 Volt bis 700 Volt sorgt für eine außergewöhnlich flexible Anlagenauslegung. Und das moderne Grafikdisplay sowie die Kommunikation über Bluetooth® machen die Geräte noch anwenderfreundlicher.

SUNNY BOY 2000HF / 2500HF / 3000HF

Technische Daten	Sunny Boy 2000HF	Sunny Boy 2500HF
Eingang (DC)		
Max. DC-Leistung (@ cos φ=1)	2100 W	2600 W
Max. Eingangsspannung	700 V	700 V
MPP-Spannungsbereich / Bemessungseingangsspannung	175 V - 560 V / 530 V	175 V - 560 V / 530 V
Min. Eingangsspannung / Start-Eingangsspannung	175 V / 220 V	175 V / 220 V
Max. Eingangsstrom	12 A	15 A
Max. Eingangsstrom pro String	12 A	15 A
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge / Strings pro MPP-Eingang	1 / 2	1 / 2
Ausgang (AC)		
Bemessungsleistung (@230 V, 50 Hz)	2000 W	2500 W
Max. AC-Scheinleistung	2000 VA	2500 VA
AC-Nennspannung / Bereich	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 280 V
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz, 60 Hz / -4,5 Hz ... +4,5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -4,5 Hz ... +4,5 Hz
Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. Ausgangsstrom	11,4 A	14,2 A
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung	1	1
Verschiebungsfaktor einstellbar	-	-
Einspeisephasen / Anschlussphasen	1 / 1	1 / 1
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	96,3 % / 95 %	96,3 % / 95,3 %
Schutzeinrichtungen		
Eingangsseitige Freischaltstelle	●	●
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung	● / ●	● / ●
DC-Überspannungsableiter Typ II integrierbar	-	-
DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt	● / ● / ●	● / ● / ●
Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit	-	-
Schutzklasse (nach IEC 62103) / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1)	I / III	I / III
Allgemeine Daten		
Maße (B / H / T)	348 / 580 / 145 mm (13,7 / 22,8 / 5,7 inch)	348 / 580 / 145 mm (13,7 / 22,8 / 5,7 inch)
Gewicht	17 kg / 37,4 lb	17 kg / 37,4 lb
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Geräuschemission, typisch	38 dB(A)	38 dB(A)
Eigenverbrauch (Nacht)	1 W	1 W
Topologie	HF-Transformator	HF-Transformator
Kühlprinzip	Konvektion	OptiCool
Schutzart (nach IEC 60529)	IP65	IP65
Schutzart Anschlussbereich (nach IEC 60529)	IP54	IP54
Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	100 %	100 %
Ausstattung		
DC-Anschluss	SUNCLIX	SUNCLIX
AC-Anschluss	Steckverbinder	Steckverbinder
Display	Grafik	Grafik
Schnittstelle: RS485 / Bluetooth	○ / ●	○ / ●
Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 Jahre	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Multifunktionsrelais	○	○
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	CE, VDE0126-1-1, G83/1-1, RD 1663/2000, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/11, PPDS, IEC 61727, ENEL-Guida, SI4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105	
Typenbezeichnung	SB 2000HF-30	SB 2500HF-30



Zubehör



Steckbare Generatorordnung SMA Plug-in Grounding PLUG-IN-GRD-10-NR



Quick Module RS485 + Multifunktionsrelais 485QM-10-NR

* Gilt nicht für alle nationalen Anhänge der EN 50438

** Gilt nur für V-Variante

● Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar
Angaben bei Nennbedingungen

Technische Daten	Sunny Boy 3000HF	
Eingang (DC)		
Max. DC-Leistung (@ $\cos \varphi=1$)	3150 W	
Max. Eingangsspannung	700 V	
MPP-Spannungsbereich / Bemessungseingangsspannung	210 V – 560 V / 530 V	
Min. Eingangsspannung / Start-Eingangsspannung	175 V / 220 V	
Max. Eingangsstrom	15 A	
Max. Eingangsstrom pro String	15 A	
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge / Strings pro MPP-Eingang	1 / 2	
Ausgang (AC)		
Bemessungsleistung (@230 V, 50 Hz)	3000 W	
Max. AC-Scheinleistung	3000 VA	
AC-Nennspannung / Bereich	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V	
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz, 60 Hz / –4,5 Hz... +4,5 Hz	
Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung	50 Hz / 230 V	
Max. Ausgangsstrom	15 A	
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung	1	
Verschiebungsfaktor einstellbar	–	
Einspeisephasen / Anschlussphasen	1 / 1	
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	96,3 % / 95,4 %	
Schutzeinrichtungen		
Eingangsseitige Freischaltstelle	●	
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung	● / ●	
DC-Überspannungsableiter Typ II integrierbar	–	
DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt	● / ● / ●	
Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit	–	
Schutzklasse (nach IEC 621031 / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1))	I / III	
Allgemeine Daten		
Maße (B / H / T)	348 / 580 / 145 mm (13,7 / 22,8 / 5,7 inch)	
Gewicht	17 kg / 37,4 lb	
Betriebstemperaturbereich	–25 °C...+60 °C / –13 °F...+140 °F	
Geräuschemission, typisch	38 dB(A)	
Eigenverbrauch (Nacht)	1 W	
Topologie	HF-Transformator	
Kühlprinzip	OptiCool	
Schutzart (nach IEC 60529)	IP65	
Schutzart Anschlussbereich (nach IEC 60529)	IP54	
Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4)	4K4H	
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	100 %	
Ausstattung		
DC-Anschluss	SUNCLIX	
AC-Anschluss	Steckverbinder	
Display	Grafik	
Schnittstelle: RS485 / Bluetooth	○ / ●	
Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 Jahre	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Multifunktionsrelais	○	
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	CE, VDE0126-1-1, G83/1-1, RD 1663/2000, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/11, PPDS, KEMCO**, IEC 61727, ENEL-Guida, SI4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105	
Typenbezeichnung	SB 3000HF-30	

Anhang III: Marktdaten des European Electricity Index (ELIX)

Februar 2014

	Einheit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Base	€/MWh	31,29	29,23	48,39	45,84	40,45	43,60	30,52	25,88	16,25	43,85	42,19	39,7	37,61	34,79	19,84	16,41	40,84	43,50	42,98	36,24
Peak	€/MWh	35,96	33,68	57,01	53,5	47,27	53,63	37,45	29,51	17,18	54,62	49,97	45,69	47,52	41,1	24,4	17,75	48,15	50,31	51,02	41,98
ø	€/MWh	33,625	31,5	52,7	49,7	43,9	48,6	34	27,7	16,7	49,2	46,08	42,7	42,6	37,9	22,1	17,1	44,5	46,9	47	39,1

	Einheit	21	22	23	24	25	26	27	28
Base	€/MWh	34,71	27,95	18,44	30,12	34,58	42,84	41,75	39,9
Peak	€/MWh	41,61	30,52	17,53	35,19	38,78	50,44	46,96	45,25
ø	€/MWh	38,16	29,2	18	32,7	36,7	46,6	44,4	42,6

ø Gesamt: 37,9 €/MWh

Mai 2014

	Einheit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Base	€/MWh	19,98	26,15	25,94	14,79	33,34	31,46	31,5	28,42	27,05	16,82	-4,20	27,06	36,87	32,55	36,74	30,50	26,27	18,82	35,93	38,06
Peak	€/MWh	18,46	29,41	26,25	9,55	35,81	33,51	34,19	28,8	29,55	17,40	-13,45	31,62	41,01	34,16	41,41	31,89	26,56	17,61	40,86	40,07
ø	€/MWh	19,22	27,8	26,1	12,2	34,6	32,5	32,8	28,6	28,3	17,1	-8,83	29,3	38,9	33,4	39,1	31,2	26,4	18,2	38,4	39,1

	Einheit	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Base	€/MWh	36,82	33,81	38,64	27,13	17,23	32,56	36,15	35,46	26,49	34,99	22,54
Peak	€/MWh	39,69	37,05	43,76	25,24	14,71	37,63	42,1	41,33	26,84	36,76	19,86
ø	€/MWh	38,255	35,4	41,2	26,2	16	35,1	39,1	38,4	26,7	35,9	21,2

ø Gesamt: 29 €/MWh

Quelle: Website von EPEX SPOT: der Börse für die Stromspotmärkte Frankreichs, Deutschlands, Österreichs und der Schweiz: <http://www.epexspot.com/de/>

Anhang IV: PVGIS jährliche Globalstrahlung zu solare Standortbedingungen



Leistung Netzgekoppelte FV

PVGIS Schätzung der Solarenergieproduktion

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

Nominelle Leistung des FV-Systems: 1.0 kW (Kristallin Silizium)

Geschätzte Verluste von Temperatur und niedriger Einstrahlung: 7.4% (mit Einfluss der lokalen Aussentemperatur)

Geschätzter Verlust durch Reflexionseffekte: 3.2%

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

Gesamtverluste des FV Systems: 22.9%

Festes System: Neigung=34 Grad, Orientierung=-44 Grad					
Monat	Ed	Em	Hd	Hm	
Jan	0.67	20.8	0.81	25.1	
Feb	1.29	36.0	1.56	43.8	
Mär	2.44	75.7	3.02	93.6	
Apr	3.76	113	4.81	144	
Mai	4.06	126	5.33	165	
Jun	3.99	120	5.34	160	
Jul	3.77	117	5.09	158	
Aug	3.35	104	4.49	139	
Sep	2.67	80.2	3.50	105	
Okt	1.74	53.8	2.20	68.3	
Nov	0.81	24.3	1.00	29.9	
Dez	0.58	18.1	0.71	22.1	
Jahr	2.43	74.0	3.16	96.3	
Total für Jahr		888		1160	

Ed: Durchschnittliche tägliche Energieproduktion des Systems (kWh)

Em: Durchschnittliche monatliche Elektrizitätsproduktion mit diesem System (kWh)

Hd: Durchschnittliche Tagessumme globaler Einstrahlung pro Quadratmeter auf den Modulen des gewählten System (kWh/m²)

Hm: Durchschnittliche globale Einstrahlungssumme pro Quadratmeter auf den Modulen des Systems (kWh/m²)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Anhang V: Anschreiben und Fragebogen

Anschreiben

Liebe Bewohnerinnen und Bewohner der Telemannstraße 24!

Ich bin Studentin der Umwelttechnik und schreibe meine Bachelorarbeit bei der Firma sumbi INGENIEURE, wo ich von Holger Krämer betreut werde. In meiner Arbeit werde ich eine Photovoltaikanlage auf dem Dach eines Mehrfamilien-Passivhauses zur Deckung des Strombedarfes der zentralen Lüftungsanlage simulieren. Dazu wurde einen Monat der Stromverbrauch der zentralen Lüftungsanlage in Ihrem Haus gemessen.

Um die Daten besser auswerten zu können, bitte ich Sie, den beiliegenden Fragebogen so gut wie möglich auszufüllen. Werfen Sie den ausgefüllten Bogen dann bitte bis zum 9. Februar 2014 in den Briefkasten von Holger Krämer.

Mit freundlichen Grüßen

Franziska Straka

Fragebogen

Wohneinheit/Name: _____

Anzahl der Bewohner im Haushalt: _____

1. Anwesenheit:

(Zeichnen Sie bitte für jeden Tag das zutreffende Symbol für Ihren Haushalt ein!)

- im Urlaub (ganzen Tag außer Haus)
- Arbeit (halbtags außer Haus)
- vorwiegend Zuhause
- Besuch in der Wohnung

Dezember 2013						
Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
			12.	13.	14.	15.
16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.
23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.
30.	31.					

Januar 2014						
Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
		1.	2.	3.	4.	5.
6.	7.	8.	9.			

- 2. Nutzen Sie die drei Lüftungsstufen und schalten Sie Ihre Lüftung um?**
 (Zutreffendes bitte ankreuzen, wenn 1 „immer“ und 5 „nie“ bedeutet!)

1	2	3	4	5	
					Wenn Sie das Haus verlassen
					Unter der Woche
					Am Wochenende
					Wenn Sie in den Urlaub fahren
					Morgens
					Abends
					Wenn Sie Besuch haben
					Sonstiges:
					Sonstiges:

- 3. Sind Sie mit der derzeitigen Regelung zufrieden?**
 (Zutreffendes bitte ankreuzen und ausfüllen!)

Ja

Nein, weil _____