

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

Prognose des Direktnutzungsgrads bei solarer Stromerzeugung

- Simulation von PV-Ertrag und Lastgang für private Haushalte -

Master Thesis

erstellt bei

CENTROSOLAR AG
Stresemannstraße 163
22769 Hamburg

von

Manuel Georg Fleck, B.Eng.

zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Engineering

eingereicht am

1. August 2012

Gutachter

Prof. Dr. Timon Kampschulte, HAW Hamburg
Dipl.-Phys. Burkhard Schicht, Centrosolar AG

Kurzfassung

Diese Master Thesis beschreibt die Entwicklung eines Programms zur Prognose des Direktverbrauchs von Photovoltaikstrom in privaten Haushalten. Das auf Basis von Microsoft Excel 2007 erstellte Programm simuliert sowohl den PV-Ertrag als auch den Haushaltslastgang in 15-minütiger Auflösung.

Für die Simulation des PV-Ertrags wurden Einstrahlungsdaten auf die horizontale Ebene eines typischen Jahres am Standort Schlotheim von der Firma Meteotest verwendet. Ausgehend davon wurde die Einstrahlung auf die Modulebene bei beliebiger Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage nach Hay modelliert. Abschließend folgte, ausgehend von den Strahlungsdaten, mit einem an Häberlin angelehnten Ansatz, die Bestimmung des PV-Ertrags.

Der Lastgang eines Haushalts wurde, nach Abwägung der Alternativen, über ein stochastisches Modell generiert. Hierfür wurden statistische Daten zur Geräteausstattung, Benutzungshäufigkeit, Nutzungsdauerzeit verwendet und, wenn nötig, durch eigene Annahmen ergänzt. Für den Großteil der simulierten Geräte standen gemessene Lastgänge zur Verfügung. Für Geräte ohne festes Verbrauchsprofil wurden stochastische Lastgänge simuliert.

Vor Verwendung der Ergebnisse sind die beiden Teilsimulationen verschiedenen Prüfungen unterzogen worden. Hierbei konnte gezeigt werden, dass ihre Ergebnisse eine plausible Simulation der realen (statistischen) Begebenheiten darstellen.

Das Ergebnis der Simulation ist eine Kurve des Direktnutzungsgrads über den solaren Deckungsgrad. Diese Darstellung wurde gewählt, um die Ergebnisse näherungsweise unabhängig vom Standort der PV-Anlage darzustellen. Anhand der Datenpunkte dieser Kurven können Näherungsfunktionen für jede Kurve ermittelt werden. Das im Rahmen dieser Master Thesis gesteckte Ziel, die Prognose des Direktnutzungsgrads, ist anhand dieser Funktionen möglich. Eine Implementierung in das Onlineplanungstool Centrocheck ist aufgrund der abgeleiteten Funktionen schnell umsetzbar.

Die Beachtung der Verhaltensweise verschiedener Haushaltstypen ermöglicht eine für Endkunden bisher einzigartige Prognose. Die Centrosolar AG kann ihren Kunden dadurch einen Service bieten, den bisher kein Wettbewerber zur Verfügung stellt. In einem härter werdenden Marktumfeld ist dieser Service ein wichtiger Baustein um sich von Mitbewerbern abzuheben.

Darüber hinaus hat die Centrosolar AG durch dieses Programm die Möglichkeit jeden beliebigen zusätzlichen Haushaltstyp zu simulieren und schnell in das Centrocheck zu implementieren. Ebenfalls können für ausgewählte Kunden, zum Beispiel aus der Industrie, individuelle Prognosen anhand ihrer tatsächlichen Lastgänge erstellt werden.

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich diese Master-Thesis selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Die Stellen der Arbeit, die dem Wortlaut oder dem Sinn nach anderen Werken entnommen sind, sind unter Angabe der Quelle als Entlehnung kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in dieser oder einer ähnlichen Form nicht im Rahmen einer anderen Prüfung vorgelegen.

Hamburg, 31. Juli 2012

Danksagung

Diese Master Thesis bietet mir nicht nur die Möglichkeit, meine interessante Arbeit der letzten Monate zu dokumentieren, sondern eröffnet mir vielmehr die Gelegenheit, den Menschen zu danken, die zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen haben.

Zunächst gilt mein Dank *Prof. Timon Kampschulte* für seine Bereitschaft, meine Master Thesis zu betreuen und mich während der gesamten Ausarbeitungsdauer mit hilfreichen Anmerkungen zu unterstützen.

Ebenfalls möchte ich mich bei der Centrosolar AG für die Möglichkeit bedanken, an diesem innovativen Thema arbeiten zu dürfen. Insbesondere danke ich hierbei *Sebastian Voigt*, *Rand Wijtvliet*, *Burkhard Schicht* und meinem Abteilungsleiter *Mirko Held*, welche zu jeder Zeit ein offenes Ohr für mich hatten und mich mit herausragender fachlicher Kompetenz unterstützten. Außerdem danke ich dem ganzen *PM-Team* dafür, dass sie mich in den vergangenen Monaten sehr freundlich aufgenommen haben.

Des Weiteren war für meine Arbeit der Austausch mit verschiedenen Mitarbeitern wissenschaftlicher Institutionen sehr wertvoll. Insbesondere möchte ich mich bei folgenden Personen für ihre persönlichen Ratschläge bedanken:

- *Hans Schäfers*, CC4E der HAW Hamburg
- *Bernhard Wille-Hausmann*, Fraunhofer ISE
- *Jörg Dickert*, TU Dresden

Schließlich gilt mein besonderer Dank meiner Freundin *Lisa*, die mir zu jeder Zeit als beruhigender Pol beiseite stand, und meinen Eltern *Gerlinde & Karlheinz Fleck*, die mir das Studium ermöglichten und mich schon mein ganzes Leben mit allen Kräften fördern.

- *Verzeichnisse* -

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	xi
Formelverzeichnis.....	xiii
Abkürzungen und Symbole	xv
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage.....	1
1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit	2
2 Grundlagen, Problemstellung und Lösungsfindung.....	5
2.1 Begriffsklärung	5
2.2 Implementierung des Eigenverbrauchs in das Onlineplanungstool Centrocheck	7
2.2.1 Vorstellung des Centrocheck.....	7
2.2.2 Auswahl einer geeigneten Vorgehensweise zur Implementierung des Eigenverbrauchs in Centrocheck	9
2.2.3 Umsetzung der Implementierung der Berechnungsergebnisse in das Centrocheck	12
3 Simulation der PV-Ertragskurve.....	17
3.1 Zielsetzung.....	17
3.2 Strahlungsdaten	17
3.2.1 Datenauflösung	17
3.2.2 Datenquelle	18
3.3 Modellierung der Einstrahlung auf die Modulebene	20
3.3.1 Bestimmung der Sonnenposition.....	20
3.3.2 Berechnung der Sonnenstrahlung auf die geneigte Modulebene	23
3.4 Modellierung des Ertrags der Photovoltaikanlage.....	26
3.4.1 Temperatur-Korrekturfaktor k_T	28
3.4.2 Schwachlicht-Korrekturfaktor k_S	29
3.4.3 Generator-Korrekturfaktor k_G	31
3.5 Zwischenergebnis und gewählte Grundeinstellung der Ertragssimulation	33
4 Simulation des Haushaltslastgangs.....	35
4.1 Zielsetzung.....	35
4.2 Modellierung der Lastganglinie von Privathaushalten.....	35
4.2.1 Modellierung über VDEW-Standardlastprofil.....	36

4.2.2	Modellierung über Messdaten.....	38
4.2.3	Modellierung über einen synthetischen Ansatz.....	39
4.3	Synthetische Modellierung des Jahreslastgangs verschiedener Haushaltstypen.....	40
4.3.1	Benutzungshäufigkeit.....	40
4.3.2	Nutzungsuhrzeit	44
4.4	Lastgänge typischer Haushaltsgeräte	47
4.4.1	Verbraucher mit festem Lastgang.....	48
4.4.2	Verbraucher ohne festen Lastgang	52
4.4.3	Getaktete Verbraucher.....	56
4.5	Zwischenergebnis	58
5	Darstellung und Analyse der Ergebnisse	59
5.1	Zielsetzung.....	59
5.2	Analyse der Zwischenergebnisse der Ertrags- und der Lastsimulation	59
5.2.1	Verifizierung der simulierten PV-Erträge	59
5.2.2	Ergebnistreue der Verbrauchssimulation.....	62
5.2.3	Verifizierung der Verbrauchssimulation	65
5.2.4	Lokale Sensitivitätsanalyse der Verbrauchssimulation	72
5.3	Simulationsergebnis - Funktionen für den Direktnutzungsgrad in Abhängigkeit vom solaren Deckungsgrad.....	75
5.4	Schlussfolgerungen.....	79
6	Zusammenfassung und Ausblick	80
	Quellenverzeichnis.....	xix
	Anhang	ix
	Sachwortverzeichnis.....	xlvi

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1–1:	Interne und externe Einflussfaktoren auf die Zieldefinition der Master Thesis	2
Abbildung 1–2:	Schema der Teilbereiche der Master Thesis	3
Abbildung 2–1:	Prozesse im Centrocheck, die beteiligten Unternehmen und ihre Schnittstellen	8
Abbildung 2–2:	Sonnenbahndiagramm für Schleswig (Norddeutschland), Hohenpeißenberg (Süddeutschland), Bocholt (Westdeutschland) und Schlotheim (Mitteldeutschland).....	14
Abbildung 2–3:	Beispielkurve zur Implementierung des Eigenverbrauchsanteils für verschiedene Haushaltstypen und Anlagenerträge in Centrocheck	15
Abbildung 3–1:	Daten für die jährliche Globalbestrahlung für den Standort Potsdam	18
Abbildung 3–2:	Winkelbezeichnungen des Sonnenstandes nach DIN 5034	20
Abbildung 3–3:	Sonnendeklination δ im Verlauf des Jahres	21
Abbildung 3–4:	Veranschaulichung der Winkelbeziehungen zur Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf die geneigte Modulebene.....	23
Abbildung 3–5:	Schematische Darstellung der Strahlungsanteile auf ein geneigtes PV-Modul.....	24
Abbildung 3–6:	Leistungsverluste in PV-Anlagen und ihre Ursachen	27
Abbildung 3–7:	Temperaturabhängigkeit der I-U-Kennlinie einer Solarzelle.....	28
Abbildung 3–8:	Beispielhafte I-U-Kennlinien mit MPP eines Solarmoduls mit der Einstrahlung als Parameter bei konstanter Temperatur.....	30
Abbildung 3–9:	Schwachlicht-Korrekturfaktor und Modulwirkungsgrad bei verschiedenen Bestrahlungsstärken in der Simulation.....	31
Abbildung 4–1:	VDEW-Standardlastprofil H0 für Haushalte. Die Werte der Ordinatenachse sind Viertelstunden-Leistungswerte, die auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh normiert sind.	36
Abbildung 4–2:	Vergleich des VDEW-Standardlastprofils mit 70 Einzellastgängen und 1 Einzellastgang für zwei exemplarische Tage.	37
Abbildung 4–3:	Standardisiertes Lastprofil (violett) und gemessener Lastgang (blau) eines Haushaltes	37
Abbildung 4–4:	Schematisches Ablaufdiagramm für die Benutzungshäufigkeit eines Geräts am simulierten Tag am Beispiel der Waschmaschine an einem	

	Wochenendtag. In Klammern sind die für diese Arbeit gewählten Werte dargestellt.....	42
Abbildung 4–5:	Programmoberfläche der Nutzungshäufigkeit am Beispiel eines werktätigen Haushaltes mit 3 Personen.....	44
Abbildung 4–6:	Schematisches Ablaufdiagramm für die Nutzungsdauer eines Geräts am simulierten Tag am Beispiel der Waschmaschine.....	46
Abbildung 4–7:	Schematische Darstellung der Normalverteilung bei der Entscheidung der Nutzungsdauer	47
Abbildung 4–8:	Ausstattung deutscher Haushalte mit elektrischen Geräten und Anlagen	48
Abbildung 4–9:	Verbrauchsprofil einer Waschmaschine in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt.....	49
Abbildung 4–10:	Verbrauchsprofil eines Trockners in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt	50
Abbildung 4–11:	Verbrauchsprofil einer Spülmaschine in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt	51
Abbildung 4–12:	Schematisches Ablaufdiagramm zur Berechnung der aktuellen Beleuchtungsleistung eines Viertelstundenintervalls.....	54
Abbildung 4–13:	Auszug des Verbrauchsprofils eines Kühlschranks in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt.....	57
Abbildung 4–14:	Auszug des Verbrauchsprofils eines Gefrierschranks in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt.....	58
Abbildung 5–1:	Diffusstrahlungsanteil auf die Horizontale bei Dämmerung (Orange) und über den gesamten Tag aufgetragen über Klarheitsindex F (typisches Jahr, Standort Schlotheim).....	60
Abbildung 5–2:	Korrigierter Diffusstrahlungsanteil auf die Horizontale bei Dämmerung (Orange) und über den gesamten Tag aufgetragen über den Klarheitsindex F (typisches Jahr, Standort Schlotheim).....	61
Abbildung 5–3:	Box-Whisker-Plot des simulierten Jahresverbrauchs für verschiedene Haushaltstypen bei 300 Durchläufen.....	63
Abbildung 5–4:	Mittelwerte der simulierten Jahresverbräuche mit der jeweiligen Standardabweichung	65
Abbildung 5–5:	Vergleich des simulierten Jahresverbrauchs mit dem statistischen Jahresverbrauch im Jahr 2005 nach RWI/Forsa.....	66

Abbildung 5–6:	Verteilung der verbrauchten Jahresstrommengen auf die verschiedenen Geräte des simulierten Haushaltes.....	68
Abbildung 5–7:	Simulierter ‚SLP-Vergleicher‘ im Vergleich zu den VDEW-Standardlastprofilen für Wochenendtage (a) und Werkstage (b) aller Jahreszeiten	71
Abbildung 5–8:	Sensitivitätsanalyse der selbst gewählten Parameter mit Unsicherheitsbereich (Grün) am Beispiel des Haushaltstyps 4PNW	74
Abbildung 5–9:	Direktnutzungskurven für alle simulierten Haushaltstypen bei Ausrichtung der PV-Anlage nach Süden im Bereich 1 bis 100 kWp	75
Abbildung 5–10:	Direktnutzungskurven für alle simulierten Haushaltstypen bei Ausrichtung der PV-Anlage nach Süden bis zum solaren Deckungsgrad 5,0	76
Abbildung 5–11:	Bestimmung der Funktionen der Direktnutzungskurve in zwei Bereichen für Anlagengrößen von 0,1 bis 100 kWp	77
Abbildung 5–12:	Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen (Azm) bei Neigung (Ilt) 15°, Haushaltstyp 4PW sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp	77
Abbildung 5–13:	Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen (Azm) bei Neigung (Ilt) 75°, Haushaltstyp 4PW sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp	78
Abbildung 5–14:	Schema eines Entscheidungsbaums für die Programmierung der verschiedenen Varianten.....	79
Abbildung A–1:	Netzgebiet der envia Netz bzw. Mitnetz Strom	x
Abbildung A–2:	Eigentümergruppen der bis zum August 2010 errichteten Eigenverbrauchsanlagen.....	xi
Abbildung A–3:	Eigentümerstruktur der PV-Installationen in Deutschland in 2010.....	xi
Abbildung A–4:	Abhängigkeit der Eigenverbrauchsregelung vom Inbetriebnahmedatum bis März 2012	xii
Abbildung A–5:	Einordnung der Centrosolar AG in der Konzernstruktur der Centrosolar Group AG.....	xiv
Abbildung A–6:	Drei Säulen der Firmenstrategie der Centrosolar AG im Bereich „Solar Integrated Systems“	xiv
Abbildung A–7:	Auftragsstruktur der Centrosolar AG im Jahr 2010.....	xv
Abbildung A–8:	Thematisierung des Eigenverbrauchs und Anbieten von Onlinetools im Wettbewerbsfeld kategorisiert nach Herkunftsregion der Unternehmen.	xvii
Abbildung A–9:	Angebot von Onlinetools und Eigenverbrauch im Onlinetool bei allen Wettbewerbern	xviii
Abbildung A–10:	Umsetzung der Eigenverbrauchseingabe in den Onlinetools	xviii

Abbildung 6–11: Schaltschema zum Eigenverbrauch im Einfamilienhaus	ix
Abbildung A–12: Bildschirmfoto des Akkordeonmenüs des Centrocheck im QuickCheck- (links) und im Expertenmodus (rechts).....	x
Abbildung A–13: Jahresglobalstrahlungsverteilung am Standort Schlotheim.....	x
Abbildung A–14: Bestrahlung der Erde zur Zeit der Sommersonnenwende, der Äquinoktien und der Wintersonnenwende	xi
Abbildung A–15: Übersicht über die bekanntesten Diffusstrahlungsmodelle.....	xii
Abbildung A–16: Albedo für verschiedene Umgebungen	xiii
Abbildung A–17: Vergleich der klassischen Lampenleistung mit der äquivalenten Leistung einer Energiesparlampe	ix
Abbildung A–18: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 4PNW	xi
Abbildung A–19: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 2PNW	xiii
Abbildung A–20: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 2PW	xiv
Abbildung A–21: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 3PNW	xiv
Abbildung A–22: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 3PW	xv
Abbildung A–23: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 4PW	xv
Abbildung A–24: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 4PNW	xvi
Abbildung A–25: Sensitivitätsanalyse 1	xix
Abbildung A–26: Sensitivitätsanalyse 2.....	xix
Abbildung A–27: Sensitivitätsanalyse 3.....	xx
Abbildung A–28: Sensitivitätsanalyse 4.....	xx
Abbildung A–29: Sensitivitätsanalyse 5.....	xxi
Abbildung A–30: Sensitivitätsanalyse 6.....	xxi
Abbildung A–31: Sensitivitätsanalyse 7.....	xxii
Abbildung A–32: Sensitivitätsanalyse 8.....	xxii
Abbildung A–33: Sensitivitätsanalyse 9.....	xxiii
Abbildung A–34: Sensitivitätsanalyse 10	xxiii

Abbildung A–35: Auswahl der Direktnutzungskurven - Stufe 1.....	xxv
Abbildung A–36: Auswahl der Direktnutzungskurven - Stufe 2.....	xxvi
Abbildung A–37: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nord	xxvii
Abbildung A–38: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nordost.....	xxviii
Abbildung A–39: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Ost	xxviii
Abbildung A–40: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Südost.....	xxix
Abbildung A–41: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Süd	xxix
Abbildung A–42: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Südwest	xxx
Abbildung A–43: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung West.....	xxx
Abbildung A–44: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nordwest	xxxi
Abbildung A–45: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nord.....	xxxii
Abbildung A–46: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nordost	xxxiii
Abbildung A–47: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Ost.....	xxxiii
Abbildung A–48: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Südost	xxxiv
Abbildung A–49: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Süd.....	xxxiv
Abbildung A–50: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Südwest.....	xxxv

Abbildung A–51: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung West.....	xxxv
Abbildung A–52: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nordwest	xxxvi
Abbildung A–53: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 90°	xxxvii
Abbildung A–54: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 75°	xxxviii
Abbildung A–55: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 60°	xxxviii
Abbildung A–56: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 45°	xxxix
Abbildung A–57: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 30°	xxxix
Abbildung A–58: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 15°	xl
Abbildung A–59: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 0° (Horizontal).....	xl
Abbildung A–60: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 90°	xli
Abbildung A–61: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 75°	xlii
Abbildung A–62: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 60°	xlii
Abbildung A–63: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 45°	xliii
Abbildung A–64: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 30°	xliii
Abbildung A–65: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 15°	xliv

Abbildung A-66: Entscheidungsbaum für die Reduzierung der
Funktionsanzahl xlv

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Qualitative Bewertung der grundlegenden Vorgehensweise zur Implementierung des Eigenverbrauchs	12
Tabelle 3-1:	Datenmenge pro Datensatz für 365 Tage bei verschiedenen Auflösungen	18
Tabelle 3-2:	Interpretationen verschiedener Werte des Klarheitsindex F	25
Tabelle 4-1:	Statistische Größe und Nutzungshäufigkeit verschiedener Geräte	41
Tabelle 4-2:	Als typisch angenommene Kochvorgänge mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit	53
Tabelle 4-3:	Geräte der Gruppe „Entertainment & IKT“ mit ihrer Anschluss- und Standby-Leistung	56
Tabelle 5-1:	Vergleich der Ergebnisse der eigenen PV-Ertragssimulation mit Meteonorm 6.1 und PV*Sol (Standort: Erfurt)	62
Tabelle 5-2:	Ergebnisse des Kolmogorov-Smirnov-Tests für den simulierten Jahresverbrauch aller Haushaltstypen	xii
Tabelle 5-3:	Mittelwerte der simulierten Haushaltstypen mit ihrem 95%-Konfidenzintervall und der Standardabweichung	64
Tabelle 5-4:	Vergleich der Verteilung der verbrauchten Jahresstrommengen auf die verschiedenen Geräte der eigenen Simulation mit der bundesweit verbrauchten Strommenge jeder Gerätegruppe im Jahr 2004 nach Bürger	68
Tabelle 5-5:	Angepasster Vergleich der Verteilung der verbrauchten Jahresstrommengen auf die verschiedenen Geräte der eigenen Simulation mit der bundesweit verbrauchten Strommenge jeder Gerätegruppe im Jahr 2004 nach Bürger	69
Tabelle A-1:	Messungen der Beleuchtungsaktivität bei ausgewählten Globalstrahlungen	x

Formelverzeichnis

Formel 2-1: Definition des Direktverbrauchs	6
Formel 2-2: Definition des Direktnutzungsgrads	6
Formel 2-4: Definition des solaren Deckungsgrads	7
Formel 2-5: Definition des Direktnutzungsgrads (vgl. Formel 2-2)	13
Formel 2-6: Definition des solaren Deckungsgrads (vgl. Formel 2-4)	14
Formel 3-1: Umrechnen des Tag des Jahres in einen Winkel.....	21
Formel 3-2: Berechnung der Sonnendeklination	21
Formel 3-3: Berechnung der Zeitgleichung.....	21
Formel 3-4: Berechnung der Mittleren Ortszeit	22
Formel 3-5: Berechnung des zeitlichen Abstands zwischen zwei ganzahligen Längengraden	22
Formel 3-6: Berechnung der wahren Orstzeit.....	22
Formel 3-7: Berechnung des Stundenwinkels	22
Formel 3-8: Berechnung der Sonnenhöhe.....	22
Formel 3-9: Berechnung des Sonnenazimuts	22
Formel 3-10: Berechnung des Einfallswinkels auf die geneigte Ebene	23
Formel 3-11: Berechnung der globalen Bestrahlungsstärke.....	24
Formel 3-12: Berechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	24
Formel 3-13: Definition des Berechnungsfaktors r_B	24
Formel 3-14: Berechnung der diffusen Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	25
Formel 3-15: Definition des Klarheitsindexes	25
Formel 3-16: Definition der extraterrestrischen Strahlung auf die Horizontale für jeden Zeitpunkt im Jahr	25
Formel 3-17: Berechnung der vom Boden reflektierten Bestrahlungsstärke.....	26
Formel 3-18: Berechnung der in jedem Viertelstundenintervall i auf die Modulebene eingestrahelten Energiemenge.....	26
Formel 3-19: Definition des Energieertrags der PV-Anlage unter Ideal- bedingungen (theoretisch).....	26
Formel 3-20: Definition des realen Energieertrags der PV-Anlage	27
Formel 3-21: Berechnung der Performance Ratio für jedes Zeitintervall i	28
Formel 3-22: Berechnung der Leistung im Maximum Power Point (MPP)	28
Formel 3-23: Definition und Berechnung des Temperatur-Korrekturfaktors	29
Formel 3-24: Berechnung der Zelltemperatur für jedes Zeitintervall i	29
Formel 3-25: Die Performance Ratio als Verhältnis der Wirkungsgrade.....	31

Formel 3-26: Berechnung der im gesamten Betrachtungszeitraum auf die Generatorfläche eingestrahelte Energiemenge.....	31
Formel 3-27: Definition des realen Wirkungsgrads am Wechselrichterausgang.....	32
Formel 3-28: Definition der MPP-Leistung des Moduls bei STC.....	32
Formel 3-29: Nach Generatorfläche A umgestellte Formel 3-28.....	32
Formel 3-30: Kombination von Formel 3-26 und Formel 3-28.....	32
Formel 3-31: Sortierung der konstanten und variablen Parameter aus Formel 3-30.....	32
Formel 3-32: Berechnung der am Wechselrichterausgang erzeugten Energie.....	32
Formel 3-33: Umformulierte Fassung von Formel 3-27.....	33
Formel 3-34: Berechnung der Performance Ratio über den gesamten Betrachtungszeitraum.....	33
Formel 4-1: Berechnung des Erwartungswerts für die Nutzungshäufigkeit eines Geräts an einem Wochenendtag.....	43
Formel 4-2: Definition des Erwartungswerts über die Wahrscheinlichkeiten der Nutzungen.....	43
Formel 4-3: Berechnung der Wahrscheinlichkeit für eine zweimalige Nutzung am betrachteten Tag.....	44
Formel 4-4: Definition der Summe aller Wahrscheinlichkeiten.....	44
Formel 4-5: Umstellung von Formel 4-4 nach der Wahrscheinlichkeit für keine Nutzung am betrachteten Tag.....	44
Formel 4-6: Berechnung des Erwartungswerts für die Nutzungswahrscheinlichkeit des Trockners nach einem Waschgang.....	44
Formel 4-7: Berechnung der maximalen Beleuchtungsleistung des simu- lierten Haushalts (bei Nutzung aller Leuchten).....	55
Formel 5-1: Berechnung der Leistung des SLP-Vergleichers.....	71
Formel 5-2: Berechnung der Anzahl notwendiger Simulationen.....	xxiv

Abkürzungen und Symbole

Lateinische Buchstaben

A	Generatorfläche [m ²]
A_{refl}	Albedo [-]
A_{Wohn}	Wohnfläche [m ²]
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
AG	Aktiengesellschaft
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e. V.
c_T	Temperaturkoeffizient des PV-Moduls [/K]
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DKE-IEV	Deutsche Onlineausgabe des IEV
E_{dir}	Direkt aus der PV-Anlage genutzte Energie [Wh]
$E_{dir,gen}$	Direkte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene [W/m ²]
$E_{diff,gen}$	Diffuse Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene [W/m ²]
$E_{diff,hor}$	diffuser Strahlungsanteil auf eine horizontale Ebene [W/m ²]
E_{ex}	extraterrestrischen Strahlung auf die Horizontale [W/m ²]
$E_{G,gen}$	Globale Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene [W/m ²]
$E_{H,WE}$	Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit an einem Wochenendtag [-]
$E_{H,Woche}$	Erwartungswert für Nutzungshäufigkeit für die gesamte Woche [-]
$E_{H,WT}$	Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit an einem Werktag [-]
E_{PV}	Von der PV-Anlage erzeugte Energie; Ertrag [Wh]
$E_{refl,gen}$	Reflektierte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene [W/m ²]
E_V	Energieverbrauch der Verbraucher [Wh]
ERP	Enterprise Resource Planning
F	Klarheitsindex [-]
f_d	Direktnutzungsgrad [-]
f_s	Solarer Deckungsgrad [-]
FF	Füllfaktor
$H_{G,gen}$	Auf die Modulebene eingestrahlte Energiemenge [W/m ²]
i	Nummer des ¼ h-Zeitintervalls [-]
I_{SC}	Kurschlussstrom (Short Circuit)
i. d. R.	In der Regel

IEC	International Electrotechnical Commission
IEV	International Electrotechnical Vocabulary (auch "Electropedia" genannt)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
J'	Tag des Jahres [°]
k_G	Generator-Korrekturfaktor [-]
k_S	Schwachlicht-Korrekturfaktor [-]
k_T	Temperatur-Korrekturfaktor [-]
kWp	Kilowatt-Peak
L	Statistische Anzahl Leuchtmittel pro Quadratmeter Wohnfläche [/m ²]
MOZ	Mittlere Ortszeit [min/°]
NOCT	Temperatur unter „Normal Operating Conditions“ bzw. nominale Betriebstemperatur [°C]
NW	Nicht werktätig
LZ	Lokale Uhrzeit [h]
$P_{Leuchte}$	Leistung eines Leuchtmittels [W]
$P_{Licht,max}$	Maximale Beleuchtungsleistung des simulierten Haushalts (bei Nutzung aller Leuchten) [W]
$P_{Modul,STC}$	MPP-Leistung des Moduls bei STC [kW]
P_{MPP}	Leistung der PV-Zelle oder des Moduls im Maximum-Power-Point (MPP) [W]
P_{NW}	Leistung des Haushaltstyps NW [W]
P_{PV}	Leistung der PV-Anlage [W]
P_{SLPV}	Leistung SLP-Vergleicher [W]
P_{STC}	Nennleistung der PV-Anlage bei Standardtestbedingungen (STC) [kW]
P_V	Leistungsbedarf der Verbraucher [W]
P_W	Leistung des Haushaltstyps W [W]
p_x	Wahrscheinlichkeit für x Nutzungen an diesem Tag [-]
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
SA	Sensitivitätsanalyse
SLP	Standardlastprofil (i. d. R. auf VDEW-Standardlastprofil bezogen)
SLPV	SLP-Vergleicher
STC	Standard Test Conditions (25 °C, 1000 W/m ² , AM 1.5)
t_i	Zeitintervall i
T_U	Umgebungstemperatur [°C]
T_Z	Zelltemperatur
TDJ	Tagesnummer des Jahres
U_{OC}	Leerlaufspannung (Open Circuit)

VBA	Visual Basic for Applications
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (seit 2007: BDEW)
W	Werk tätig
WOZ	Wahre Ortszeit [h]
Y_{AC}	Ertrag der PV-Anlage (am Wechselrichter Ausgang) [kWh]
Y_{ideal}	Energieertrag der PV-Anlage unter Idealbedingungen (theoretisch) [kWh]
Y_{real}	Realer Energieertrag der PV-Anlage [kWh]
Z_{gl}	Zeitgleichung [min]

Griechische Buchstaben

α_E	Azimet der Ebene der PV-Anlage (Ausrichtung) [°]
α_S	Sonnenazimet [°]
γ_E	Neigung der PV-Modulebene [°]
γ_S	Sonnenhöhe [°]
Δt	Dauer eines Intervalls i (15 min) [min]
δ	Sonnendeklination [°]
$\eta_{Modul,STC}$	Wirkungsgrad des Moduls bei STC [-]
η_{real}	Realer Wirkungsgrad [%]
η_{STC}	Wirkungsgrad unter STC [%]
θ_{gen}	Einfallswinkel auf die geneigte Ebene [°]
λ	Geografischer Längengrad [°]
φ	Geografischer Breitengrad [°]
ω	Stundenwinkel [°]

Symbole

$\bar{O}(x)$	Arithmetischer Mittelwert von x [W]
--------------	---------------------------------------

- *Hauptteil* -

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Der deutsche Photovoltaikmarkt (PV-Markt) durchläuft derzeit starke Veränderungen. Einer der wesentlichen Trends ist der Wandel vom reinen Verkauf von Solarmodulen hin zu einem verstärkten Serviceangebot. So erwarten, laut der Studie „Erfolgreiche Positionierung der Hersteller bei den Markenentscheidern“¹, 74 Prozent der befragten PV-Installateure Unterstützung bei der Kundengewinnung [Ape2011a]. Die Studie geht davon aus, dass der Erfolg der Markterschließung im Bereich Photovoltaik entscheidend von der Qualität und Professionalität dieser Unterstützung abhängt. Außerdem sehen die PV-Installateure in Zukunft Möglichkeiten für Folgegeschäfte vor allem im Bereich Eigenverbrauchslösungen (genannt von 53 % der PV-Installateure)².

Zu ähnlichen Erkenntnissen kommt die Nachhaltigkeitsstudie „Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze“ der Bank Sarasin [SAR2011, S. 1]. Sie beschreibt, dass die PV-Märkte sowohl geografisch, als auch im Hinblick auf die Anwendung der Anlagen diversifizierter werden. Zukünftig sind, laut der Studie, Unternehmen gefragt, die über den Verkauf von Solarmodulen hinaus neue Produkte und Dienstleistungen entwickeln und anbieten können. Detailliertere Informationen zum deutschen PV-Markt gibt Anhang A.1.

Der Anlagenbetreiber erhält weniger Vergütung für die Einspeisung, als er für seinen Strombezug bezahlt. Daher lohnt sich der Eigenverbrauch für alle Anlagen im privaten Bereich (siehe Anhang A.2). Durch die kürzliche Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)³ bekommen Anlagen über 10 kWp sogar nur noch 90 % ihrer Erzeugung vergütet. Für den Installateur als Kunde der Centrosolar AG ist es daher wichtig, dem Endkunden eine Prognose über dessen potenziellen Eigenverbrauch bieten zu können.

Die Centrosolar AG, als Tochtergesellschaft der Centrosolar Group AG, entwickelt und fertigt photovoltaische Komponenten und Komplettsysteme für Privathaushalte. Um ihre Position am Markt weiter zu stärken, sucht die Centrosolar AG nach Lösungen, die für den Installateur einen zusätzlichen Service darstellen. In der offiziellen Investoren-Präsentation der Centrosolar Group AG wird dabei explizit der Eigenverbrauch genannt [CeG2011, S. 11f.]. Das Unternehmen und seine Marktausrichtung wird in Anhang A.3 detailliert dargestellt.

1 „Die Studie basiert auf einer Umfrage vom Juli 2011 an der 145 PV-Installateure in Deutschland teilgenommen haben und wird gestützt durch zahlreiche Hintergrundgespräche mit PV-Installateuren. Sie zeigt, mit welchen Themen Hersteller von Solarmodulen und Wechselrichtern sowie Großhändler punkten können, um sich bei den PV-Installateuren erfolgreich zu positionieren.“ [Ape2011a]

² Außerdem genannt: Brand/Feuerwehrschutz (50 %), Blitzschutz (35 %) und Softwareupdates (30 %).

³ Anhang A.2 gibt nähere Informationen zu den aktuellen Anpassungen im EEG.

Die Prognose des Eigenverbrauchs ist bisher nur bedingt möglich, da gängige Simulationssoftware nicht die notwendige Datenauflösung bietet (vgl. Kapitel 3.2.1). Auch die Wettbewerber der Centrosolar AG bieten bisher keine Möglichkeit den Eigenverbrauch realistisch zu prognostizieren (Anhang A.4). Die zuvor beschriebenen internen und externen Einflussfaktoren auf die Zieldefinition dieser Master Thesis sind in Abbildung 1–1 zusammengefasst.

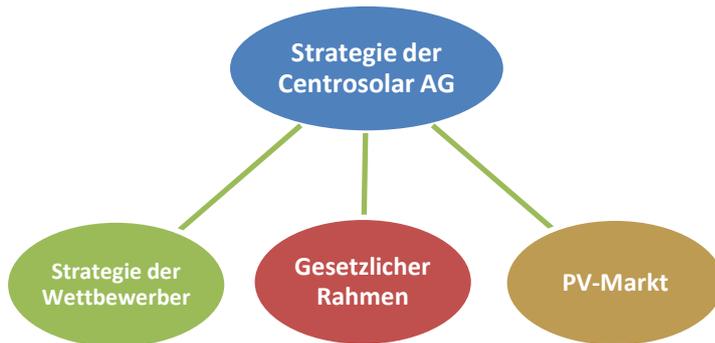


Abbildung 1–1: Interne und externe Einflussfaktoren auf die Zieldefinition der Master Thesis

Auch die Wissenschaft hat sich noch wenig mit einer Prognose des Eigenverbrauchs beschäftigt. Zwar ist die Prognose des PV-Ertrags ein stark beachtetes Gebiet⁴. Auch zur Prognose der Verbrauchslasten existieren vereinzelt Arbeiten⁵. Allerdings war der Fokus nie die Kombination beider Simulationen für einen einzelnen Haushalt. Wille-Hausmann et al. [Wil2012] haben eine erste Simulation erstellt, jedoch nur für einen vordefinierten Fall ohne Anpassungsmöglichkeiten an verschiedene Gegebenheiten. Bei Fleissner et al. [Fle2012] lag der Fokus eher auf der Bündelung verschiedener Haushalte zur gemeinschaftlichen Nutzung von PV-Strom. Mit dieser Master Thesis wird somit erstmals in praxistauglicher Auflösung und für verschiedene Nutzerverhalten eine Prognose des Direktverbrauchs ermöglicht.

1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Durch diese Master Thesis wird die Centrosolar AG in der Lage sein, den Direktverbrauch von PV-Strom in einem privaten Haushalt zu prognostizieren. Diese Prognose soll im Anschluss an die Arbeit in das Onlineplanungstool Centrocheck implementiert werden. Dadurch erhält der Kunde der Centrosolar AG schon während der Planungsphase die Möglichkeit, seinem Endkunden eine Vorhersage über dessen Eigenverbrauch zu geben. Auf diese Weise kann die PV-Anlage den spezifischen Bedürfnissen des Kunden angepasst werden.

⁴ Diverse Literatur verfügbar, z. B. [Mun2004]

⁵ Hauptsächlich in Einzelveröffentlichungen, siehe [Ess2012], [Bär2008], [Dic2011], [Hüh2008]

Die Arbeit beginnt mit Definitionen einiger grundlegender Begriffe. In Kapitel 2 folgt die Erörterung der Problemstellung, sowie die Ermittlung des optimalen Lösungswegs. Abschließend wird die geplante Umsetzung dieses Lösungswegs beschrieben. Hierfür sind zunächst zwei getrennte Simulationen notwendig, welche dann in einem Programm zusammengeführt werden (Abbildung 1–2).

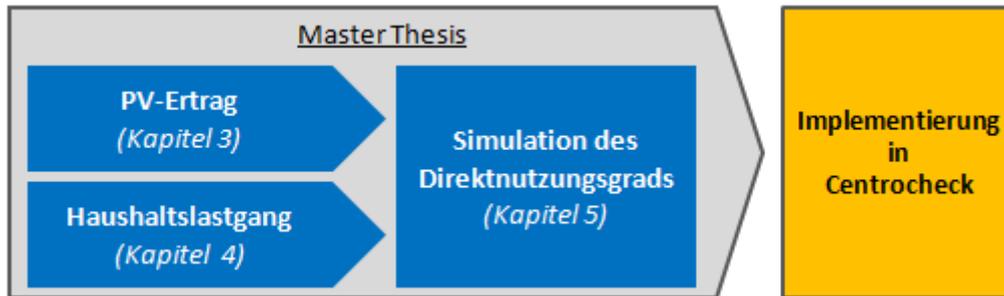


Abbildung 1–2: Schema der Teilbereiche der Master Thesis

Kapitel 3 beschreibt die Simulation des PV-Ertrags von der Beschaffung der Strahlungsdaten auf die Horizontale über die Umrechnung auf die Modulebene bis zur Modellierung des Jahresertrags der PV-Anlage. Kapitel 4 zeigt die Simulation des Haushaltslastgangs. Hierbei muss zunächst die geeignete Vorgehensweise gewählt werden, bevor deren komplexe Umsetzung beschrieben wird.

Kapitel 3 und 4 beschreiben somit die beiden Teilbereiche der Simulation des Direktnutzungsgrads. Bevor das Ergebnis angewandt werden kann, müssen die Simulationen verschiedenen Prüfungen unterzogen werden, um die Richtigkeit sicherzustellen. Diese Tests, sowie die Ergebnisse der Simulation sind in Kapitel 5 dargestellt.

Das Ziel dieser Master Thesis ist mit dem Abschluss des Programms und der Verifikation der Ergebnisse erreicht. Diese Arbeit bildet somit die Basis für die Implementierung der Ergebnisse in das Onlineplanungstool Centrocheck durch die Centrosolar AG.

2 Grundlagen, Problemstellung und Lösungsfindung

2.1 Begriffsklärung

Das Thema Eigenverbrauch hat leider noch keine genormten Begriffsdefinitionen durch das internationale elektrotechnische Wörterbuch (IEV⁶) erhalten. Daher werden in diesem Abschnitt verschiedene grundlegende Termini definiert und voneinander abgegrenzt. Der grundsätzliche Aufbau einer PV-Anlage ist in Anhang B.1 beschrieben.

Lastprofil und Lastgang

Eine Lastganglinie (oder kurz Lastgang) ist nach DKE-IEV 601-01-17 [IEV2012] eine

„grafische Darstellung der beobachteten oder erwarteten Last in ihrem zeitlichen Ablauf.“

Demgegenüber zu unterscheiden ist ein Lastprofil nach DKE-IEV 617-04-05 [IEV2012] eine

„Kurvendarstellung der gelieferten elektrischen Leistung als Funktion der Zeit zur Illustration der Lastschwankungen während eines gegebenen Zeitintervalls.“

Somit ist ein Lastprofil stets eine Leistungslieferung. Ein Beispiel für ein Lastprofil ist das VDEW-Standardlastprofil (vgl. Abschnitt 4.2.1). Die Abgrenzung wird auch aus den Kategorien der Begriffe im DKE-IEV deutlich. Das Lastprofil ist ein Begriff aus der Organisation des Elektrizitätsmarktes (Kategorie 617), während der Begriff Lastgang in die Kategorie Allgemeines zu „Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“ (Kategorie 601) fällt. Die Unterscheidung der beiden Termini wird vor allem in Kapitel 4 wichtig.

Eigenverbrauch

Dieser Begriff ist irreführend, da in vielen Bereichen Eigenverbrauch die Energie ist, die zum Betrieb eines Systems benötigt wird [Enz2012]. Leider hat er sich in den letzten Jahren aufgrund wiederholter Verwendung durch politische Stellen weit verbreitet. Daher kann er nicht komplett umgangen werden.

In dieser Arbeit wird „Eigenverbrauch“ lediglich zur allgemeinen Beschreibung, als Oberbegriff, verwendet:

Eigenverbrauch ist ein Oberbegriff für das Themengebiet der direkten Nutzung von PV-Energie, ohne dass der Strom durch das öffentliche Netz geleitet wird.

⁶ Englisch: International Electrotechnical Vocabulary; Herausgegeben von der International Electrotechnical Commission (IEC)

Direktverbrauch

Synonyme: Direktnutzung, Selbstnutzung, Selbstverbrauch

Für technische Betrachtungen des Eigenverbrauchs wird in dieser Arbeit der Begriff „Direktverbrauch“ bevorzugt. Er beschreibt

die Energie, die selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur PV-Anlage verbraucht wird. Entscheidend ist dabei, dass der Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet wird.

$$E_{dir} = \begin{cases} \sum_i (P_{PV,i} \cdot t_i) & \text{für } P_{PV} \leq P_V \\ \sum_i (P_{V,i} \cdot t_i) & \text{für } P_{PV} > P_V \end{cases} \quad \text{Formel 2-1}$$

mit

E_{dir}	Direktverbrauch	[kWh]
P_{PV}	Leistung der PV-Anlage	[kW]
P_V	Leistungsbedarf der Verbraucher	[kW]
t_i	Zeitintervall i (1/4 h)	[h]

Direktnutzungsgrad

Synonym: Eigenverbrauchsanteil (politisch)

Der Direktnutzungsgrad f_d ist laut Rindelhardt [Rin2012, S. 11] definiert als

das Verhältnis der direkt verbrauchten Energie E_{dir} zur gesamten photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} .

$$f_d = \frac{E_{dir}}{E_{PV}} \quad \text{Formel 2-2}$$

mit

f_d	Direktnutzungsgrad	[-]
E_{PV}	Ertrag der PV-Anlage (i. d. R. über ein Jahr)	[kWh]

Der Kehrwert des Direktnutzungsgrads ist der Selbstversorgungsanteil (siehe Anhang B.1).

Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad f_s ist definiert als

das Verhältnis der jährlich photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} zum jährlichen Energieverbrauch des Betreibers E_V .

Somit ist der solare Deckungsgrad ein eher bilanzieller Vergleich.

$$f_S = \frac{E_{PV}}{E_V} \quad \text{Formel 2-3}$$

mit

f_S solarer Deckungsgrad [-]

2.2 Implementierung des Eigenverbrauchs in das Onlineplanungstool Centrocheck

Wie in Abschnitt 2.1 gezeigt wurde, ist der Direktverbrauch ein zentraler Aspekt für eine ökonomische Nutzung von PV-Strom und somit auch ein wichtiger Baustein in jeder zukunftsfähigen - weil von staatlicher Unterstützung unabhängigen - Unternehmensstrategie im Bereich Photovoltaik. Gemeinsam mit der gezeigten Analyse der Onlinetools wird deutlich, dass eine Bestimmung des möglichen Eigenverbrauchs ein für den Endkunden sehr interessanter Service und ein Alleinstellungsmerkmal der Centrosolar AG gegenüber seinen Wettbewerbern wäre.

Auf dieser Basis wurde die Entscheidung getroffen, in das bestehende Online-Auslegungsprogramm Centrocheck eine Bestimmung des Eigenverbrauchs zu implementieren. In diesem Abschnitt wird Centrocheck zunächst kurz vorgestellt, bevor im Anschluss die Umsetzung diskutiert und entschieden wird.

2.2.1 Vorstellung des Centrocheck

Das Centrocheck ist ein Online-Programm zur Planung einer Photovoltaikanlage. Es richtet sich sowohl an Kunden der Centrosolar AG – Installateure und Großhändler – also auch an potenzielle Anlagenbetreiber.

Die Programmstruktur leitet den Nutzer durch den kompletten Planungsprozess einer Schrägdach-PV-Anlage:

1. Dachplanung
2. Wechselrichterauslegung
3. Wirtschaftlichkeitsberechnung
4. Projektdokumentation

Das Centrocheck ist online unter www.centrocheck.de nutzbar, wo dem Nutzer zwei Planungsmodi angeboten werden. Der sog. QuickCheck ermöglicht eine zügige und simple Planung der Anlage, indem es Details außen vor lässt und mit voreingestellten Werten arbeitet.

Im Expertenmodus hingegen gibt der Nutzer alle relevanten Werte eigenhändig ein, wodurch er sein Projekt detailliert planen kann. Dies ist in Anhang B.1 beispielhaft für das sog. Akkordeonmenü der Dachplanung dargestellt.

Bei der Umsetzung des Centrochecks sind neben der Centrosolar AG als Auftraggeber und Koordinator drei weitere Unternehmen beteiligt (Abbildung 2–1).

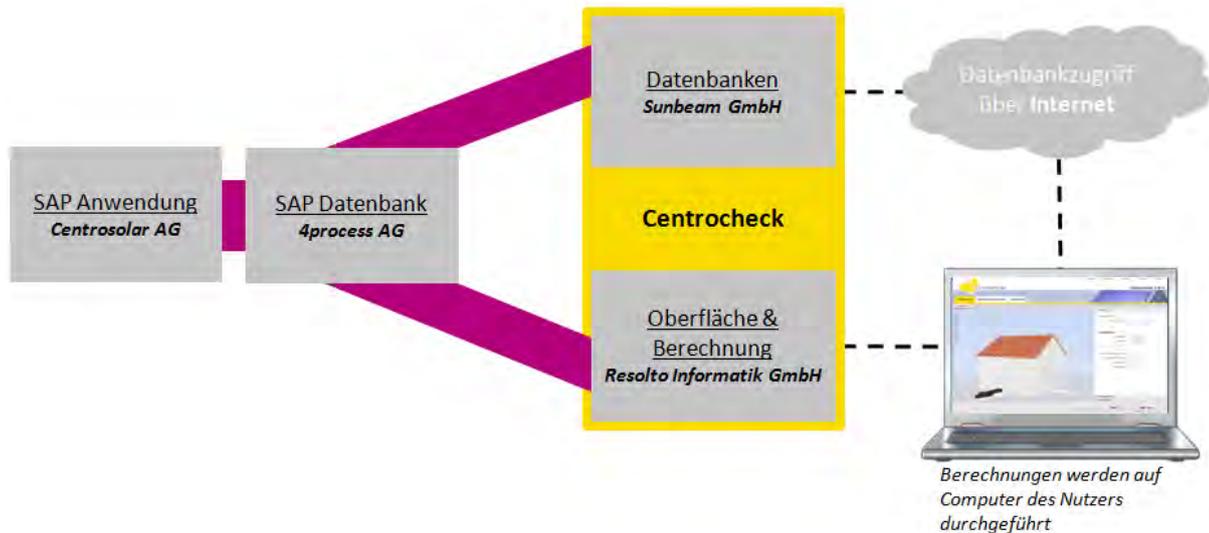


Abbildung 2–1: Prozesse im Centrocheck, die beteiligten Unternehmen und ihre Schnittstellen

Die Resolto Informatik GmbH entwickelt die Oberfläche. Die im Programm hinterlegten Datenbanken werden von der Sunbeam GmbH betreut und die 4process AG sorgt für die richtigen Schnittstellen zwischen Centrocheck und dem von der Centrosolar AG genutzten Software zur Unternehmensressourcenplanung SAP ERP⁷. Bei der Nutzung des Centrochecks über das Internet werden die Datenbanken abgefragt. Berechnungen werden lokal auf dem Computer des Nutzers durchgeführt.

Als Kommunikationsmittel zwischen den beteiligten Unternehmen wird die sog. „Tool Structure“ Excel Datei verwendet. Im Falle von Neuerungen werden diese von der Centrosolar AG in dieser Datei programmiert und an die beteiligten externen Partner weitergegeben. Nähere Informationen zum Aufbau der „Tool Structure“-Datei sind in Anhang B.3 zu finden.

Diese Konstellation aus Abbildung 2–1 führt zu einem hohen Aufwand bei Implementierungen. Bei der Modellierung einer Eigenverbrauchsbestimmung muss daher früh darauf geachtet werden, dass alle Schnittstellen richtig definiert sind. Außerdem ist für eine reibungslose Kommuni-

⁷ SAP ERP ist der Produktname des Programms zur Unternehmensressourcenplanung der SAP AG. Der zweite Teil des Produktnamens steht für Enterprise Resource Planning (ERP). Es erlaubt die Betrachtung des Zusammenhangs aller unternehmensrelevanten Bereiche.

kation mit den externen Partnern wichtig, dass alle Informationen in der bisher üblichen Art und Weise aufbereitet werden. Dadurch sollen Missverständnisse vermieden und somit Zeit und Kosten reduziert werden.

2.2.2 Auswahl einer geeigneten Vorgehensweise zur Implementierung des Eigenverbrauchs in Centrocheck

Für die Implementierung der Eigenverbrauchsbestimmung in das Centrocheck kommen nach einem ersten Brainstorming drei grundlegende Vorgehensweisen infrage:

- **Interne Berechnung** des Eigenverbrauchsanteils direkt in der Programmstruktur des Centrocheck.
- **Externe Berechnung** des Eigenverbrauchsanteils für verschiedene Fälle und anschließende Implementierung der Ergebnisse diese Fälle.
- **Eingabe durch den Nutzer** und somit keine Berechnung des Eigenverbrauchsanteils.

Gemeinsam mit den Verantwortlichen der Centrosolar AG wurde eine qualitative Bewertung dieser Handlungsoptionen durchgeführt. Dabei wurde nach acht Kriterien geprüft. Die Ergebnisse der Bewertung werden nun für jedes Kriterium beschrieben und abschließend in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

1. *Flexibilität und Nutzen für den Kunden:*

Die höchste Flexibilität hinsichtlich der Einstellungsmöglichkeiten für den Nutzer wäre durch eine interne Berechnung im Programm gegeben. Der Nutzer könnte zum Beispiel die Auswahl treffen, welche Geräte er in seinem Haushalt hat und über verschiedene Eingaben sein Verhalten selbst definieren. Das Programm berechnet ihm daraus einen voraussichtlichen Eigenverbrauchsanteil.

Dies wäre bei einer externen Berechnung dann möglich, wenn man alle denkbaren Kombinationen vorab kalkuliert und alle Ergebnisse in einer Datenbank ablegt. Die Nutzeroberfläche bliebe unverändert und das Programm müsste lediglich einen schnellen Zugriff auf die Datenbank durchführen. Somit wäre man weniger abhängig von der Leistung des Computers des Benutzers.

Bei einer Eingabe des Eigenverbrauchsanteils durch den Kunden wäre kein wirklicher Mehrwert gegeben, da er seinen Eigenverbrauchsanteil nicht kennen kann. Er wäre lediglich in der Lage eine Wirtschaftlichkeitsberechnung zu machen, deren Aussagekraft aufgrund der ungewissen Schätzung eher fraglich wäre. Somit wäre auch der Kundennutzen bei dieser Variante im Vergleich eher gering.

2. *Praxistauglichkeit:*

Da das Centrocheck jedoch alle Berechnungen auf dem Computer des Nutzers ausführt, kann eine interne Berechnung aufgrund eines langsamen Rechners zu einer unangenehm langen Berechnungsdauer führen. Da der Installateur bei seinem Kunden auf der Baustelle auf das Centrocheck zugreifen können muss, wird die Datenverbindung außerdem eher schlecht sein. Daher ist es wichtig, dass eine Eigenverbrauchsbestimmung auch bei langsamer Internetverbindung innerhalb kurzer Zeit möglich ist. Eine interne Berechnung müsste jedoch auf diverse Datenbanken zugreifen. Dies stellt einen großen Nachteil dar.

Die Eingabe des Eigenverbrauchsanteils ist ebenfalls nicht praxistauglich, da es unrealistisch ist, dass jemand seinen Eigenverbrauch kennt. Die externe Berechnung ist daher in Sachen Praxistauglichkeit deutlich zu bevorzugen. Die Datenmengen der Ergebnisse einer externen Berechnung sollten im Bereich weniger Kilobyte liegen.

3. *Benutzerfreundlichkeit:*

Eine Eingabemaske wird mit steigendem Detaillierungsgrad sehr komplex und eine Eingabe wird vom Nutzer viel Zeit verlangen. Daher ist die interne Berechnung im Centrocheck in Sachen Benutzerfreundlichkeit eher negativ zu sehen.

4. *Ausbaumöglichkeit für die Zukunft:*

Da niemand die zukünftigen Entwicklungen und Kundenbedürfnisse kennen kann, ist die Möglichkeit „Upgrades“ durchzuführen sehr wertvoll. Bei den beiden Berechnungen sind Anpassungen jederzeit möglich. Im Falle der direkten Eingabe des Eigenverbrauchsanteils gibt es keine Weiterentwicklung, weshalb hier keine Ausbaumöglichkeit für die Zukunft besteht, ohne auf eine der beiden anderen Varianten zurückzugreifen.

5. *Aufwand für Datenpflege und Updates:*

Der Aufwand für Datenpflege und Updates bindet Mitarbeiterkapazitäten und wirkt sich somit auf die Kosten und die Ressourcenplanung aus. Bei einer internen Berechnung wäre der Aufwand aufgrund der vielen beteiligten Unternehmen (Abbildung 2–1) hoch. Im Falle der externen Berechnung muss zwar der Großteil des Aufwands von der Centrosolar AG getragen werden, jedoch dürfte dies kostengünstiger sein als die zuvor genannte Variante. Alle denkbaren Änderungen können bei der Centrosolar AG eingepflegt werden und an die Partner gehen nur aktualisierte Versionen der Ergebnisse, welche nur eine Abänderung des bestehenden Programmcodes erfordern und keine neue Programmierung.

6. Kosten:

Bei jeder Unternehmensentscheidung spielen die Kosten eine entscheidende Rolle. Bei einer internen Implementierung wären verschiedene externe Partner involviert, wie oben in der Beschreibung des Centrochecks erläutert. Dies führt aufgrund der Komplexität der Berechnung zu relativ hohen Kosten. Im Gegensatz dazu ist die Implementierung der Ergebnisse eher unkompliziert und weniger kostenintensiv.

7. Umsetzungsdauer:

Nicht zuletzt wegen des Zeitaufwandes steigen die Kosten. Diesbezüglich ist die direkte Eingabe des Direktnutzungsgrads von Vorteil, da hier keine aufwendige Modellierung notwendig ist. Die Umsetzungsdauer für das Berechnungsprogramm sollte ähnlich sein, unabhängig davon, ob im Programm oder vorab berechnet wird. Jedoch folgt bei einer Berechnung im Programm nach der Modellierung durch den Autor noch die Implementierung mit den externen Partnern, was mehrere Wochen oder sogar Monate in Anspruch nehmen würde.

8. Mehrwert für die Centrosolar AG über das Projekt hinaus:

Neben den genannten Kriterien, die sich auf das Projekt Centrocheck konzentrieren, ist ein weiterer Punkt der Mehrwert für die Centrosolar AG über das Projekt hinaus. Hier bietet die externe Berechnung wesentliche Vorteile. Die Centrosolar AG hätte dadurch ein eigenes Programm, mit dem verschiedene Varianten simuliert werden können. Es ist möglich zu ermitteln, wie sich verschiedene Verbraucher und Verbrauchsgewohnheiten auf den Direktverbrauch auswirken. Außerdem könnten Energiemanagement-Szenarien implementiert werden, was besonders für das Zukunftsprojekt Centroid⁸ sehr interessant ist. Hierfür ist ein eigenes Berechnungsprogramm ein entscheidender Grundbaustein.

Darüber hinaus könnte die Centrosolar AG das Programm nutzen, um ausgewählten Kunden die Prognose mittels ihrer eigenen Lastgänge zu ermöglichen. Hierfür müssten die Kunden lediglich ihre Verbrauchsdaten zur Verfügung stellen. Im Gewerbebereich sind diese Daten in der Regel bereits vorhanden. Im privaten Bereich würden Smart Meter dies ermöglichen. Die Lastsimulation des Programms würde dann durch die realen Daten ersetzt. Heute wäre dies vor allem ein Service für Industriekunden, da private Haushalte bisher nur selten Smart Meter nutzen bzw. ihre Verbrauchsdaten speichern.⁹

⁸ Centroid ist ein intelligentes Energiemanagementsystem für die Photovoltaik-Systeme der Centrosolar AG. Das in Entwicklung befindliche System besteht aus Energiemonitoring inkl. Handlungsempfehlungen und in einer zweiten Stufe das Management von Strom und Wärme eines Haushalts.

⁹ Parallel zum Verlauf der Thesis wurde dies bereits anhand der Daten einer Supermarktfiliale erfolgreich getestet.

Tabelle 2-1 fasst die zuvor beschriebenen acht Kriterien in einer Übersicht zusammen. Es ist zu erkennen, dass eine externe Berechnung die wenigsten Nachteile und viele Vorteile mit sich bringt. Daher wurde diese Variante weiter verfolgt.

Kriterium	Interne Berechnung im Programm	Externe Berechnung und Implementierung der Ergebnisse	Eingabe des Eigenverbrauchsanteils durch Nutzer
Flexibilität für Nutzer	++	+	Nicht vorhanden
Kundennutzen	++	++	-
Praxistauglichkeit	--	++	--
Benutzerfreundlichkeit - Rechengeschwindigkeit - Komplexität	-	+	++
Ausbaumöglichkeit für Zukunft	++	++	Nicht vorhanden
Aufwand für Datenpflege und Updates	--	+	Nicht möglich
Kosten	--	+	++
Umsetzungsdauer	--	-	++
Mehrwert für Centrosolar AG - Szenarien für Energiemanagement (Centrogrid) - Nutzen für zukünftige Projekte	+	++	--
Auswahl	2.	1.	Ausgeschlossen

Tabelle 2-1: Qualitative Bewertung der grundlegenden Vorgehensweise zur Implementierung des Eigenverbrauchs

2.2.3 Umsetzung der Implementierung der Berechnungsergebnisse in das Centrocheck

Nachdem im vorherigen Abschnitt die Vorteile der externen Berechnung dargestellt wurden, wird nachfolgend die Umsetzung beschrieben. Denn es stellt sich die Frage, wie man die scheinbar unendliche Vielzahl an Anlagentypen und Haushaltstypen in einem Ergebnis darstellen kann. Um aber den Eigenverbrauchsanteil eines Haushalts zu bestimmen, müssen sowohl die Anlagenenerträge als auch der Leistungsbedarf des Haushalts für jeden Zeitpunkt bekannt sein.

Wie in Formel 2-1 (S. 6) dargestellt, lässt sich der mögliche Direktverbrauch bestimmen, indem man prüft, wie viel Energie der Haushalt in dem gewählten Zeitraum abnehmen kann. Setzt man die Summe dieser Zeiträume über ein Jahr ins Verhältnis zur insgesamt erzeugten Energie der PV-Anlage über ein Jahr, erhält man den Direktnutzungsgrad f_d (vgl. Abschnitt 2.1):

$$f_d = \frac{E_{dir}}{E_{PV}}$$

Formel 2-4

Es ist üblich, die so ermittelten Direktverbrauchsanteile in Abhängigkeit von der Peak-Leistung der PV-Anlage darzustellen (vgl. [Qua2012, S. 9]; [Wil2012, S. 6]).

Diese Darstellung bietet jedoch entscheidende Nachteile:

1. Es wird nicht gezeigt, bei welchem Jahresverbrauch die Direktverbrauchsanteile zustande kamen. Dadurch ist eine Vergleichbarkeit der Kurven nicht gegeben. Denn ein höherer Direktverbrauch kann bei dieser Darstellung auch daran liegen, dass der Gesamtverbrauch höher war.
2. Das Verhalten des einzelnen Haushaltes wird komplett vernachlässigt.
3. Der Ertrag zweier PV-Anlagen kann bei derselben Peak-Leistung an verschiedenen Standorten stark voneinander abweichen. Dies würde bedeuten, dass man im Programm für jeden Standort eine eigene Kurve hinterlegen müsste. Der Arbeitsaufwand für Implementierung und Pflege wäre viel zu groß. Außerdem wären Wetterdaten für jeden Standort nötig, wodurch die Kosten des Projekts extrem ansteigen würden.

Um diese Nachteile zu korrigieren, muss eine bessere Darstellungsweise entwickelt werden. Zunächst wird der Ertrag der PV-Anlage anstelle der Peak-Leistung verwendet. Somit ist die Funktion näherungsweise standortunabhängig. Vernachlässigt werden dabei die unterschiedlichen Diffusstrahlungsanteile an verschiedenen Standorten und die abweichenden Sonnenbahnen.

Der Diffusstrahlungsanteil ist sehr stark lokal bestimmt, da er vom Wetter und von der Anlagenumgebung abhängt. Eine so genaue Kenntnis der Anlage ist jedoch sehr aufwendig. Außerdem wird das reale Wetter an der Anlage nie in diesem Detail dem in den Wetterdaten gemessenen Wetter entsprechen. In Absprache mit den Verantwortlichen der Centrosolar AG wird der Diffusstrahlungsanteil daher als für alle Standorte einheitlich angenommen. Somit ist nur ein Wetterdatensatz für einen Standort nötig.

Die ungleichen Sonnenbahnen an verschiedenen Standorten werden ebenfalls vernachlässigt. Dass dies keinen signifikanten Nachteil darstellt, zeigt Abbildung 2–2.

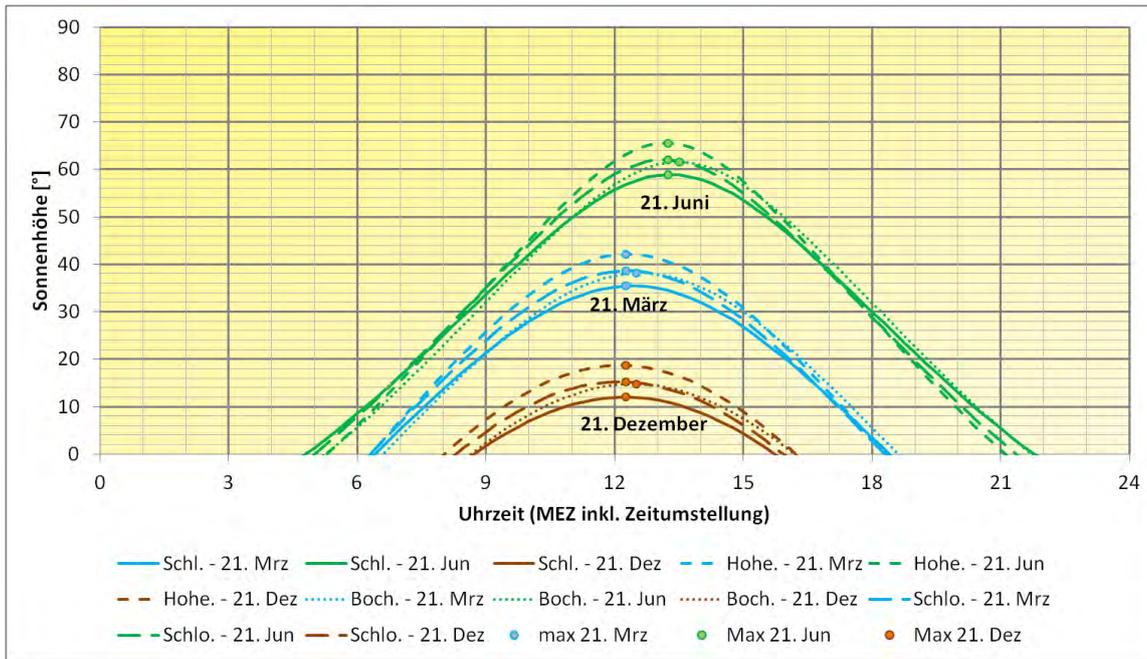


Abbildung 2–2: Sonnenbahndiagramm für Schleswig¹⁰ (Norddeutschland), Hohenpeißenberg¹¹ (Süddeutschland), Bocholt¹² (Westdeutschland) und Schlottheim¹³ (Mitteldeutschland)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Meteonorm Daten (siehe Abschnitt 3.2.2)

Die verschiedenen Standorte wirken sich in erster Linie auf die Sonnenhöhe und die Sonnenauf- bzw. Sonnenuntergangszeit aus. Die Grafik zeigt, dass Schlottheim für beide Faktoren in etwa den Mittelwert abbildet. Somit beträgt die Abweichung in der Sonnenhöhe nur maximal 3° und in der maximalen Sonnenauf- bzw. Sonnenuntergangszeit nur maximal 24 Minuten. Dies sollte nur minimale Auswirkungen auf den Direktnutzungsgrad haben und wurde, nach Absprache mit den Verantwortlichen der Centrosolar AG, als akzeptabel beurteilt.

Eine weitere Optimierung bei der Darstellungsweise des Direktnutzungsgrads ist die echte Vergleichbarkeit verschiedener Eigenverbrauchswerte. Möglich ist dies über die Berechnung des Verhältnisses der jährlich photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} zum jährlichen Energieverbrauch des Betreibers E_V , dem sog. solaren Deckungsgrad f_s (vgl. Abschnitt 2.1):

$$f_s = \frac{E_{PV}}{E_V} \quad \text{Formel 2-5}$$

Somit wird anstelle der Peak-Leistung in den zu implementierenden Kurven der Ertrag der PV-Anlage normiert auf den Verbrauch des Haushalts und näherungsweise unabhängig vom Anlagenstandort dargestellt. Ein Beispiel für die entwickelte Darstellungsweise zeigt Abbildung 2–3.

¹⁰ 54.320°N, -9.330°W; Kreis Schleswig-Flensburg in Schleswig-Holstein

¹¹ 47.480°N, -11.010°W; Bezirk Oberbayern in Bayern

¹² 51.500°N, -6.320°W; Bezirk Münster in Nordrhein-Westfalen

¹³ 51.200°N, -10.600°W; Unstrut-Hainich-Kreis in Thüringen (siehe Anhang C.1)

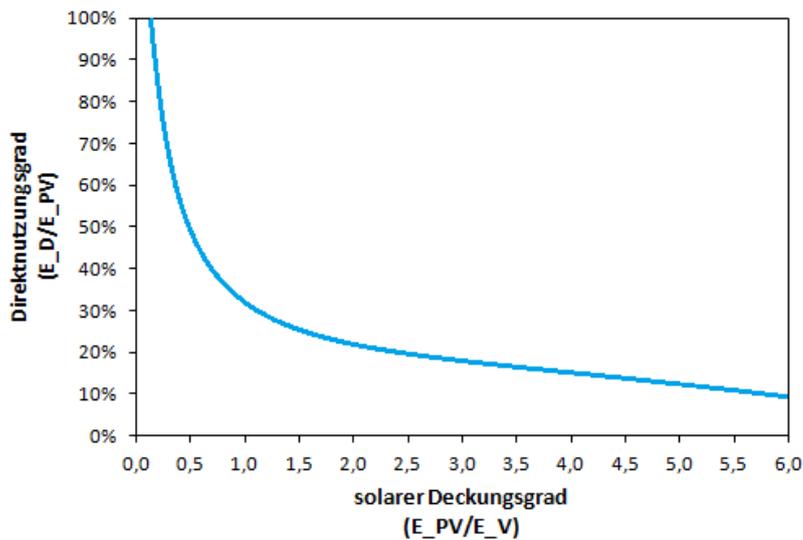


Abbildung 2–3: Beispielkurve zur Implementierung des Eigenverbrauchsanteils für verschiedene Haushaltstypen und Anlagenerträge in Centrocheck

Zusätzlich ist zu jeder Kurve die Angabe des Azimuts und der Neigung der PV-Anlage notwendig, um abzubilden, wie sich die erzeugte Energie eines Tages auf den Tagesverlauf verteilt. Dies kann bei extremen Ost- oder West-Ausrichtungen starke Auswirkungen auf den Direktverbrauchsanteil haben. Ebenso wichtig sind nähere Angaben zum Nutzungsverhalten des Haushalts (Anwesenheit, Personenzahl, eventuell mehr). Es beschreibt, wie sich die in der Jahressumme verbrauchte Energie über den Tag verteilt hat.

Simuliert man nun den Direktverbrauch für verschiedene solare Deckungsgrade, kann aus der Kurve in Abbildung 2–3 eine Funktion abgeleitet werden. Diese Funktion kann für jeden gewünschten Haushaltstyp erstellt werden und stellt eine simple Lösung für die Implementierung des Eigenverbrauchs ins Centrocheck dar. Dafür sind folgende Informationen notwendig:

- Anlagenertrag → In Centrocheck vorhanden.
- Anlagenausrichtung → In Centrocheck vorhanden.
- Anlagenneigung → In Centrocheck vorhanden.
- Jahresverbrauch → Eingabe durch Nutzer.
- Verbrauchsverhalten → Auswahl zwischen vordefinierten Profilen (nach Anwesenheit)

3 Simulation der PV-Ertragskurve

3.1 Zielsetzung

Die Energiemenge, die eine PV-Anlage zum jeweiligen Zeitpunkt liefert, hängt maßgeblich von der Sonneneinstrahlung und der Auslegung der Anlage ab. Beide Eingangsgrößen beruhen wiederum auf diversen weiteren Parametern.

Da es bisher allerdings keine Software gibt, die den Ertrag der PV-Anlage in ausreichender Auflösung simulieren kann, muss ein eigenes Programm geschrieben werden. Ein solches Programm kann selbstverständlich nicht den Umfang einer professionellen Software bieten. Jedoch kann es eine gute Näherung des Ertrags liefern.

In diesem Kapitel wird zunächst geklärt, welche Datenqualität und -auflösung notwendig ist (3.2). Darauf aufbauend wird die Einstrahlungsberechnung beschrieben (3.3), um im Anschluss den Ertrag der PV-Anlage in ausreichender Auflösung zu modellieren (3.4).

3.2 Strahlungsdaten

Bevor die Simulation der Einstrahlung durchgeführt werden kann, muss entschieden werden, welche Datenauflösung für die gewählte Aufgabe mindestens erforderlich bzw. maximal nötig ist. Außerdem ist zu prüfen, welche Auflösungen und somit Datenmengen das gewählte Programm zulässt und welche Datenmengen eine akzeptable Simulationsgeschwindigkeit zulassen.

Als weiterer Schritt gilt es, die Datenqualität bei der Beschaffung sicherzustellen. Die Qualität der Wetterdaten ist ein entscheidender Grundbaustein jeglicher Ertragssimulation. [Qua2009, S. 1]

3.2.1 Datenauflösung

Nahezu alle auf dem Markt verfügbaren Programme zur Ertragssimulation arbeiten mit stündlicher Auflösung [Pho2011a, S. 28ff.; Zeh2009, S. 126]. Die Berechnung des Direktverbrauchs von Solarstrom stellt jedoch höhere Anforderungen an die Datenauflösung. Die Leistungswerte der im Haushalt üblichen Verbraucher schwanken während des Betriebs oft stark. Bei einer Nivellierung auf einen stündlichen Durchschnittswert gehen Leistungsspitzen verloren. Ebenso aufseiten der PV-Anlage bei schwankendem Bewölkungsgrad. Folglich sollte die Auflösung für eine exakte Berechnung des Direktverbrauchs im Optimum alle Schwankungen von Ertrag und Verbrauch registrieren. Tabelle 3-1 zeigt die Datenmengen, welche sich aus den jeweiligen Auflösungen für jeden Parameter ergeben.

Auflösung	Datenmenge für 365 Tage
1 Stunde.	9.000
15 Minuten	36.000
1 Minute	540.000
1 Sekunde	32.400.000

Tabelle 3-1: Datenmenge pro Datensatz für 365 Tage bei verschiedenen Auflösungen

Eine Vorgabe der Centrosolar AG war die Verwendung des Programms Excel 2007 von Microsoft. Mit diesem Programm besteht intern bereits viel Erfahrung. Excel 2007 verfügt über 1.048.576 Zeilen und 16.384 Spalten [Can2010, S. 424]. Somit ergibt sich für die Simulation von einem gesamten Jahr (365 Tage) eine maximale Auflösung von ca. 2 Minuten. Um jedoch die Rechengeschwindigkeit nicht zu sehr zu reduzieren, wurde - in Absprache mit der Centrosolar AG - eine Auflösung von 15 Minuten gewählt. Dass die meisten Smart Meter ebenfalls in dieser Auflösung messen [Wil2012, S. 1] ist ein weiterer Grund, der für eine Verwendung der 15-minütigen Auflösung spricht. Dadurch können später Daten aus Smart Meter Messungen leicht in das Programm implementiert werden.

Diese Vereinfachung führt laut Wille-Hausmann et al. [Wil2012, S. 6], zu einer systematischen Überschätzung der Eigenverbrauchsquote von ca. 2 % im Vergleich zu einer Auflösung von 10 s.

3.2.2 Datenquelle

In Deutschland gibt es eine Vielzahl von Quellen, von denen man die benötigten Einstrahlungsdaten beziehen kann. Der wesentliche Unterschied liegt dabei, laut Quaschnig [Qua2009, S. 2], im Bezugszeitraum. In Abbildung 3-1 liegt das höchste langjährige Mittel 8 % über dem Niedrigsten.

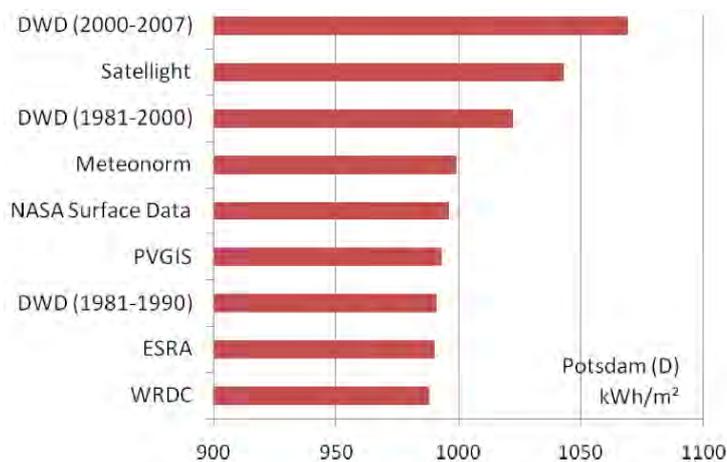


Abbildung 3-1: Daten für die jährliche Globalbestrahlung für den Standort Potsdam

Quelle: [Qua2009, S. 2]

Generell kann man bei Wetterdaten zwischen Boden- und Satellitenmessungen unterscheiden. Während Daten aus Satellitenmessungen in der Regel von guter Qualität sind, hängt die Qualität von Bodenmessungen stark vom Wartungszustand und der Qualität der Sensoren ab. [Qua2009, S. 113]

Eine weitere Schwierigkeit ergibt sich durch langfristige und jährliche Schwankungen der solaren Bestrahlung. In der Regel weisen neuere Zeiträume dabei leicht höhere Jahressummen auf als ältere. In Potsdam beispielsweise lag die mittlere jährliche Bestrahlung 1998-2007 um 4 % über jener von 1981-2000 und um 7 % über jener von 1981-1990. Betrachtet man einzelne Jahre, so sind sogar Schwankungen von bis zu 32 % zu erkennen. Daher sind Messungen aus Einzeljahren zur Charakterisierung eines Standortes absolut ungeeignet. Für die in dieser Arbeit gewünschte zukunftsgerichtete Aussage wäre, laut Quaschnig, ein Mittelwert seit dem Jahr 2000 am besten geeignet. [Qua2009, S. 114ff.]

Für die Auswahl der Datenquelle konnte zusätzlich auf praktische Erfahrungswerte der Centrosolar AG zurückgegriffen werden. Die Ergebnisse einer Untersuchung verschiedener Anbieter von Strahlungsdaten in der Diplomarbeit von Sebastian Voigt [Voi2010, S. 125ff.] wurden auf Aktualität geprüft. Da sich seit 2010 keine wesentlichen Änderungen ergaben, wurden die Daten ebenfalls bei der Firma Meteotest bestellt.

Meteotest bietet die Möglichkeit, ein typisches Jahr in einminütiger Auflösung zu bestellen. Hierbei handelt es sich um ein durchschnittliches Testreferenzjahr über die Jahre 1981-2000. Genutzt wird dabei eine Kombination aus Bodenmessungen und Satellitendaten. Durch Interpolation zwischen Messstationen kann jeder beliebige Ort in Deutschland simuliert werden. In Zusammenhang mit den oben genannten Empfehlungen von Quaschnig lässt sich ableiten, dass dies zu einer eher vorsichtigen Prognose bezüglich der Einstrahlungssumme eines Jahres führt.

Die Daten sind in 1-minütiger Auflösung zunächst für den Standort Schlotheim (51,2°Nord; 10,6°Ost) bestellt worden. Schlotheim befindet sich im Zentrum von Deutschland und liegt in seiner Jahreseinstrahlungssumme im deutschen Durchschnitt (siehe Anhang C.1 und C.2). Folgende Parameter sind in den Daten enthalten:

- Globale Bestrahlungsstärke auf die Horizontale in W/m^2
- Diffuse Bestrahlungsstärke auf die Horizontale in W/m^2
- Direkte Bestrahlungsstärke auf die Horizontale in W/m^2
- Lufttemperatur in $^{\circ}C$
- Windgeschwindigkeit in m/s

3.3 Modellierung der Einstrahlung auf die Modulebene

In der wissenschaftlichen Literatur wird für den Einstieg in dieses Thema zunächst die Produktion von Energie in der Sonne (Kernfusion, Oberflächentemperatur, schwarzer Strahler, Spektrum AM0), sowie die Abschwächung der Strahlung auf dem Weg durch die Erdatmosphäre (Reflexion, Absorption, Rayleigh-, Mie-Streuung, Air Mass) erläutert. Da für diese Arbeit jedoch Einstrahlungsdaten auf die horizontale Erdoberfläche genutzt werden (siehe Abschnitt 3.1), wird dieses Grundwissen hier nicht näher ausgeführt.¹⁴

3.3.1 Bestimmung der Sonnenposition

Zur Bestimmung aller Komponenten der globalen Bestrahlungsstärke auf die Modulebene $E_{G,gen}$ benötigt man genaue Kenntnis über den Sonnenstand zu jedem Zeitpunkt des Tages. Für die benötigten Parameter werden weltweit leider verschiedene Definitionen und Konventionen genutzt. Alle nachfolgenden Definitionen sind nach DIN5034 Teil 2 [DIN5034].

Jede Sonnenposition kann über die Sonnenhöhe (Elevation) und das Sonnenazimut eindeutig bestimmt werden. Nach DIN 5034 ist die Sonnenhöhe „der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont, vom Beobachter aus betrachtet“ [DIN5034, S. 1]. Der Sonnenazimut beschreibt „den Winkel zwischen der geografischen Nordrichtung und dem Vertikalkreis durch den Sonnenmittelpunkt“ [DIN5034, S. 1], wobei ($0^\circ = \text{Nord}$, $90^\circ = \text{Ost}$, etc.). Zur Veranschaulichung sind beide Definitionen in Abbildung 3–2 grafisch dargestellt.

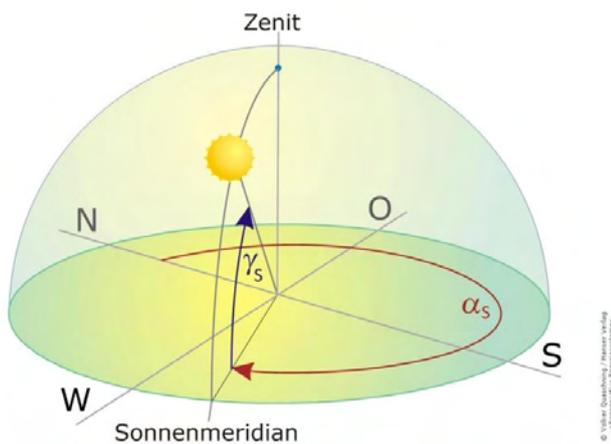


Abbildung 3–2: Winkelbezeichnungen des Sonnenstandes nach DIN 5034

Quelle: [Qua2011, S. 64]

Neben dem geografischen Standort ist für die Position der Sonne am Himmel auch die Position der Erde auf ihrer Laufbahn um die Sonne relevant. Denn die Erdachse ist gegenüber der Ebene

¹⁴ Diese Informationen, sowie Daten zu Sonne und Erde können u. a. in [Qua2011], [Duf1976] und [Hüb2007] nachgelesen werden.

der Erdbahn um die Sonne (Ekliptik) um $23,45^\circ$ geneigt. Bewegt sich die Erde im Laufe des Jahres um die Sonne, ändert sich der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung (Abbildung 3–3). [Häb2007, S. 26f.]

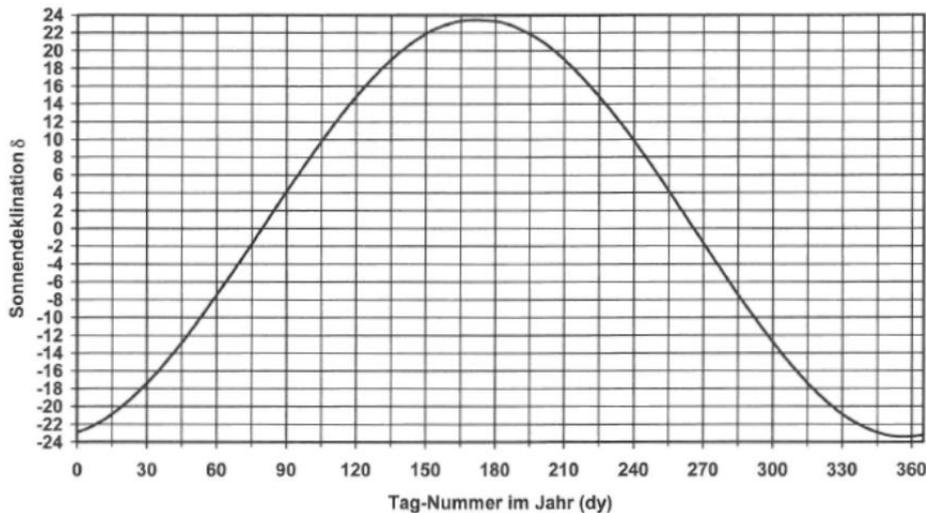


Abbildung 3–3: Sonnendeklination δ im Verlauf des Jahres

Quelle: [Häb2007, S. 27]

Für die Berechnung der Sonnenposition gibt die DIN 5034 einen Algorithmus vor [DIN5034, S. 2f.]:

Zunächst wird über den Parameter J' der Tag des Jahres als Winkel formuliert,

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

mit

$$J' \quad \text{Tag des Jahres} \quad [^\circ]$$

womit im Anschluss die Sonnendeklination δ und eine Zeitgleichung Zgl berechnet werden.

$$\delta = \{0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ)\}^\circ \quad \text{Formel 3-2}$$

mit

$$\delta \quad \text{Sonnendeklination} \quad [^\circ]$$

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

mit

$$Zgl \quad \text{Zeitgleichung} \quad [\text{min}]$$

Als nächster Schritt wird aus der lokalen Uhrzeit LZ , der Zeitzone und der geografischen Länge λ die mittlere Ortszeit MOZ

$$MOZ = LZ - \text{Zeitzone} + \lambda \cdot 4 \frac{\text{min}}{\text{°}} \quad \text{Formel 3-4}$$

mit

MOZ	Mittlere Ortszeit	[min/°]
LZ	Lokale Uhrzeit	[h]
λ	Geografischer Längengrad	[°]

ermittelt. 4 min/° steht für den zeitlichen Abstand zwischen zwei ganzzahligen Längengraden und ergibt sich aus

$$\frac{1440 \frac{\text{min}}{\text{Tag}}}{360 \frac{\text{°}}{\text{Tag}}} = 4 \frac{\text{min}}{\text{°}} \quad \text{Formel 3-5}$$

Aus der Summe von mittlerer Ortszeit und Zeitgleichung ergibt sich nun die wahre Ortszeit

$$WOZ = MOZ + Zgl \quad \text{Formel 3-6}$$

mit

WOZ	Wahre Ortszeit	[h]
-------	----------------	-----

Berechnet man nun mithilfe der wahren Ortszeit den Stundenwinkel

$$\omega = (12.00\text{h} - WOZ) \cdot 15 \frac{\text{°}}{\text{h}} \quad \text{Formel 3-7}$$

mit

ω	Stundenwinkel	[°]
----------	---------------	-----

lassen sich schließlich über den Breitengrad φ die Sonnenhöhe γ_S und das Sonnenazimut α_S bestimmen:

$$\gamma_S = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad \text{Formel 3-8}$$

mit

γ_S	Sonnenhöhe	[°]
φ	Geografischer Breitengrad	[°]

$$\alpha_S = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi} & \text{für } WOZ \leq 12:00 \text{ h} \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi} & \text{für } WOZ > 12:00 \text{ h} \end{cases} \quad \text{Formel 3-9}$$

mit

α_S	Sonnenazimut	[°]
------------	--------------	-----

Ausgewählte Sonnenbahnen im Jahresverlauf wurden für den Simulationsstandort Schlotheim und andere Standorte bereits in Abbildung 2–2 (S. 14) gezeigt.

Da die direkte Bestrahlungsstärke auf eine senkrecht zur Sonne geneigte Fläche stets größer ist als die direkte Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen, ist es wichtig, den Einfallswinkel der Sonnenstrahlung zu kennen. Der Einfallswinkel auf die Horizontale kann leicht aus $90^\circ - \gamma_S$ ermittelt werden. Da eine horizontale Montage der Solarmodule, aufgrund der genannten Minderung der Bestrahlungsstärke, in Deutschland nicht sinnvoll ist, muss der etwas aufwendiger zu berechnende Einfallswinkel auf die geneigte Ebene bestimmt werden. [Hüb2007, S. 38ff; Qua2011, S. 66]

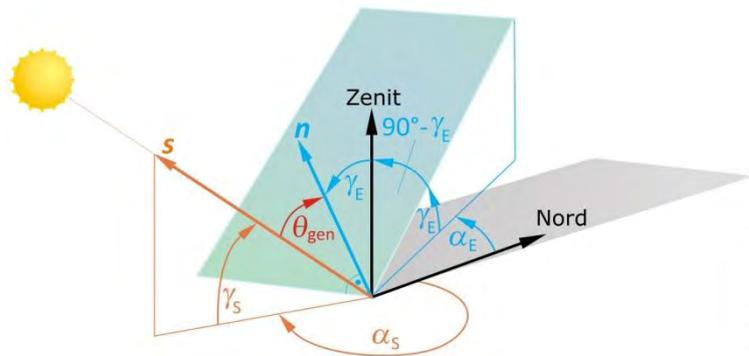


Abbildung 3–4: Veranschaulichung der Winkelbeziehungen zur Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf die geneigte Modulebene

Quelle: [Qua2011, S. 66]

Der Einfallswinkel auf die geneigte Ebene θ_{gen} ist, nach Quaschnig, der Winkel zwischen der Geraden s in Sonnenrichtung und der Flächennormalen n des Moduls (siehe Abbildung 3–4). Hierdurch ergibt sich folgende Beziehung: [Qua2011, S. 66]

$$\theta_{gen} = \arccos (-\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_E \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_E) \quad \text{Formel 3-10}$$

mit

θ_{gen}	Einfallswinkel auf die geneigte Ebene	[°]
α_E	Azimut der Ebene der PV-Anlage (Ausrichtung)	[°]
γ_E	Neigung der PV-Anlage (Modulneigung)	[°]

3.3.2 Berechnung der Sonnenstrahlung auf die geneigte Modulebene

Die Sonnenstrahlung auf die geneigte Modulebene, die sog. globale Bestrahlungsstärke $E_{G,gen}$, setzt sich zusammen aus der direkten Bestrahlungsstärke $E_{dir,gen}$, der diffusen Bestrahlungsstärke $E_{diff,gen}$ und aus dem vom Boden reflektierten Strahlungsanteil $E_{refl,gen}$. [Qua2011, S. 67f.]

$$E_{G,gen} = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{refl,gen} \quad \text{Formel 3-11}$$

mit

$E_{G,gen}$	Globale Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	[W/m ²]
$E_{dir,gen}$	Direkte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	[W/m ²]
$E_{diff,gen}$	Diffuse Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	[W/m ²]
$E_{refl,gen}$	Reflektierte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	[W/m ²]

Abbildung 3–5 zeigt eine schematische Darstellung der einzelnen Komponenten.

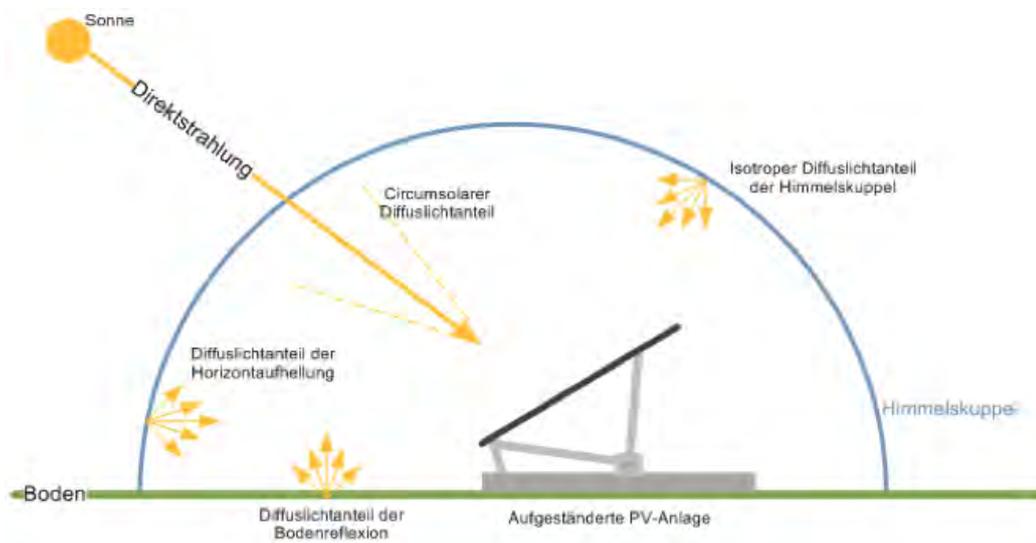


Abbildung 3–5: Schematische Darstellung der Strahlungsanteile auf ein geneigtes PV-Modul

Quelle: [Had2009, S. 13]

Während die direkte Bestrahlungsstärke $E_{dir,gen}$ relativ simpel über

$$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} \cdot r_B \quad \text{Formel 3-12}$$

mit

$$r_B = \max \left\langle 0; \frac{\cos \theta_{gen}}{\sin \gamma_S} \right\rangle \quad \text{Formel 3-13}$$

aus der direkten Strahlung auf die Horizontale $E_{dir,hor}$ berechnet werden kann, ist die Berechnung der diffusen Bestrahlungsstärke vielseitiger. Da die Diffusstrahlung - außer bei klarem Himmel - häufig die dominante Komponente ist, lohnt es sich diese näher zu betrachten. Aufgrund der Komplexität gibt es jedoch eine Vielzahl an Modellen. In Anhang C.4 wird ein kurzer Überblick über die verschiedenen Modelle gegeben. [Mun2004, S. 144f. u. S. 147]

Hadek [Had2009] vergleicht in seiner Arbeit die Modelle von Gueymard, Hay, Klucher und Perez mit meteorologischen Datensätzen für den Standort Freiburg aus den Jahren 2005 und 2009. Dabei kommt er zu dem Schluss, dass die Modelle von Hay und Perez die besten Ergebnisse zeigen. Da das Modell von Hay (2. Generation) eine wesentlich kürzere Programmierung erlaubt als das Perez-Modell (3.Generation), wird es für diese Arbeit bevorzugt.

Das Hay Modell geht davon aus, dass der diffuse Strahlungsanteil auf eine horizontale Ebene $E_{diff,hor}$ aus zirkumsolaren und einheitlich himmelsdiffusen Komponenten im Hintergrund besteht. Dementsprechend gewichtet Hay die beiden Komponenten:

$$E_{diff,gen} = E_{diff,hor} \cdot [F \cdot r_B + (1 - F) \cdot \cos^2\left(\frac{\gamma_E}{2}\right)] \quad \text{Formel 3-14}$$

mit

$E_{diff,hor}$ diffuser Strahlungsanteil auf eine horizontale Ebene [W/m²]

F steht dabei für den bereits erwähnten Klarheitsindex in Modellen der zweiten Generation. Mit steigender Direkteinstrahlung nimmt der einheitlich himmelsdiffuse Anteil $((1 - F) \cdot \cos^2\left(\frac{\gamma_E}{2}\right))$ ab und der zirkumsolare Anteil $(F \cdot r_B)$ zu.

Der Klarheitsindex berechnet sich wie folgt:

$$F = \frac{E_{G,hor} - E_{diff,hor}}{E_{ex}} \quad \text{Formel 3-15}$$

mit

F Klarheitsindex [-]

mit der extraterrestrischen Strahlung auf die Horizontale

$$E_{ex} = 1367 \cdot [1 + 0,033 \cdot \cos(0,0172024 \cdot TDJ)] \cdot \sin \gamma_S \quad \text{Formel 3-16}$$

mit

E_{ex} Extraterrestrische Strahlung auf die Horizontale [W/m²]

TDJ Tagesnummer des Jahres (1 = 1. Januar; 2 = 2. Januar; etc.) [-]

Tabelle 3-2 zeigt, wie unterschiedliche Werte des Klarheitsindex F interpretiert werden können.

$F = 0$	stark bewölker Himmel
$F \approx 0,18$	leicht bewölker Himmel
$F \approx 0,51$	klarer Himmel
$F \approx 0,61$	sehr klarer Himmel

Tabelle 3-2: Interpretationen verschiedener Werte des Klarheitsindex F

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Mun2004, S.145]

Nachdem nun die direkten und diffusen Strahlungskomponenten bestimmt wurden, muss als letzte Komponente aus Formel 3-11 noch die Bodenreflexion $E_{refl,gen}$ bestimmt werden. Nach Quaschnig „lässt sich die vom Boden reflektierte Strahlung mit Hilfe des Albedo-Wertes \mathcal{A} aus der gesamten Bestrahlungsstärke $E_{G,hor}$ auf der Horizontalen berechnen“ [Qua2011, S. 69]:

$$E_{refl,gen} = E_{G,hor} \cdot A_{refl} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos \gamma_E) \quad \text{Formel 3-17}$$

mit

A_{refl} Albedo [-]

Eine Tabelle mit Beispielwerten für die Albedo \mathcal{A} befindet sich in Anhang C.4. Bei unbekannter Umgebung wird meist der Wert $\mathcal{A} = 0,2$ verwendet [Qua2011, S. 69].

Die in jedem Viertelstundenintervall i auf die Modulebene eingestrahlte Energiemenge $H_{G,gen}$ kann schließlich durch

$$H_{G,gen,i} = E_{G,gen} \cdot \frac{1}{4} h \quad \text{Formel 3-18}$$

mit

$H_{G,gen,i}$ In jedem Viertelstundenintervall i auf die Modulebene eingestrahlte Energiemenge [W/m²]

bestimmt werden.

3.4 Modellierung des Ertrags der Photovoltaikanlage

Aus Abschnitt 3.3 erhält man die auf die Modulebene eingestrahlte Energiemenge $H_{G,gen}$. Zusammen mit einigen Informationen über die geplante PV-Anlage kann nun die generierte Strommenge für jedes Viertelstundenintervall ermittelt werden. Zunächst berechnet man über $H_{G,gen}$ und die Nennleistung der PV-Anlage bei Standardtestbedingungen¹⁵ (STC) P_{STC} den idealen Energieertrag

$$Y_{ideal} = \frac{P_{STC} \cdot H_{G,gen}}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad \text{Formel 3-19}$$

mit

Y_{ideal} Energieertrag der PV-Anlage unter Idealbedingungen (theoretisch) [kWh]

P_{STC} Nennleistung der PV-Anlage bei Standardtestbedingungen (STC) [kW]

In der realen Anwendung führen jedoch verschiedene Anwendungen zu Leistungsminderungen (Abbildung 3–6).

¹⁵ Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m², Spektrum AM 1.5, Zelltemperatur 25 °C

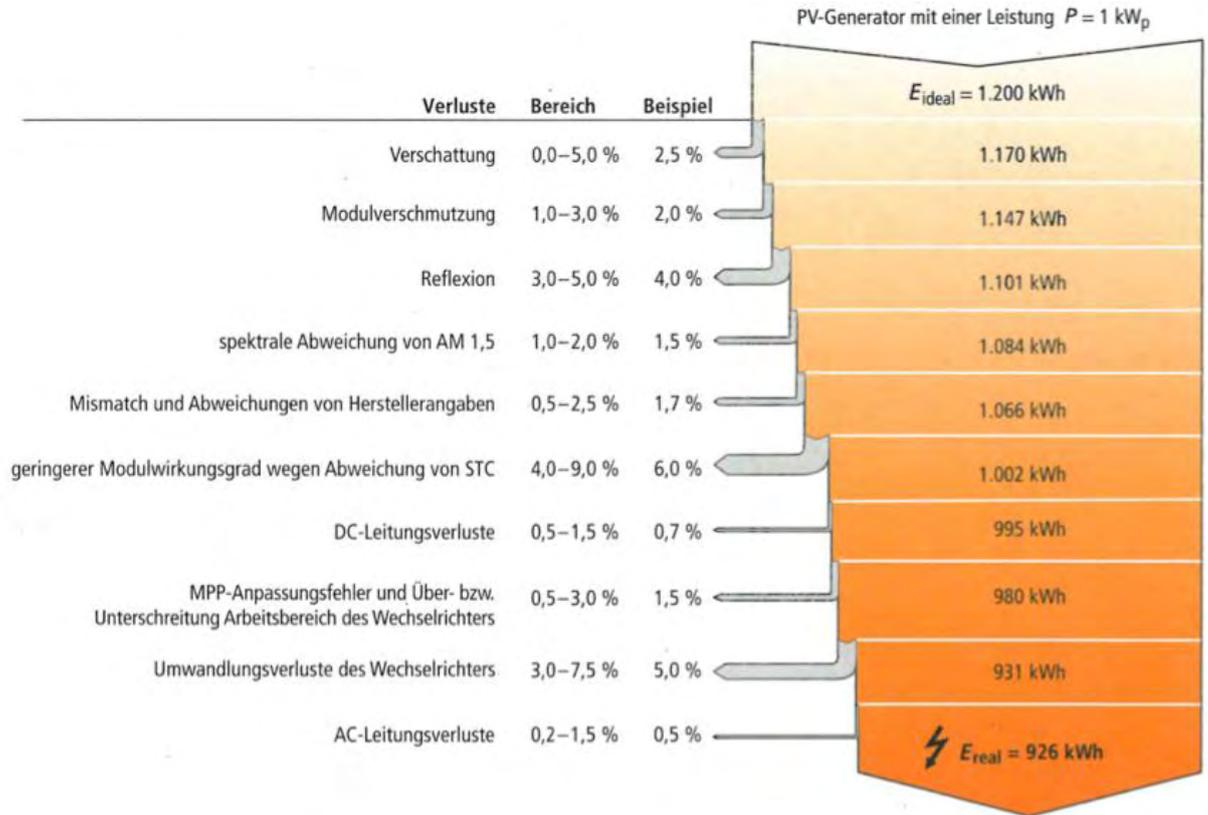


Abbildung 3–6: Leistungsverluste in PV-Anlagen und ihre Ursachen

Quelle: [DGS2010, S. 5-69]; Vorsicht: E in der Grafik entspricht in dieser Thesis Y .

Diese in der Realität unvermeidlichen Leistungsverluste werden über die sog. Performance Ratio PR ausgedrückt. Somit ist der reale Anlagenertrag

$$Y_{real} = PR \cdot Y_{ideal} \quad \text{Formel 3-20}$$

mit

Y_{real}	Realer Energieertrag der PV-Anlage	[kWh]
PR	Performance Ratio	[-]

Hierbei ist zu beachten, dass die PR im Laufe eines Tages nicht konstant ist. Um dies zu berücksichtigen, werden die in Abbildung 3–6 dargestellten Leistungsverluste für diese Arbeit in drei Gruppen eingeteilt:

- Temperatur-Korrekturfaktor k_T
- Schwachlicht-Korrekturfaktor k_S
- Generator-Korrekturfaktor k_G

Die ersten beiden Korrekturfaktoren beachten Leistungsänderungen im Laufe des Tages. Letzterer ist die Summe aller übrigen leistungsmindernden Einflüsse. Er wird im Tages- und Jahresverlauf als konstant angenommen. Somit lautet die Performance Ratio für jedes Zeitintervall i :

$$PR_i = k_{T,i} \cdot k_{S,i} \cdot k_G$$

Formel 3-21

mit

k_T	Temperatur-Korrekturfaktor	[-]
k_S	Schwachlicht-Korrekturfaktor	[-]
k_G	Generator-Korrekturfaktor	[-]

3.4.1 Temperatur-Korrekturfaktor k_T

Der Temperatur-Korrekturfaktor beschreibt die Auswirkungen von Veränderungen der Zelltemperatur T_Z auf die generierte Leistung des PV-Generators. Mit steigender Temperatur sinkt die Leerlaufspannung einer PV-Zelle deutlich ab (Abbildung 3–7).

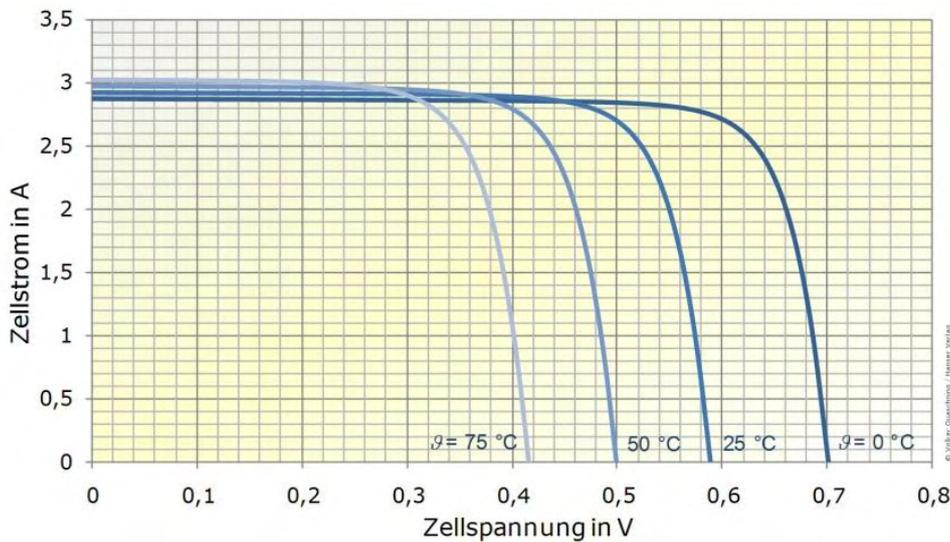


Abbildung 3–7: Temperaturabhängigkeit der I-U-Kennlinie einer Solarzelle

Quelle: [Qua2011, S. 192]

Der gleichzeitige Anstieg des Kurzschlussstroms und die Abnahme des Füllfaktors sind minimal. Daher sinkt die durch die Zelle generierte Leistung im Maximum Power Point (MPP) gemäß Formel 3-22.

$$P_{MPP} = \uparrow I_{SC} \cdot \downarrow \downarrow U_{OC} \cdot \downarrow FF$$

Formel 3-22

mit

P_{MPP}	Leistung im Maximum-Power-Point (MPP)	[W]
I_{SC}	Kurzschlussstrom (Short Circuit)	[A]
U_{OC}	Leerlaufspannung (Open Circuit)	[V]
FF	Füllfaktor	[-]

Dies gilt vice versa für sinkende Temperaturen. Um dieses Verhalten zu beschreiben, wird von allen Herstellern der sog. Temperaturkoeffizient c_T auf dem Moduldatenblatt angegeben. [Qua2011, S. 192; Hüb2007, S. 88]

Für jedes Intervall i kann somit über den Temperaturkoeffizienten c_T , die Zelltemperatur T_Z zum jeweiligen Zeitpunkt und die Temperatur bei STC (25 °C) der Korrekturfaktor

$$\begin{aligned}
 k_{T,i} &= \frac{\eta_{real}}{\eta_{STC}} && \text{Formel 3-23} \\
 &= \frac{\eta_{STC} \cdot (1 + c_T \cdot \Delta T)}{\eta_{STC}} \\
 &= 1 + c_T \cdot (T_{Z,i} - 25^\circ C)
 \end{aligned}$$

mit

η_{real}	Realer Wirkungsgrad	[%]
η_{STC}	Wirkungsgrad unter STC	[%]
c_T	Temperaturkoeffizient	[/K]
T_Z	Zelltemperatur	[°C]

bestimmt werden [vgl. Hüb2007, S. 455]. Die Zelltemperatur kann unter Verwendung verschiedener Methoden beschrieben werden. Die verbreitetste Methode verwendet die nominale Betriebszelltemperatur (*NOCT*), definiert als die Temperatur der Zelle bei einer Einstrahlung von 800 W/m² in Modulebene ($E_{G,gen}$), 20 °C Lufttemperatur, 1 m/s Windgeschwindigkeit und im Leerlaufbetrieb [Luq2003, S. 296; Glo2011, S. 8]:

$$T_{Z,i} = T_{U,i} + \frac{E_{G,gen,i} \cdot (NOCT - 20^\circ C)}{800 \frac{W}{m^2}} \quad \text{Formel 3-24}$$

mit

T_U	Umgebungstemperatur	[°C]
<i>NOCT</i>	Nominale Betriebstemperatur	[°C]

Dabei ist $T_{U,i}$ die Umgebungstemperatur zum jeweiligen Zeitintervall, welche aus den Wetterdaten bekannt ist.

3.4.2 Schwachlicht-Korrekturfaktor k_s

Neben der Zelltemperatur ist die Kennlinie einer Solarzelle auch von der Bestrahlungsstärke abhängig. Abbildung 3–8 zeigt, wie sich unterschiedliche Bestrahlungsstärken auf die I-U-Kennlinie eines Moduls und somit auf seine Leistung auswirken.

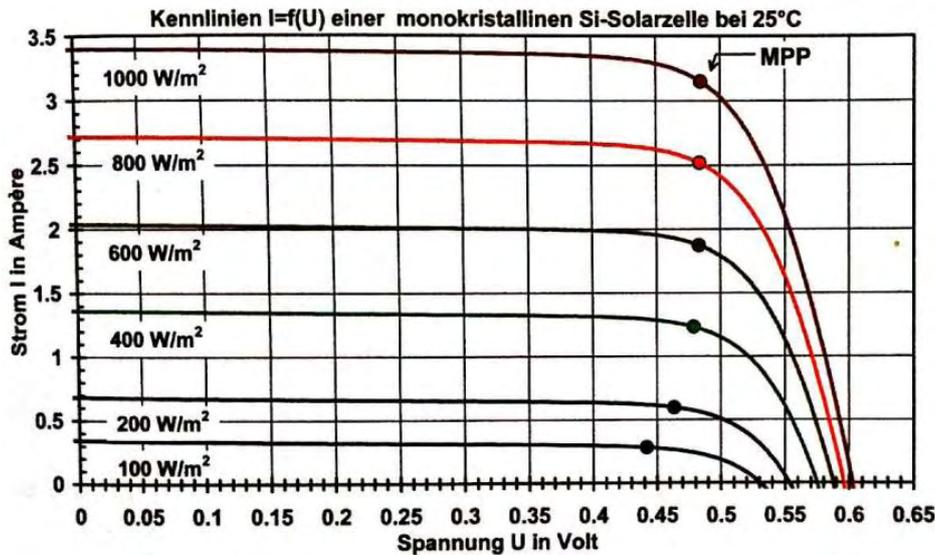


Abbildung 3–8: Beispielhafte $I-U$ -Kennlinien mit MPP eines Solarmoduls mit der Einstrahlung als Parameter bei konstanter Temperatur

Quelle: [Häb2010, S. 87]

Man erkennt, dass der Kurzschlussstrom proportional zur Bestrahlungsstärke ist. Die Leerlaufspannung nimmt dagegen mit steigender Bestrahlungsstärke nur wenig zu.

Das Verhältnis zwischen der Spannung bei maximaler Leistung (MPP) und der Leerlaufspannung variiert laut Häberlin [Häb2007, S. 87f.] nur wenig, weshalb die MPP-Spannung bei kleineren Bestrahlungsstärken etwas kleiner ist. Bei ganz kleinen Bestrahlungsstärken ($<200 \text{ W/m}^2$) fällt zudem der durch den Parallelwiderstand fließende Strom stärker ins Gewicht und vermindert die Spannung über der Solarzelle zusätzlich (Abbildung 3–8). Beide Effekte führen dazu, dass die Leistung und somit auch der Wirkungsgrad des Solarmoduls reduziert werden.

Um dieses Verhalten bei geringen Bestrahlungsstärken (Schwachlicht) zu berücksichtigen, wird in dieser Arbeit der Schwachlicht-Korrekturfaktor k_s eingeführt. Er ist normiert auf den durchschnittlichen Modulwirkungsgrad bei Bestrahlungsstärken über 200 W/m^2 und beschreibt die Minderung des Wirkungsgrades unterhalb von 200 W/m^2 .

Leider gibt es nur wenige Daten in diesem Bereich der Bestrahlungsstärke, da die Prüfgeräte (sog. Flasher) der Centrosolar AG nur eine minimale Einstrahlung von 200 W/m^2 erlauben. Es gibt jedoch eine Messung eines Centrosolar Moduls, welche die $I-U$ -Kennlinie bei 100 W/m^2 aufgezeichnet hat. In Absprache mit dem für die Modulzertifizierung verantwortlichen Mitarbeiter der Centrosolar AG wurde das Verhalten zwischen 0 und 100 W/m^2 sowie zwischen 100 und 200 W/m^2 jeweils mit einer Potenzfunktion dargestellt. Die Funktionen und der Verlauf des Schwachlicht-Korrekturfaktors bei verschiedenen Bestrahlungsstärken sind in Abbildung 3–9 dargestellt.

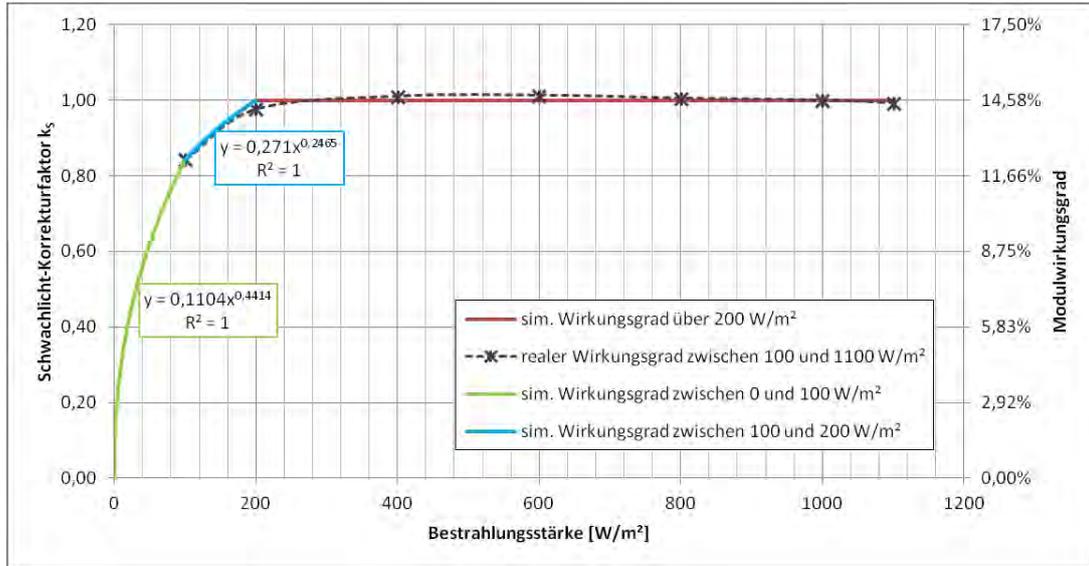


Abbildung 3–9: Schwachlicht-Korrekturfaktor und Modulwirkungsgrad bei verschiedenen Bestrahlungsstärken in der Simulation

3.4.3 Generator-Korrekturfaktor k_G

Die Simulation soll so gestaltet werden, dass der Nutzer die PR der zu simulierenden Anlage eingibt. Hieraus errechnet das Programm die Verteilung auf die als variabel (k_s und k_T) und die als konstant (k_G) angesehenen Anteile der Performance Ratio (vgl. Formel 3-21). Um diese Berechnung zu erläutern, lohnt sich ein genauerer Blick auf die Performance Ratio. Wie bereits zu Beginn des Abschnitts 3.4 erläutert, ist die PR das Verhältnis aus der im Idealfall erzeugten Energie und der real erzeugten Energie einer PV-Anlage (Formel 3-20). Dies kann auch als Verhältnis der beiden Wirkungsgrade gesehen werden:

$$PR = \frac{\eta_{AC,real}}{\eta_{Modul,STC}} \quad \text{Formel 3-25}$$

mit

$\eta_{AC,real}$	Wirkungsgrad unter realen Bedingungen bis zum Ausgang des Wechselrichters	[%]
$\eta_{Modul,STC}$	Wirkungsgrad des Moduls unter STC	[%]

$\eta_{AC,real}$ beschreibt dabei, welche Menge der über ein Jahr im Intervall i mit der Dauer Δt auf die Generatorfläche A eingestrahlten Energie

$$H_{G,gen} = \sum_i (E_{G,gen} \cdot A \cdot \Delta t) \quad \text{Formel 3-26}$$

mit

A	Generatorfläche	[m ²]
Δt	Dauer eines Intervalls i (15 min)	[min]

zur Stromerzeugung (Y_{AC}) genutzt werden konnte:

$$\eta_{AC,real} = \frac{Y_{AC}}{H_{G,gen}} \quad \text{Formel 3-27}$$

mit

Y_{AC} Ertrag der PV-Anlage (am Wechselrichterausgang) [kWh]

Die Generatorfläche A folgt aus der Definition der MPP-Leistung des Moduls bei STC:

$$P_{Modul,STC} = 1 \frac{kW}{m^2} \cdot \eta_{Modul,STC} \cdot A \quad \text{Formel 3-28}$$

mit

$P_{Modul,STC}$ MPP-Leistung des Moduls bei STC [kW]
 $\eta_{Modul,STC}$ Wirkungsgrad des Moduls bei STC [-]

Ersetzt man somit in Formel 3-26 die Generatorfläche A durch

$$A = \frac{P_{Modul,STC}}{1 \frac{kW}{m^2} \cdot \eta_{Modul,STC}} \quad \text{Formel 3-29}$$

erhält man

$$H_{G,gen} = \sum_i (E_{G,gen,i} \cdot \frac{P_{Modul,STC}}{1 \frac{kW}{m^2} \cdot \eta_{Modul,STC}} \cdot \Delta t) \quad \text{Formel 3-30}$$

Trennt man als Nächstes in Formel 3-30 die als konstant betrachteten Parameter von den veränderlichen Parametern, erhält man

$$H_{G,gen} = \frac{P_{Modul,STC} \cdot \Delta t}{\eta_{Modul,STC}} \cdot \sum_i \left(\frac{E_{G,gen,i}}{1 \frac{kW}{m^2}} \right) \quad \text{Formel 3-31}$$

Die erzeugte Energie am Wechselrichterausgang kann beschrieben werden als

$$\begin{aligned} Y_{AC} &= \sum_i (P_{AC,i} \cdot \Delta t) \quad \text{Formel 3-32} \\ &= \Delta t \cdot P_{Modul,STC} \cdot k_G \cdot \sum_i \left(\frac{E_{G,gen,i}}{1 \frac{kW}{m^2}} \cdot k_{T,i} \cdot k_{S,i} \right) \end{aligned}$$

Durch diese Formulierungen für $H_{G,gen}$ und Y_{AC} kann Formel 3-27 umformuliert werden zu

$$\eta_{AC,real} = k_G \cdot \eta_{Modul,STC} \cdot \frac{\sum_i \left(\frac{E_{G,gen,i}}{1 \frac{kW}{m^2}} \cdot k_{T,i} \cdot k_{S,i} \right)}{\sum_i \left(\frac{E_{G,gen,i}}{1 \frac{kW}{m^2}} \right)} \quad \text{Formel 3-33}$$

Ersetzt man schließlich in Formel 3-25 $\eta_{AC,real}$ durch diesen Term, lässt sich die Performance Ratio PR über den gesamten Betrachtungszeitraum beschreiben als

$$PR = k_G \cdot \frac{\sum_i (E_{G,gen,i} \cdot k_{T,i} \cdot k_{S,i})}{\sum_i (E_{G,gen,i})} \quad \text{Formel 3-34}$$

Mithilfe dieser Gleichung kann das Simulationsprogramm nun für die vom Nutzer erwartete PR über Formel 3-34 den dazugehörigen Generator-Korrekturfaktor k_G ermitteln.

3.5 Zwischenergebnis und gewählte Grundeinstellung der Ertragssimulation

In erster Linie aufgrund der mangelnden Datenauflösung von gängigen professionellen Ertragssimulationsprogrammen ist es notwendig, eine eigene Simulation des Anlagenenertrags zu erstellen. Als Basis wurden Strahlungsdaten auf die Horizontale für ein sog. typisches Jahr verwendet (Abschnitt 3.2).

Ausgehend davon wird mithilfe des Modells von Hay die Einstrahlung auf eine beliebig geneigte Modulebene berechnet. Beachtet wird dabei sowohl die direkte, als auch die diffuse - bestehend aus reflektierter und himmeldiffuser - Solarstrahlung (Abschnitt 3.3).

Abschnitt 3.4 zeigt schließlich, welche Energie die PV-Anlage in jedem Viertelstundenintervall eines Jahres liefert. Dabei werden die Einflüsse von Temperatur (k_T) und Einstrahlung (k_S) auf die Performance Ratio der PV-Anlage berücksichtigt. Ausgehend von der erwarteten Performance Ratio wird ein weiterer Korrekturfaktor für das gesamte Generatorsystem (k_G) bestimmt, der verschiedene Einflüsse vereinen soll.

Die erstellte Ertragssimulation ermöglicht zusätzlich die individuelle Prognose des Direktverbrauchs anhand von Smart Meter Daten.

Grundeinstellungen der Ertragssimulation

Simulationsstandort für die Eigenverbrauchskurven ist Schlotheim (51.200°N, -10.600°W). Prinzipiell bietet das Programm die Möglichkeit, die Wetterdaten von Schlotheim in ihrer Jahressumme näherungsweise auf jeden beliebigen Standort in Deutschland anzupassen. Aufgrund der

gewählten Vorgehensweise (Abschnitt 2.2.3) ist diese Näherung allerdings im Rahmen dieser Thesis nicht notwendig.

Als Modultyp wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit von einem Centrosolar S245P60 Professional ausgegangen. Dieses Modul hat einen

- Zellwirkungsgrad unter STC-Bedingungen von $\eta_{Zell,STC} = 16,4 \%$,
- Modulwirkungsgrad unter STC-Bedingungen von $\eta_{Modul,STC} = 14,9 \%$
- Temperaturkoeffizient von $c_T = -0,43 \%/K$
- und eine *NOCT* von $46 \text{ }^\circ\text{C}$.

Außerdem wird für alle Simulationen von einer

- Performance Ratio der PV-Anlage von $PR = 0,8$ [Qua2011, S. 238]
- und einer Albedo von $0,2$ für unbekannte Umgebung [Qua2011, S. 69] ausgegangen.

Alle Einstellungen können jedoch von zukünftigen Nutzern über eine Eingabemaske schnell angepasst werden.

4 Simulation des Haushaltslastgangs

4.1 Zielsetzung

Nachdem nun aus Kapitel 3 die PV-Erträge für jedes Viertelstundenintervall vorliegen, wird in diesem Kapitel beschrieben, wie der Stromverbrauch in jedem Intervall simuliert wird.

Die Modellierung eines Haushaltslastgangs stellt eine große Herausforderung dar. Es muss die Lastkurve eines kompletten Jahres abgebildet werden, bei einer Auflösung von wenigen Minuten. Es müssen Verhaltensweisen der Hausbewohner genauso beachtet werden, wie Geräteausstattung und Verbrauch der Geräte. Dabei ist das Ziel nicht die Simulation eines speziellen Haushalts¹⁶, denn die Schwankungen von einem Haushalt zum Nächsten sind zu groß. Vielmehr ist das Ziel die Abbildung eines durchschnittlichen Verbrauchsverhaltens.

Hierfür muss zunächst eine Möglichkeit gefunden werden, den genannten Anforderungen gerecht zu werden. Für diesen Zweck ist eine ausführliche Recherche notwendig, um festzustellen, ob Messdaten aus vorherigen Studien verfügbar sind oder ob ein synthetisches Profil erstellt werden muss. Ist Letzteres der Fall, muss ein Modell entwickelt werden, welches in der Lage ist die oben genannten Anforderungen abzubilden. Im Anschluss wird die gewählte Vorgehensweise detailliert beschrieben.

4.2 Modellierung der Lastganglinie von Privathaushalten

Die Modellierung des Lastgangs eines Privathaushaltes ist eine komplexe Aufgabe. Wesentliche Faktoren sind dabei

- die Anzahl der Verbrauchsgeräte,
- die Art der Verbrauchsgeräte
- und das Nutzungsverhalten.

Besonders bei der Art der Verbrauchsgeräte und beim Nutzungsverhalten gibt es eine beinahe endlose Anzahl an Möglichkeiten. Die Herausforderung liegt darin, diese mannigfaltigen Möglichkeiten auf wenige „typische“ Lastgänge zu reduzieren und gleichzeitig dem individuellen Lastgang eines einzelnen Haushaltes anzunähern. Für jeden dieser typischen Lastgänge kann anschließend eine $f_d f_s$ -Kurve erstellt werden.

¹⁶ Falls gewünscht, könnten die Eingangsparameter des Programms auf ein spezielles Verhalten bzw. auf einen bestimmten Haushalt eingestellt werden. Dies ist jedoch sehr aufwendig. Im Rahmen der Arbeit ist es daher vielmehr das Ziel einen allgemeingültigen „Daumenwert“ zur ermitteln.

4.2.1 Modellierung über VDEW-Standardlastprofil

Für die Darstellung der Haushaltslastgänge ist es weit verbreitet, die Standardlastprofile des VDEW¹⁷ zu nutzen (Abbildung 4–1). Hierbei handelt es sich um normierte Verbrauchskurven, die vom Lehrstuhl Energiewirtschaft der BTU Cottbus im Auftrag des VDEW erstellt wurden, um „Lastprofile zu ermitteln, die dem wechselwilligen Einzelkunden in der Praxis einfach zuzuordnen sind“ [VDEW1999, S. 7]. Technisch gesehen beschreiben die VDEW-Standardlastprofile einen vergleichmäßigten Lastgang, wie er an einem Ortsnetztransformator an der Übergabestelle zu einem Mittelspannungsnetz zu erwarten ist [Hüh2008, S. 1].

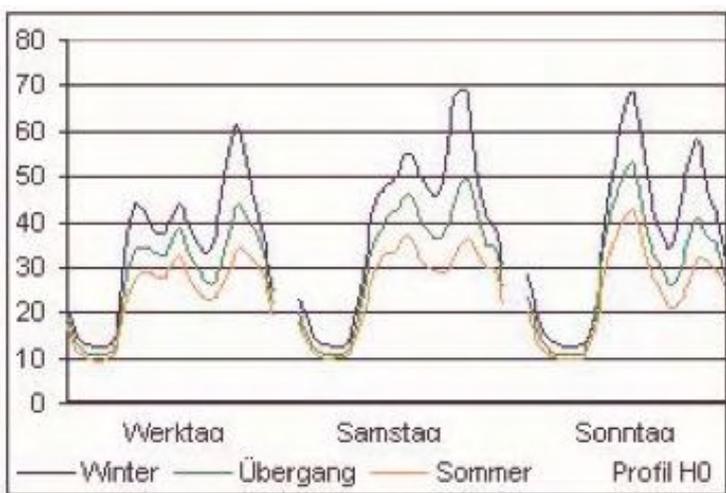


Abbildung 4–1: VDEW-Standardlastprofil H0 für Haushalte. Die Werte der Ordinatenachse sind Viertelstunden-Leistungswerte, die auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh normiert sind.

Quelle: [VDEW1999, S. 26]

In der hierfür angefertigten Studie wurden Messungen aus verschiedenen Zeiträumen zwischen 1980 und 1998 ausgewertet und nach Kundengruppen zusammengefasst. Die Studie beschreibt, dass „ab einer bestimmten Anzahl von Kunden die Unterschiede in den resultierenden Summenlastgängen recht gering sind“ [VDEW1999, S. 7]. Hieraus leitet sich jedoch bereits das Problem für die Verwendung in dieser Arbeit ab. Denn das in dieser Arbeit simulierte Profil soll einen einzelnen Kunden abbilden. Deutlich wird diese Problematik in Abbildung 4–2.

¹⁷ Verband der Elektrizitätswirtschaft. Seit 2007: Bundesverband der Energie- und Wasserversorgung (BDEW).

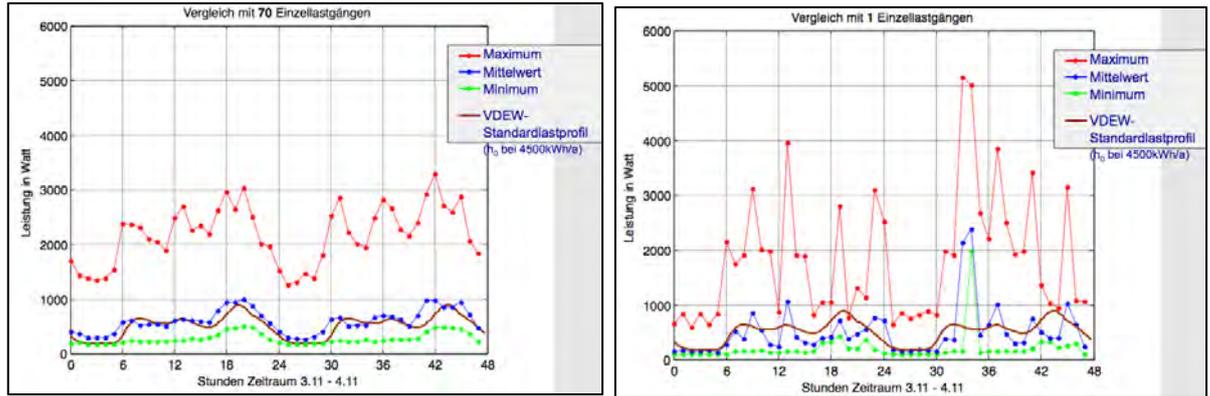


Abbildung 4–2: Vergleich des VDEW-Standardlastprofils mit 70 Einzellastgängen und 1 Einzellastgang für zwei exemplarische Tage.

Quelle: [Ker2010, S. 8ff.]

Während das VDEW-Standardlastprofil bei einer Anzahl von 70 Lastgängen eine relativ gute Näherung des Mittelwertes dieser Lastgänge darstellt, ist es für den Einzelfall völlig unbrauchbar. In Abbildung 4–3 ist die Ursache hierfür klar zu erkennen.

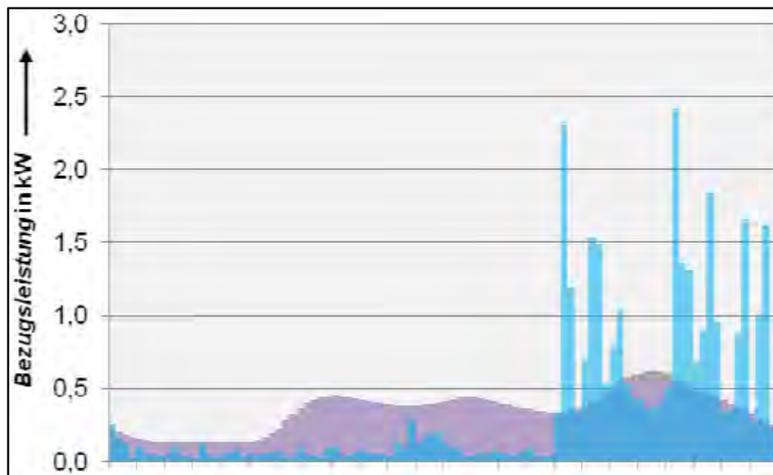


Abbildung 4–3: Standardisiertes Lastprofil (violett) und gemessener Lastgang (blau) eines Haushaltes

Quelle: [Bär2008, S 2]

Aufgrund der geringeren Spitzenleistung durch die Gruppierung im VDEW-Standardlastprofil und der damit einhergehenden Glättung des Lastgangs ergeben sich starke Abweichungen zwischen Einzelmessung und VDEW Standardlastprofil.

Dies wird in der Studie der BTU Cottbus ebenfalls verdeutlicht:

„Lastprofile - so gut auch die Stichprobe statistisch sein mag - stellen stets nur eine grobe Annäherung an die tatsächlichen Lastgänge der sie repräsentierenden Gruppen dar. Sie sind sogar bei den meisten Gruppen ungeeignet, das Verhalten eines konkreten Einzelkunden befriedigend abzubilden: Sie ‚funktionieren‘ erst ab einer bestimmten Anzahl von Kunden ähnlicher Charakteristik als Abbild des Gruppenverhaltens.“ [VDEW1999, S. 42]

Kerber [Ker2010, S. 12] beschreibt das VDEW-Standardlastprofil erst ab einer Anzahl von 400 Haushalten als gültig. Bärwaldt und Kurrat [Bär2008, S. 2] sprechen sogar von Gruppen aus einigen Tausend gleichartigen Verbrauchern. Dies liegt nach Aussage der Ersteller der VDEW-Standardlastprofile hauptsächlich an folgenden Ursachen [VDEW1999, S. 42]:

- Stochastische Schwankungen des Leistungsbedarfs der Gruppe, die ein Profil nicht abbilden kann
- Abweichungen im Wochen- und Jahresverlauf werden nicht abgebildet aufgrund der (für den Zweck der BTU-Studie notwendigen) Konzentration auf einen Werktag
- Konzentration auf nur drei Jahreszonen
- Klimatisch bedingte Abweichungen
- Regional synchronisierte Einflüsse (z. B. Unwetter, Gewohnheiten)

Diese Ursachen bilden die Ansatzpunkte für eine realistischere Darstellung eines einzelnen Haushalts in dieser Arbeit. Optimalerweise finden alle genannten Einflüsse Berücksichtigung. Aufgrund des zeitlich eingeschränkten Rahmens dieser Arbeit ist dies jedoch nicht möglich. Daher wird nachfolgend in einem ersten Schritt der wichtigste Einfluss berücksichtigt, indem Haushaltslastgänge über ein stochastisches Lastmodell simuliert werden. Alle weiteren genannten Ursachen können, bei Bedarf, im Anschluss an diese Arbeit durch die Centrosolar AG weiter bearbeitet werden.

4.2.2 Modellierung über Messdaten

Neben der Modellierung über das VDEW-Standardlastprofil ist die Nutzung von realen Messdaten eine weitere Option für die Darstellung der Haushaltslastgänge. Besonders geeignet wären Daten aus Smart Meter Messungen über ein Jahr, vorzugsweise mehrere Jahre. Dies hat aber den Nachteil, dass Messdaten die Vergangenheit widerspiegeln und somit nicht den gewünschten Blick in die Zukunft ermöglichen. Bei einer synthetischen Simulation kann die Wahl der Haushaltsgeräte bei Bedarf angepasst werden.

Außerdem müssten Daten von verschiedenen Haushaltstypen (Personenzahl, Anwesenheit) zur Verfügung stehen, um die von der Centrosolar AG gewünschte Flexibilität zu gewährleisten. Diese Daten selbst zu erheben kam aus Zeitmangel nicht infrage. Laut einer Studie von Fleissner et al. [Fle2012], verfügt das Fraunhofer ISE jedoch über anonymisierte Verbrauchsdaten aus Smart Metering Projekten inklusive umfangreicher soziodemografischer Daten von über 3000 Haushalten. Leider waren diese Daten für rein wissenschaftliche Zwecke erhoben worden, weshalb die Autorin der Studie nicht bereit war, diese Daten an die Centrosolar AG weiterzugeben.

4.2.3 Modellierung über einen synthetischen Ansatz

Aufgrund des beschriebenen Ausschlusses von VDEW Standardlastprofilen und von Messdaten stellt die Simulation der Verbraucherlastgänge über ein flexibles stochastisches Lastmodell die einzige Möglichkeit zur Darstellung der Haushaltslastgänge dar.

Die nachfolgend beschriebene Simulation ist nach dem „bottom-up“-Verfahren aufgebaut.¹⁸ Bei diesem Verfahren beschreibt der Prozess der Synthese die Zusammensetzung einzelner Lastverläufe von Haushaltsgeräten zu Lastgängen einzelner Haushalte. Das erstellte Excel Programm berechnet auf Basis diverser Wahrscheinlichkeitsverteilungen einen Tag. Mittels VBA¹⁹ wird dies 365 mal wiederholt, wobei ein Kalender darauf achtet, ob der jeweilige Tag ein Werktag oder ein Wochenendtag ist.

Um eine Synthese durchführen zu können, müssen die Verbrauchsprofile der Geräte und das Nutzungsverhalten bekannt sein. Hierbei ist insbesondere Letzteres schwierig, da die Gewohnheiten der Benutzer bekannt sein müssen. Für diesen Zweck kann laut Dickert und Schegner entweder auf Befragungen oder auf Erkenntnisse von Energie-Monitorings (Non-Intrusive Appliance Load Monitoring - NIALM) zurückgegriffen werden. Die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen basieren - soweit verfügbar - auf statistischen Daten aus Befragungen. [Dic2011, S. 2f.]

Basierend auf diesen Kenntnissen können Lastgänge für diverse Szenarien, welche verschiedene

- Haushaltsgrößen,
- Verhaltensweisen der Benutzer,
- Energieklassen bei Geräten,
- neue Gerätetechnologien (z. B. Wärmepumpe, Elektrofahrzeuge)

beinhalten, erstellt werden. Aus zeitlichen Gründen muss sich der Anteil dieser Arbeit, abgesehen von der Konzeption des Simulators, auf die ersten beiden Punkte beschränken. Erweiterungen sind jedoch ohne größeren Aufwand möglich.

Betrachtungszeitraum und Auflösung der Simulation ist, durch Vorgabe der Ertragssimulation, ein Intervall von 15 Minuten über ein Jahr (365 Tage). Durch diese Zeitauflösung werden beispielsweise Einschaltströme vernachlässigt und der Lastverlauf durch einen rechteckigen Verlauf nachgebildet. Synthetische Modellierung des Jahreslastgangs verschiedener Haushaltstypen.

¹⁸ Ein Beispiel für den Konterpart „top-down“-Verfahren ist die Vorgehensweise bei der Erstellung des bereits beschriebenen VDEW Standardlastprofils. [Bär2008, S. 2]

¹⁹ „Visual Basic for Applications (VBA) ist eine zu den Microsoft-Office-Programmen gehörende Skriptsprache.“ [Wik2012b] Sie ermöglicht eine Automatisierung von Abläufen in Microsoft Excel.

4.3 Synthetische Modellierung des Jahreslastgangs verschiedener Haushaltstypen

Neben der Art der Geräte ist das Nutzungsverhalten der größte Einflussfaktor auf den Verbrauch und insbesondere auf den Anteil des solaren Direktverbrauchs. Die ausschlaggebenden Parameter sind dabei [vgl. Dic2011, S. 4; Wil2012, S. 3]:

- Benutzungshäufigkeit
- Nutzungsuhrzeit
- Einschaltdauer
- Lastgang während des Betriebs

In der Simulation werden zwei grundlegende Nutzungstypen unterschieden:

- **Werkstätig (W):** An Werktagen ist zwischen 9 und 17 Uhr in der Regel niemand zu Hause. Es wird unterschieden zwischen Werktagen und Wochenendtagen. Nutzungsuhrzeiten konzentrieren sich an Werktagen auf die Abendstunden und kurze Morgenstunden.
- **Nicht werktätig (NW):** In der Regel ist mindestens eine Person auch an Werktagen tagsüber anwesend. Es erfolgt keine Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenendtagen. Außerdem wird von einer höheren Schwankung bei den Nutzungszeiten ausgegangen.

Nach diesen Grundgedanken wurden die Wahrscheinlichkeiten für die Benutzungshäufigkeit und die Startuhrzeiten gewählt. Nachfolgend wird die Umsetzung der vier oben genannten Parameter des Nutzungsverhaltens der Reihe nach beschrieben, wobei auch auf die Nutzungstypen näher eingegangen wird.

4.3.1 Benutzungshäufigkeit

Die Benutzungshäufigkeit orientiert sich für alle Geräte an Angaben aus den Arbeiten von Bürger [Bür2009], Schlomann et al. [Schlo2004] und vom Statistischen Bundesamt [Sta2009]. Ausgehend von diesen Werten (Tabelle 4-1) für einen deutschen Durchschnittshaushalt wird die Benutzungshäufigkeit eines Tages simuliert.

Gerät bzw. Merkmal	Durchschnittliche Ausprägung
Waschmaschine	12,2 Waschgänge pro Monat
Wäschetrockner	9,7 Trockenvorgänge pro Monat
Geschirrspülmaschine	3,8 Spülgänge pro Woche
Elektroherd	6,9 warme Mahlzeiten pro Woche
Fernseher	1. Gerät: 4,1 Stunden pro Tag 2. Gerät: 2,2 Stunden pro Tag
Computer	1. Gerät: 2,3 Stunden pro Tag 2. Gerät: 2,2 Stunden pro Tag
Genutzter Wohnraum	1 Person: 67 m ² Paar ²⁰ : 88 m ² Paar mit 1 Kind: 106 m ² Paar mit 2 Kindern: 124 m ²
Anzahl Leuchten	26 Leuchten pro 100 m ² Wohnfläche

Tabelle 4-1: Statistische Größe und Nutzungshäufigkeit verschiedener Geräte

Quelle: [Schlo2004, S. 72f.], [Sta2009, S. 26ff.]

Da für manche Merkmale keine statistischen Werte verfügbar sind, mussten diese nach eigenen Einschätzungen bestimmt werden. Um spezielle Varianten abzubilden, ist es für den Nutzer des Programms auch möglich, alle Werte selbst einzugeben.

Abbildung 4–4 zeigt ein schematisches Ablaufdiagramm der Berechnung der Benutzungshäufigkeit bzw. der stochastisch verteilten Anzahl der Nutzungen an dem zu simulierenden Tag, beispielhaft für die Waschmaschine an einem Wochenendtag.

²⁰ Genutzter Wohnraum abgeleitet aus 92 m² Wohnraum für Durchschnittshaushalt mit 2,1 Personen.

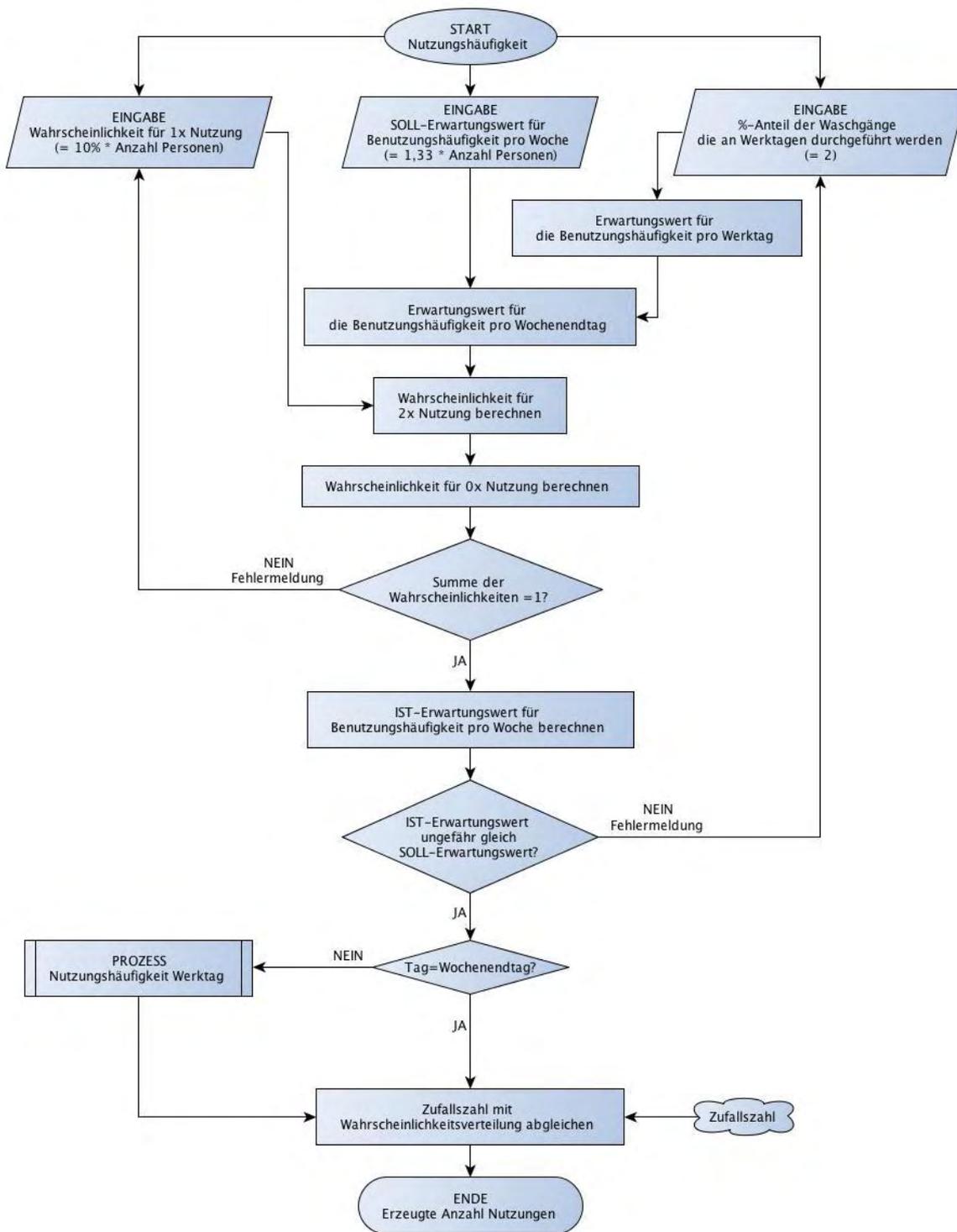


Abbildung 4–4: Schematisches Ablaufdiagramm für die Benutzungshäufigkeit eines Geräts am simulierten Tag am Beispiel der Waschmaschine an einem Wochenendtag. In Klammern sind die für diese Arbeit gewählten Werte dargestellt.

Zentraler Punkt ist die Eingabe der Nutzungen pro Woche, welche für die Waschmaschine laut Schlomann et al. [Schlo2004, S. 72] bei 12,2 Waschgängen pro Monat liegt (Tabelle 4-1). Da deutsche Haushalte laut derselben Studie durchschnittlich 2,3 Personen umfassen, lässt sich

daraus eine durchschnittliche Anzahl von 1,33 Waschgängen pro Person und Woche ermitteln. Nun stellt sich für die Simulation der durch die Waschmaschine verursachten Last die Frage, wie sich diese Anzahl Waschgänge im Tages- und Wochenverlauf verteilen. Hierfür sind zwei zusätzliche Eingaben notwendig, welche aufgrund mangelnder Datengrundlage selbst gewählt werden mussten:

1. Wie verteilen sich die Waschgänge pro Woche auf Werktage und Wochenende?

Der Nutzer kann eingeben, wie viele seiner Waschgänge er unter der Woche macht, was somit dem Erwartungswert für Waschgänge an den 5 Werktagen entspricht. Daraus lässt sich der Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit E_H an einem Werktag ($E_{H,WT}$) ableiten. Der Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit an einem Wochenende entspricht letztlich der Differenz aus dem Erwartungswert für die gesamte Woche $E_{H,Woche}$ und der Erwartungswerte der fünf Werktage. Somit ist der Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit an einem Wochenendtag $E_{H,WE}$

$$E_{H,WE} = \frac{E_{H,Woche} - (5 \cdot E_{H,WT})}{2} \quad \text{Formel 4-1}$$

mit

$E_{H,WE}$	Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit an einem Wochenendtag	[-]
$E_{H,Woche}$	Erwartungswert für Nutzungshäufigkeit für die gesamte Woche	[-]
$E_{H,WT}$	Erwartungswert für die Nutzungshäufigkeit an einem Werktag	[-]

2. Im Falle, dass gewaschen wird: Wird eher ein oder direkt mehrere Waschgänge durchgeführt?

Ausgehend von der Eingabe der Wahrscheinlichkeit für eine einmalige Nutzung p_1 der Waschmaschine an diesem Tag lässt sich mittels

$$p_0 \cdot 0 + p_1 \cdot 1 + p_2 \cdot 2 = E_H \quad \text{mit } p \in [0,1] \quad \text{Formel 4-2}$$

mit

p_0	Wahrscheinlichkeit für eine einmalige Nutzung an diesem Tag	[-]
p_1	Wahrscheinlichkeit für zwei Nutzungen an diesem Tag	[-]
p_2	Wahrscheinlichkeit für drei Nutzungen an diesem Tag	[-]

die Wahrscheinlichkeit für eine zweimalige Nutzung p_2 bestimmen:

$$p_{2,WT} = \frac{E_{H,WT} - p_{1,WT}}{2} \quad \text{Formel 4-3}$$

Es wird vereinfachend eine maximale Anzahl von 2 Waschgängen pro Tag angenommen. Da die Summe aller Wahrscheinlichkeiten

$$p_0 + p_1 + p_2 = 1 \quad \text{Formel 4-4}$$

sein muss, ergibt sich schließlich die Wahrscheinlichkeit für keine Nutzung der Waschmaschine an diesem Tag p_0 durch einfaches Subtrahieren:

$$p_0 = 1 - (p_1 + p_2) \quad \text{Formel 4-5}$$

Abbildung 4-5 zeigt die Programmoberfläche für den zuvor beschriebenen Algorithmus.

Probability for 1 time use per person		15%	10%		
Zufallszahl für Nutzungshäufigkeit:		0,607			
Probability of Use for household type "Working" (W)					
Nb of uses	WDCalc	WECalc	WD	WE	Check
0	0	0	55,0%	35,5%	
1	55%	36%	45,0%	30,0%	
2	100%	66%	0,0%	34,5%	
Generated nb of uses:	Mean (per day):		0,40	0,99	Sum
1	Mean (per week):		2	1,98	3,98

Abbildung 4-5: Programmoberfläche der Nutzungshäufigkeit am Beispiel eines werktätigen Haushaltes mit 3 Personen

Die Spalten *WDCalc* und *WECalc* sind lediglich aus Gründen der Excel-Programmierung notwendig, weshalb sie hier nicht näher beschrieben werden.

Sonderfälle bei der Berechnung der Benutzungshäufigkeit sind der Trockner und die Spülmaschine. Ihre Benutzungshäufigkeit ist an die Nutzung der Waschmaschine bzw. der Kochstelle gekoppelt. Für den Trockner ergibt sich zum Beispiel aufgrund der durchschnittlich 9,7 Trockenvorgänge im Monat (Tabelle 4-1) eine Nutzungswahrscheinlichkeit nach einem Waschgang

$$P_{H,Tr} = \frac{\emptyset 9,7 \text{ Trockenvorgänge pro Monat}}{\emptyset 12,2 \text{ Waschgänge pro Monat}} = 79,5 \% . \quad \text{Formel 4-6}$$

mit

$$P_{H,Tr} \quad \text{Nutzungswahrscheinlichkeit des Trockners nach einem Waschgang} \quad [-]$$

4.3.2 Nutzungsuhrzeit

Ein gerade für den Eigenverbrauchsanteil entscheidender Faktor ist die Nutzungsuhrzeit. Wie bereits zu Beginn von Abschnitt 4.3.1 erwähnt, wird für die Simulation grundlegend zwischen

den beiden Haushaltstypen „werktätig“ und „nicht werktätig“ unterschieden. Besonders deutlich wird dies bei der Nutzungsuhrzeit. So werden zum Beispiel im Fall „werktätig“ die Erwartungswerte für die Startzeiten der Geräte für einen Werktag auf Zeiten nach 17 Uhr eingestellt. Hierdurch wird indirekt die Anwesenheit dargestellt. Gleichzeitig werden aufgrund der stochastischen Modellierung aber Abweichungen von der Norm erlaubt, sodass es in seltenen Fällen auch Nutzungen vor 17 Uhr oder wesentlich später vorkommen. Dadurch wird abgebildet, dass es in der Realität stets Ausnahmen von den üblichen Verhaltensweisen gibt.

Realisiert wird diese Schwankung in Anlehnung an Wille-Hausmann et al. [Wil2012] durch eine normalverteilte Wahrscheinlichkeitsfunktion. Der Nutzer kann in einer Tabelle die Erwartungswerte und die dazugehörigen Standardabweichungen für jede Konstellation aus Haushaltstyp, Wochentag und Benutzungshäufigkeit des Geräts eintragen. Wie Abbildung 4-4 zuvor für die Benutzungshäufigkeit, beschreibt Abbildung 4-6 schematisch den Programmablauf zur Bestimmung des Startzeitpunkts und des Endzeitpunkts eines Geräts.

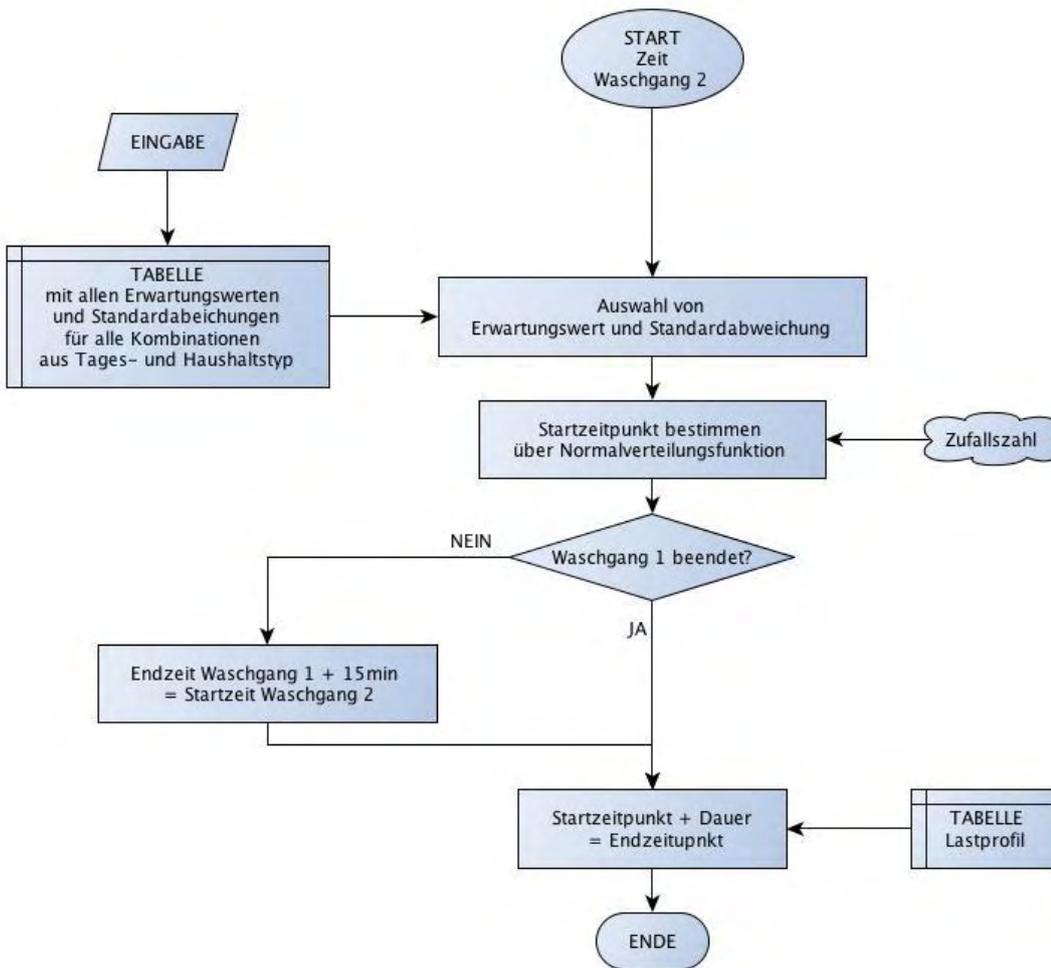


Abbildung 4–6: Schematisches Ablaufdiagramm für die Nutzungsdauer eines Geräts am simulierten Tag am Beispiel der Waschmaschine.

Zunächst wird aus einer hinterlegten Tabelle der für diesen Tag, für diesen Haushaltstyp und für diese Benutzung (erste oder zweite) passende Erwartungswert und die dazugehörige Standardabweichung ausgewählt. Anschließend wird über eine Zufallszahl der tatsächliche Startzeitpunkt aus der Normalverteilungsfunktion bestimmt (vgl. Abbildung 4–7).

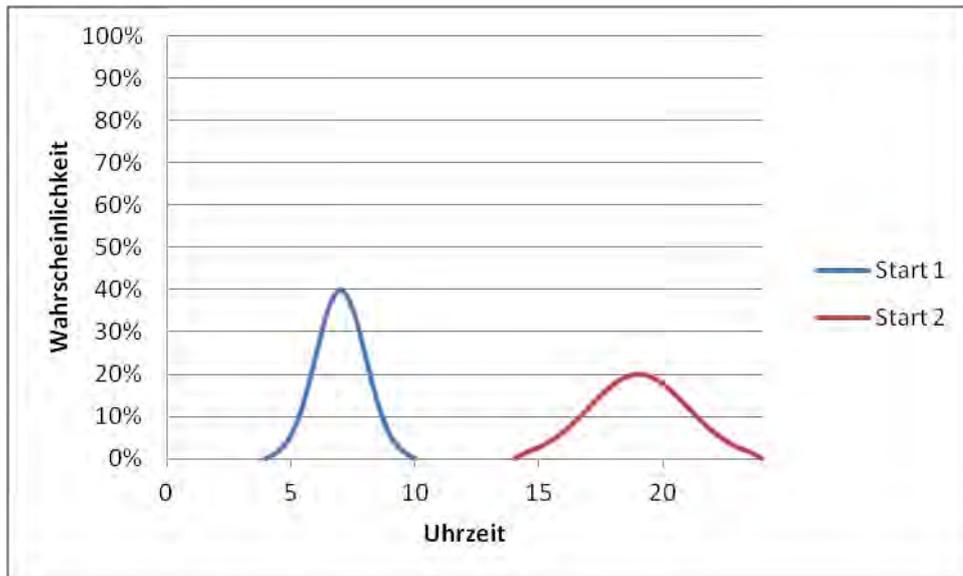


Abbildung 4–7: Schematische Darstellung der Normalverteilung bei der Entscheidung der Nutzungsuhrzeit

Bevor der Startzeitpunkt jedoch ins Tagesprofil übernommen werden kann, prüft das Programm, ob das Gerät zu diesem Zeitpunkt noch in Verwendung ist. Ist der vorherige Waschgang noch nicht beendet, wird der zweite Waschgang 15 min nach dem Ende des ersten Waschgangs gestartet. Die Pause von 15 min ist notwendig um die Waschmaschine zu entladen und neu zu beladen. Aus dem hinterlegten Lastgang (siehe Abschnitt 4.3.1) wird schließlich die Dauer des Prozesses und somit der Endzeitpunkt bestimmt.

Sonderfälle sind hierbei der Trockner und die Spülmaschine. Ihre Startzeit richtet sich ausschließlich nach dem Ende des Wasch- bzw. Kochvorgangs.

4.4 Lastgänge typischer Haushaltsgeräte

Die Wahl der Geräte wurde gemäß ihrer Durchdringung (Besitzwahrscheinlichkeit) in deutschen Haushalten (Abbildung 4–8) und ihres Stromverbrauchs getroffen.

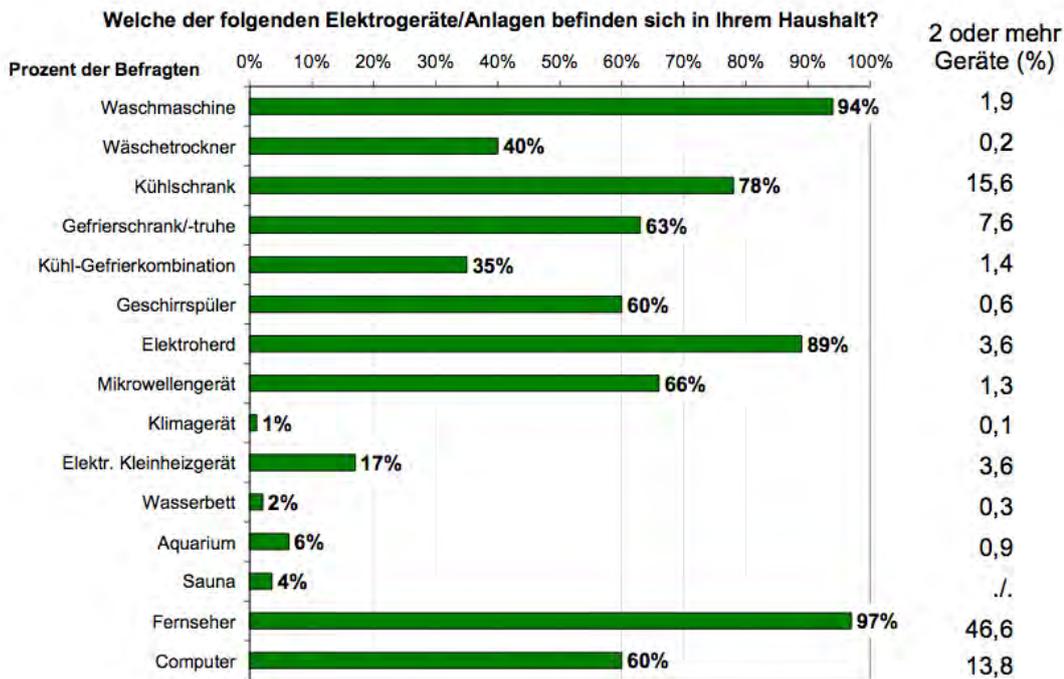


Abbildung 4–8: Ausstattung deutscher Haushalte mit elektrischen Geräten und Anlagen

Quelle: [Schlo2004, S. 69]

Zieht man in Abbildung 4–8 eine imaginäre Linie bei einer Durchdringung von etwa 30 % kann man alle abzubildenden Geräte ablesen. Zusätzlich muss erwähnt werden, dass die Gruppe der Kühlgeräte insgesamt eine Durchdringung von 99 % aufweist, wobei etwa 63 % ein Gefriergerät haben [Schlo2004, S. 68]. Zur Vereinfachung wurden für die Simulation Elektroherd, Backofen und Mikrowelle zusammengefasst zur Gerätegruppe „Kochvorgang“. Fernseher und Computer, gemeinsam mit einem Pauschalwert für kleinere Informations- und Kommunikationsgeräte (IKT), wurden zu der Gerätegruppe „Entertainment+IKT“ zusammengefasst. Hierzu zählen auch Kleingeräte wie z. B. Stereoanlage, Telefon. Darüber hinaus wurde ein konstanter Wert für den Standby-Verbrauch aller Geräte angenommen.

Die Geräte können für den Zweck der Simulation in drei Verbraucherklassen aufgeteilt werden. Diese werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

4.4.1 Verbraucher mit festem Lastgang

Einige Verbraucher haben einen fixen Lastgang, welcher bei jedem Durchlauf gleich abläuft. Aus den hier gewählten Geräten zählen dazu

- Waschmaschine,
- Trockner,
- und Geschirrspülmaschine.

Vereinfacht wird dabei angenommen, dass die Geräte immer dasselbe Programm nutzen. Nachfolgend werden die jeweiligen Verbrauchsprofile der genannten Geräte beschrieben.

Waschmaschine

<u>Datenblatt</u>	
Hersteller:	Bosch
Modell:	Clasixx 5
Energieeffizienzklasse:	A
Energieverbrauch:	0,17 kWh/kg
Kapazität:	1-5 kg
Drehzahl:	Max. 1400 U/min
Gemessener Verbrauch:	1,64 kWh

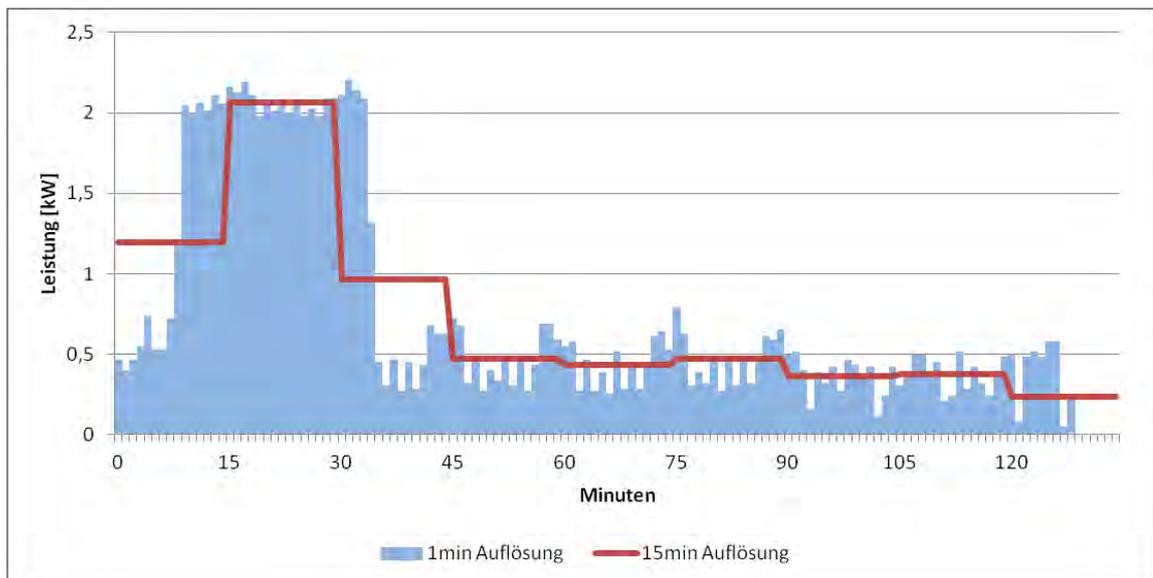


Abbildung 4–9: Verbrauchsprofil einer Waschmaschine in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt

Quelle: Eigene Darstellung nach [Kre2011, S. 35]

Im Profil der Waschmaschine deutlich zu erkennen ist die Aufheizphase (Minute 8-34) mit Leistungen im Bereich von 2 kW. Neben diesem Bereich liegt der Leistungsbedarf bei etwa 0,5 kW für Vorgänge wie Pumpen, Schleudern und kurzes Nachheizen. Die Gesamtdauer des hier verwendeten Waschvorgangs liegt bei etwa 2 Stunden. [Kre2011, S. 35]

Abbildung 4–9 zeigt ebenfalls, wie sich das simulierte Verbrauchsprofil durch die Vereinfachung auf 15 Minuten Intervalle verändert. Die Lastspitzen der Aufheizphase sind nach wie vor gut abgebildet, lediglich die kleineren Schwankungen werden geglättet. Dies bestätigt die in Abschnitt 3.2.1 getroffenen Erwartungen bezüglich der Auflösung.

Wäschetrockner

Datenblatt	
Hersteller:	Siemens
Modell:	Siwatherm 6100
Energieeffizienzklasse:	C
Energieverbrauch:	2,4 kWh (Kochwäsche bunt, 4-5 kg, schranktrocken)
Kapazität:	1-5 kg
Drehzahl:	1400 U/min
Gemessener Verbrauch:	2,84 kWh

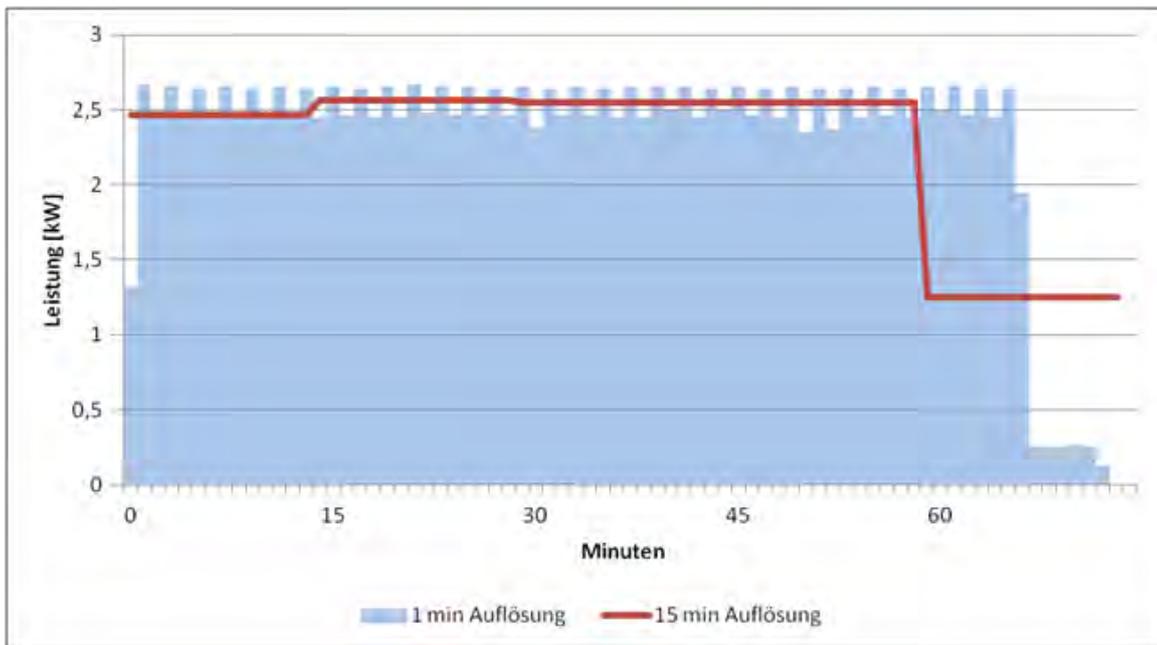


Abbildung 4–10: Verbrauchsprofil eines Trockners in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt

Quelle: Eigene Darstellung nach [Kre2011, S. 39]

Ein Wäschetrockner hat in der Regel nur eine Betriebsphase, wodurch das in Abbildung 4–10 dargestellte gleichmäßige Verbrauchsprofil entsteht. Die Wäsche wird durchgehen mit heißer Luft getrocknet. Durch das An- und Abschalten der Trommeldrehung entstehen die Zacken im Profil. [Kre2011, S. 39]

Diese kleinen Veränderungen der Last werden in der 15 min Auflösung geglättet. Dennoch ist die Auflösung in 15 min Schritten (rot) auch hier eine ausreichende Näherung. Der gesamte Trockenvorgang dauert ca. 75 Minuten.

Geschirrspülmaschine**Datenblatt**

Hersteller:	Bauknecht
Modell:	GSF 3144
Energieeffizienzklasse:	k. A.
Energieverbrauch:	1,5 kWh (Standard); 0,9 kWh (Kurz)
Herstellungsjahr:	ca. 1994
Gemessener Verbrauch:	0,96 kWh

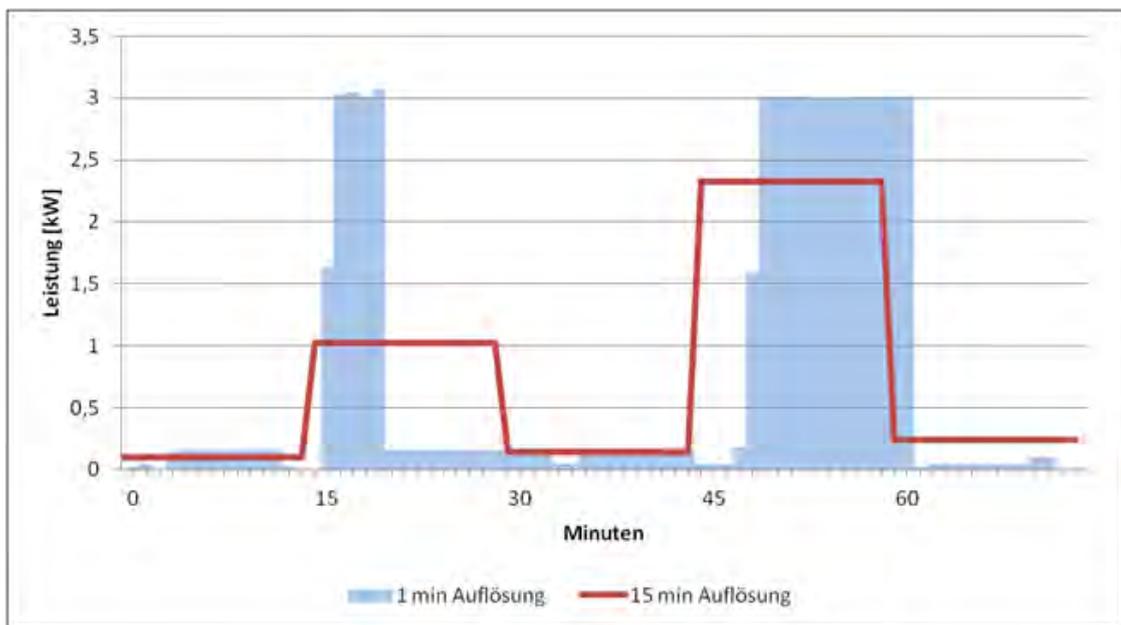


Abbildung 4–11: Verbrauchsprofil einer Spülmaschine in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt

Quelle: Eigene Darstellung nach [Kre2011, S. 32]

Der Verbrauch einer Spülmaschine ist überwiegend sehr gering (Abbildung 4–11). Kennzeichnend sind die beiden Aufheizphasen, während derer die Last auf ca. 3 kW ansteigt. Für den Klarspülgang (rechts) wird das Wasser auf eine höhere Temperatur erhitzt als für den Spülgang mit Spülmittel (links), da bei hoher Temperatur das Geschirr schneller trocknet. Während des gesamten Spülprozesses dreht sich der Sprüharm und befeuchtet das Geschirr mit Wasser. Zwischendurch pausiert er und Wasser wird zu- oder abgepumpt. [Kre2011, S. 32]

Im Fall der Geschirrspülmaschine ist die 15-minütige Auflösung leider nicht in der Lage das Profil exakt abzubilden. Ein Großteil des Prozesses wird gut dargestellt, jedoch ist die 4-minütige Leistungsspitze der ersten Aufheizphase unzureichend repräsentiert. Dieser Unterschied sollte jedoch für die hier durchgeführte Gesamtsimulation nur wenig Auswirkungen haben. Im Falle der Simulation eines technischen Systems zum Direktverbrauch, wie etwa für ein Energiemanagementsystem (Centrogrid) sollte dennoch eine feinere Auflösung gewählt werden.

4.4.2 Verbraucher ohne festen Lastgang

Wesentlich anspruchsvoller ist die Simulation von Verbrauchern, deren Leistungsprofil nicht bei jeder Nutzung gleich ist. Sowohl der Leistungsbedarf als auch die Nutzungsdauer können stark variieren. Hierzu zählen

- Kochvorgang,
- Beleuchtung
- und „Entertainment & IKT“.

Bei diesen Verbrauchern liegt die Schwierigkeit nicht in der Simulation der einzelnen Geräte, sondern in der Gruppierung. So ist zum Beispiel die Abbildung des Lastgangs einer einzelnen 80 W Leuchte kein Problem, da es während des Betriebs als konstant angesehen werden kann. Die Herausforderung liegt jedoch darin, zu simulieren, wie viele Leuchtmittel welcher Leistungsstärken zu einem bestimmten Tageszeitpunkt für welchen Zeitraum genutzt werden. Wie dies für die genannten Verbrauchergruppen umgesetzt wurde, wird nachfolgend beschrieben.

Kochvorgang

Oberflächlich betrachtet besteht ein Kochvorgang aus dem Verbraucher „Elektroherd“. Bei genauerer Betrachtung gibt es kein einzelnes Verbrauchsprofil eines Elektroherds. Vielmehr besteht eine Kochstelle aus Einzelverbrauchern, den Herdplatten und dem Backofen, welche zusätzlich verschiedene Leistungsstufen haben. Der Elektroanschlusswert einer Kochstelle liegt bei etwa 7-8 kW. Für Backöfen liegt der Anschlusswert sogar bei etwa 11 kW. Die Leistungsaufnahme einer einzelnen Herdplatte entspricht etwa 0,75-2,5 kW. [Sie2012]

Eine weitere entscheidende Einflussquelle ist das Nutzungsverhalten. Wie in Tabelle 4-1 dargestellt, werden in deutschen Haushalten statistisch gesehen 6,9 Kochvorgänge pro Woche durchgeführt. Unbekannt sind jedoch die Dauer des Kochvorgangs und der jeweilige Leistungsbedarf. Letzterer ergibt sich neben dem Gerätetyp (Energieeffizienz) aus der

- Anzahl genutzter Herdplatten,
- gewählte Leistungsstufe jeder Herdplatte,
- Nutzung der Backofens,
- gewählte Temperatur des Backofens.

Da sich daraus eine enorme Anzahl an Variationen ergibt, wurden zur Vereinfachung für den Kochvorgang in Anlehnung an Hühnerbein et al. [Hüh2008, S. 5] vier als typisch betrachtete Kochvorgänge verwendet (Tabelle 4-2).

	Intervall Minute 0-14	Intervall Minute 15-29	Intervall Minute 30-44	Intervall Minute 45-59	Intervall Minute 60-75	Eintritts- wahrscheinlichkeit des Vorgangs
Profil 1 [kW]	2	1,5				10 %
Profil 2 [kW]	2,5	2	2,5			40 %
Profil 3 [kW]	2,5	1,5	3	4		30 %
Profil 4 [kW]	2,5	1,5	2	2,5	4,5	20 %

Tabelle 4-2: Als typisch angenommene Kochvorgänge mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit

Quelle: In Anlehnung an [Hüh2008, S. 5]

Die Entscheidung, welches Profil im Falle eines Kochvorgangs gewählt wird, erfolgt über die in Tabelle 4-2 gezeigte Wahrscheinlichkeitsverteilung. Als häufigste Variante wird Vorgang 2 angenommen, welcher einer Kochdauer von 45 min bei etwa einem Viertel der vollen Leistungsstärke entspricht. Als eher selten vorkommende Varianten wird der kurze Vorgang 1 und der lange Vorgang 4 angenommen. Generell werden lediglich komplette warme Mahlzeiten betrachtet. Darüber hinaus wurde die vereinfachte Annahme getroffen, dass warme Mahlzeiten nur mittags und abends zubereitet werden. Ein gelegentliches Frühstücksei ist somit zum Beispiel nicht Teil des generierten Lastgangs.

Beleuchtung

Wie bereits zu Beginn dieses Abschnitts angedeutet, stellen sich bei der Beleuchtung die Fragen wie viele Leuchtmittel, welcher Leistungsstärken zu einem bestimmten Tageszeitpunkt für welchen Zeitraum genutzt werden. Die Tageszeit zu der Leuchtmittel genutzt werden, ergibt sich, wie bei den übrigen Geräten, aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Benutzungshäufigkeit und dem normalverteilten Erwartungswert der Nutzungsdauer.

Im Gegensatz zum Kochvorgang wird bei der Beleuchtung nicht von festen Profilen ausgegangen, da die Beleuchtungsdauer stark variieren kann. Daher wird hier wieder eine Normalverteilungsfunktion angenommen mit Erwartungswerten und Standardabweichungen für 3 Benutzungszeiträume eines Tages.

Als mittlere Leistungsstärke eines Leuchtmittels wurde eine 42 W Energiesparlampe gewählt. Sie ist das heutige Äquivalent zur bekannten 60 W Glühlampe (vgl. Anhang D.1). Dabei wird davon ausgegangen, dass der Haushalt nur noch Energiesparlampen nutzt, da das Programm einen zukünftigen Eigenverbrauchsanteil bestimmen soll. Durch das Verbot der klassischen „Glühbirne“, wird diese mit der Zeit aus den Haushalten durch die neuen Energiesparlampen ersetzt werden.

Schwierig wiederum ist die Festlegung der Anzahl der Leuchtmittel, die zu einem Zeitpunkt genutzt werden. Abbildung 4–12 zeigt ein schematisches Ablaufdiagramm zur Berechnung der aktuellen Beleuchtungsleistung eines Viertelstundenintervalls.

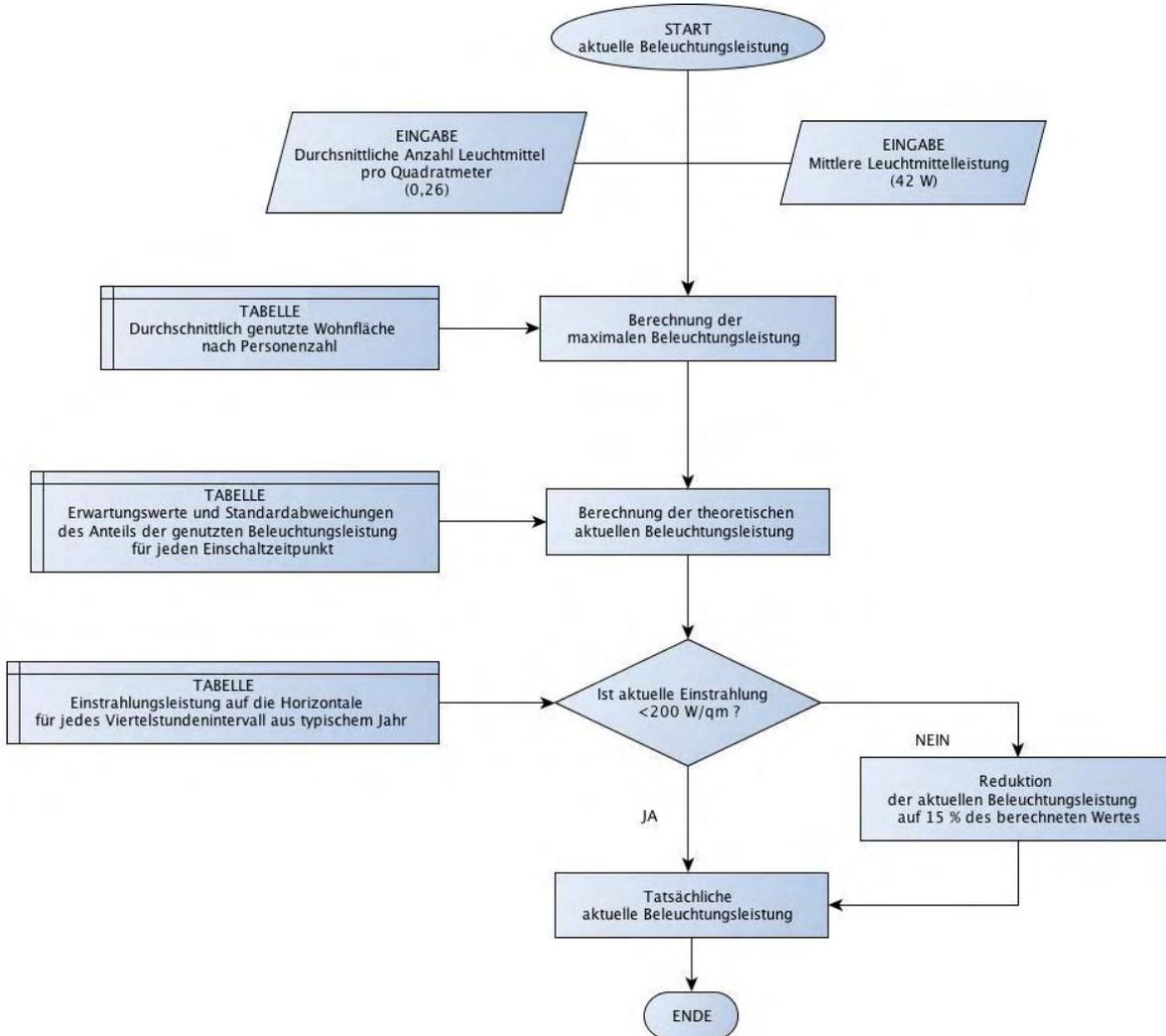


Abbildung 4–12: Schematisches Ablaufdiagramm zur Berechnung der aktuellen Beleuchtungsleistung eines Viertelstundenintervalls

Auf Basis der Wohnfläche A_{Wohn} , der Leistung eines Leuchtmittels $P_{Leuchte}$ und der statistischen Anzahl Leuchtmittel pro Quadratmeter Wohnfläche L , kann die maximale Beleuchtungsleistung eines Haushaltes $P_{Licht,max}$ bestimmt werden (Formel 4-7).

$$P_{Licht,max} = A_{Wohn} \cdot L \cdot P_{Leuchte}$$

Formel 4-7

mit

$P_{Licht,max}$	Maximale Beleuchtungsleistung des simulierten Haushalts (bei Nutzung aller Leuchten)	[W]
A_{Wohn}	Wohnfläche	[m ²]
L	Statistische Anzahl Leuchtmittel pro Quadratmeter Wohnfläche	[/m ²]
$P_{Leuchte}$	Leistung eines Leuchtmittels	[W]

Die Wohnfläche A wird dabei aus den bereits in Tabelle 4-1 (Abschnitt 4.3.1) gezeigten Daten des Statistischen Bundesamtes zur durchschnittlichen Wohnfläche in Verbindung mit der gewählten Personenzahl des Haushalts bestimmt. Ist die Beleuchtungsleistung bei Nutzung aller Leuchten gleichzeitig bestimmt, kann anhand vorbestimmter Erwartungswerte und Standardabweichungen der Anteil der zu einem bestimmten Einschaltzeitpunkt genutzten Leuchtmittelleistung generiert werden.

Als letzter Schritt muss nun noch beachtet werden, dass die Lichtnutzung stark von der Umgebungshelligkeit und somit von der Einstrahlung abhängt. Die Einstrahlungsleistung kann aus den Meteororm-Daten der Einstrahlungsberechnung (Abschnitt 3.1) ausgelesen werden. Für den Schwellenwert ab dem Licht auch tagsüber genutzt wird, konnte leider kein eindeutiger Literaturwert ermittelt werden. Um dennoch herauszufinden, ab welcher Einstrahlungsleistung das Licht angeschaltet wird, wurde über einen Zeitraum mehrerer Wochen die aktuelle Lichtnutzung im Büro der Centrosolar AG und im Haushalt des Autors mit den aktuellen Globalstrahlungsmesswerten der Wetterstation²¹ der nur wenige Kilometer entfernten Wetterstation Hamburg Bergedorf verglichen (siehe Anhang D.2). Dabei kristallisierte sich ein Schwellenwert von 200 W/m² heraus.

Liegt in der Simulation die Globalstrahlung auf der Horizontalen während eines zuvor berechneten theoretischen Lichteinschaltzeitraums über diesem Schwellenwert, wird die für diesen Zeitpunkt generierte Beleuchtungsleistung auf 15 % des ursprünglich errechneten Wertes reduziert.

Entertainment & IKT

Die Nutzung und der Lastgang der Gruppe „Entertainment & IKT“ funktionieren nach dem gleichen Prinzip wie die zuvor beschriebene Gruppe „Beleuchtung“. Daher wird hier lediglich die

²¹ Die Wetterstation speichert diverse Wetterparameter, darunter die Globalstrahlung. Die Daten sind frei unter www.wetterstation.com abrufbar.

Datengrundlage beschrieben. Der Prozess kann im vorherigen Abschnitt „Beleuchtung“ nachgelesen werden.

Die für die Gruppe „Entertainment & IKT“ betrachteten Komponenten sind in Tabelle 4-3 mit ihren Leistungswerten dargestellt.

Gerät	Anschlussleistung	Standby-Leistung
TV	90 W	1,5 W
Audio-System	40 W	4,5 W
DVD Player	12 W	3 W
PC mit Display	100 W	2,5 W
Spielekonsole	135 W	11 W
Sonstiges	160 W	8 W
SUMME	537 W	30,5 W

Tabelle 4-3: Geräte der Gruppe „Entertainment & IKT“ mit ihrer Anschluss- und Standby-Leistung

Quelle: [Bür2009, S. 36], [Wik2012a]

Der Punkt „Sonstiges“ soll Kleingeräte wie zum Beispiel Telefon, Zahnbürste, etc. oder ein Zweitgerät zusammenfassen. Aus der Summe der einzelnen Komponenten ergibt sich die maximale Leistung, wenn alle Komponenten gleichzeitig genutzt würden. Dieser Wert entspricht der maximalen Beleuchtungsleistung aus dem Abschnitt „Beleuchtung“. Hiervon wird wiederum nur ein Teil bei jeder Benutzung genutzt.

Zusätzlich zu der während der Nutzung benötigten Leistung, bestimmt die Gruppe „Entertainment & IKT“ die Standby-Leistung des Haushalts. Diese wird für jedes Zeitintervall als konstant angenommen und beträgt somit als Summe der einzelnen Standby-Leistungen immer 30,5 W. Dies entspricht 6 % der Gesamtleistung der Gruppe „Entertainment & IKT“.

4.4.3 Getaktete Verbraucher

Kühlschrank und Gefrierschrank können in erster Linie über ihr getaktetes Verbrauchsverhalten charakterisiert werden. Würden die Türen der Geräte nicht geöffnet, bleibt dieser Takt näherungsweise immer gleich. Daher reicht bei diesen Geräten die Aufnahme eines 24-Stunden-Lastgangs zunächst aus. Hierfür konnten bereits vorliegende Messungen der Centrosolar AG genutzt werden.

Dieser 24h-Lastgang wird jeden Tag genutzt. Ein Auszug des jeweiligen Profils ist in Abbildung 4-13 und Abbildung 4-14 dargestellt.

<u>Datenblatt</u>	
Hersteller:	Siemens
Modell:	K124RV52
Energieeffizienzklasse:	A+
Energieverbrauch:	138 kWh/a (=0,38 kWh pro Tag)
Kapazität:	224 Liter
Gemessener Verbrauch:	0,39 kWh pro Tag

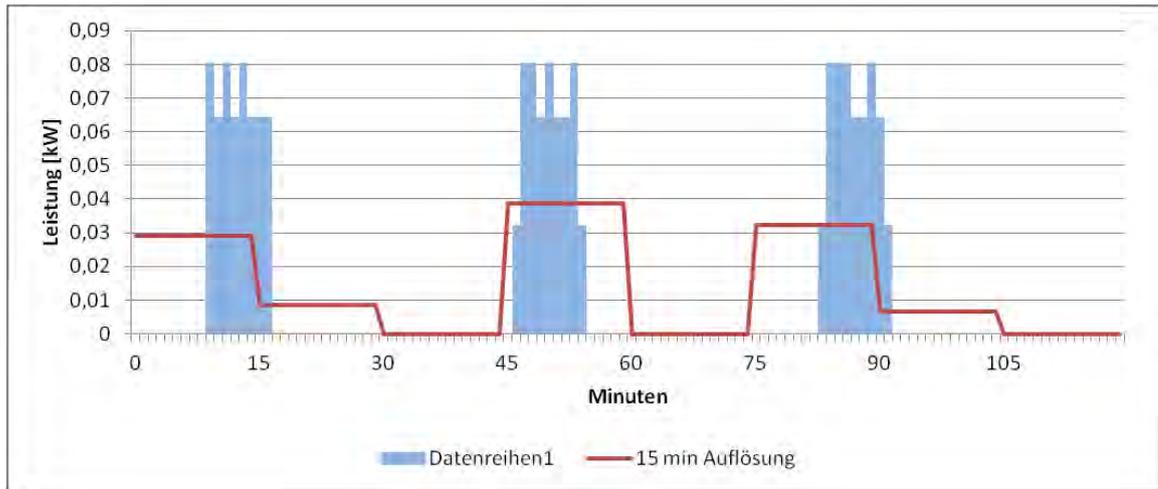


Abbildung 4–13: Auszug des Verbrauchsprofils eines Kühlschranks in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt

Quelle: Eigene Darstellung nach [Kre2011]

Bei Anwesenheit der Bewohner wird ein Kühlschrank immer wieder geöffnet und muss dadurch wesentlich häufiger nachkühlen. Um dieses Verhalten abzubilden, wird davon ausgegangen, dass der Kühlschrank im Falle eines theoretischen Lichteinschaltzeitraum²² ebenfalls vermehrt nachkühlen muss. Der theoretische Lichteinschaltzeitraum fungiert somit als Anwesenheitsindikator.

Beim Gefrierschrank (Abbildung 4–14) wird dieses Verhalten vernachlässigt, da davon ausgegangen wird, dass ein Gefrierschrank nur sehr sporadisch geöffnet wird.

²² Das bedeutet nicht, dass immer, wenn das Licht an ist, auch der Kühlschrank an ist. Wie zuvor erwähnt, geht das Licht nur dann tatsächlich an, wenn die Globalstrahlung unter dem Schwellenwert liegt.

<u>Datenblatt</u>	
Hersteller:	Miele
Modell:	F 1354 S
Energieeffizienzklasse:	A+
Energieverbrauch:	190 kWh/a (0,52 kWh pro Tag)
Kapazität:	101 Liter
Gemessener Verbrauch:	0,59 kWh pro Tag

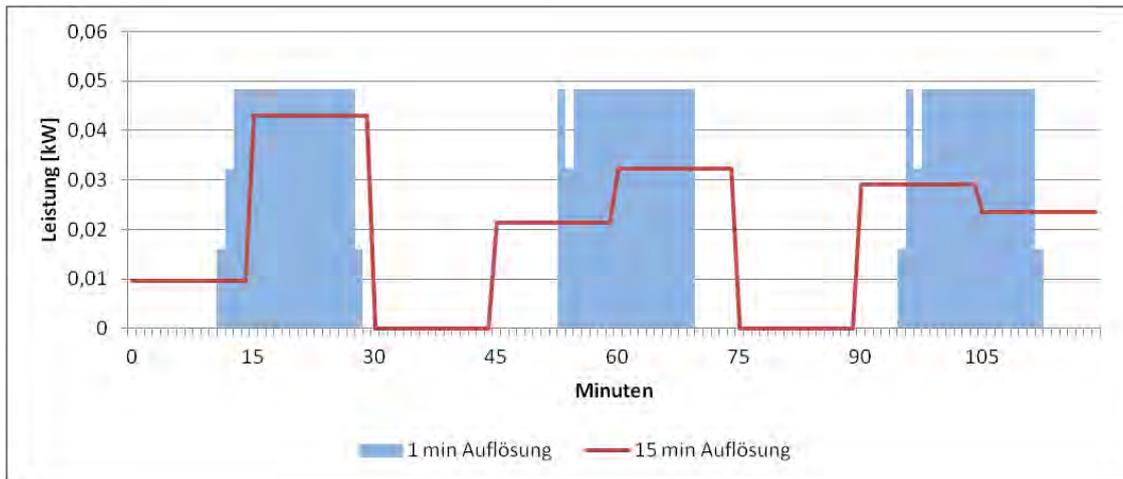


Abbildung 4–14: Auszug des Verbrauchsprofils eines Gefrierschranks in der gemessenen Auflösung (1 min) und der simulierten Auflösung (15 min) mit dazugehörigem Datenblatt

Quelle: Eigene Darstellung nach [Kre2011]

4.5 Zwischenergebnis

Kapitel 4 hat gezeigt, dass unter den verfügbaren Ressourcen und dem Zeitrahmen dieser Master Thesis die Modellierung eines synthetischen Jahreslastgangs die sinnvollste Option darstellt (Abschnitt 4.2). Messdaten standen nicht zur Verfügung und können im Zeitrahmen einer Master Thesis nicht ermittelt werden. Die Modellierung mittels VDEW-Standardlastprofil wird zwar gerne herangezogen, ist aber methodisch falsch.

Daher wurde in Abschnitt 4.3 dargestellt, wie über ein „bottom up“-Verfahren ein synthetisches Lastmodell für jeden beliebigen Haushalt generiert werden kann. Herausfordernd ist dabei die Wahl der Benutzungshäufigkeit und der Nutzungsdauer für jedes Gerät eines Haushalts. Soweit verfügbar wurden dabei statistische Daten genutzt und durch eigene Einschätzungen ergänzt.

Wie die einzelnen Verbrauchsprofile der Geräte simuliert wurden, beschreibt Abschnitt 4.4. Dabei konnte der überwiegende Teil der Verbrauchsprofile aus Messdaten der Centrosolar AG entnommen werden. Die Verwendung von Messdaten ist für Herd, Licht und Entertainment leider nicht möglich, weshalb hier die Profile selbst nachgestellt wurden.

5 Darstellung und Analyse der Ergebnisse

5.1 Zielsetzung

In diesem Abschnitt werden die in den Kapiteln 1 und 1 dargestellten Teilsimulationen auf Plausibilität geprüft. Erst wenn alle Teilergebnisse verifiziert sind, kann die Simulation des Direktnutzungsgrads belastbare Ergebnisse liefern.

Dafür ist einerseits die Verifizierung der PV-Erträge und andererseits die Analyse der Verbrauchssimulationen wichtig. Hierfür müssen verschiedene Analysewege definiert werden, um verschiedene Bereiche der Simulation zu testen (Abschnitt 5.2).

In Abschnitt 5.3 wird gezeigt, wie die Kurven zur Prognose des Eigenverbrauchs erstellt werden.

5.2 Analyse der Zwischenergebnisse der Ertrags- und der Lastsimulation

5.2.1 Verifizierung der simulierten PV-Erträge

Die simulierten PV-Erträge können mit professionellen Einstrahlungsprogrammen verglichen werden. Dadurch soll gezeigt werden, dass die Simulation für ihre Zwecke ausreichend exakte Ergebnisse erzeugt. Hierfür werden zwei Tests durchgeführt. Einerseits wird der simulierte Gesamtertrag über ein Jahr mit der Prognose eines professionellen Programms verglichen. Außerdem wird mit dem Klarheitsindex F eine potenzielle Fehlerquelle analysiert.

Bereinigung der Einstrahlungsdaten

In Abbildung 5–1 und Abbildung 5–2 wird die Korrelation von Klarheitsindex F und Diffusstrahlungsanteil auf die horizontale Ebene am Standort Schlotheim grafisch dargestellt. Jeder Datenpunkt der Grafiken stellt ein 15 min Intervall des typischen Jahres dar.²³

²³ 1 Jahr in 15 min Intervallen entspricht 35.040 Datenpunkten.

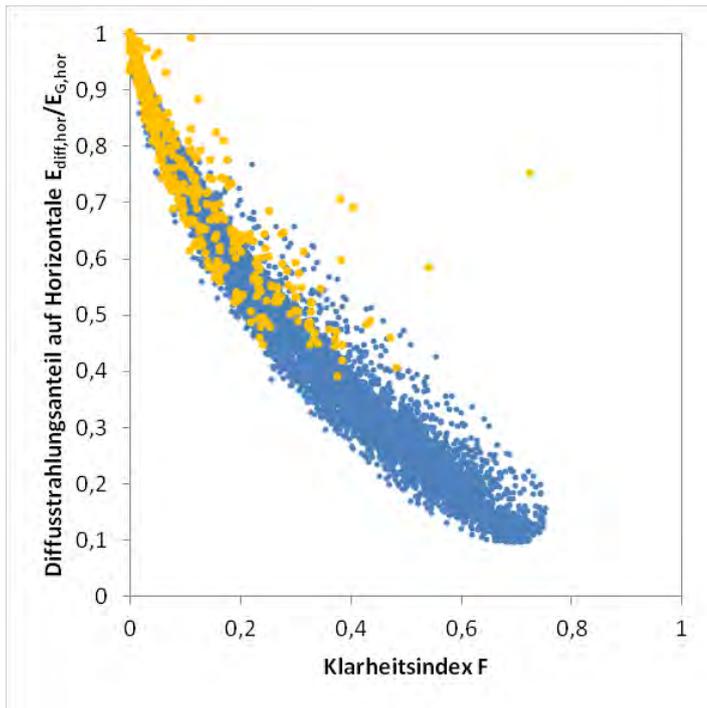


Abbildung 5–1: Diffusstrahlungsanteil auf die Horizontale bei Dämmerung²⁴ (Orange) und über den gesamten Tag aufgetragen über Klarheitsindex F (typisches Jahr, Standort Schlotheim)

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Duf2006, S. 81]

Es ist deutlich zu erkennen, dass sich der Klarheitsindex - wie aus Formel 3-15 zu erwarten - umgekehrt proportional zum Diffusanteil verhält. Dennoch ist auffällig, dass es einige Zeitpunkte zu geben scheint, bei denen trotz klarem Himmel ein sehr hoher Diffusstrahlungsanteil herrscht. Dies deutet auf Ungenauigkeiten in der Berechnung hin. Die Ursache hierfür liegt in geringfügig unterschiedlichen Sonnenauf- und Sonnenuntergangszeiten zwischen den Datensätzen aus Meteonorm (Abschnitt 3.2) und den nach DIN 5034 Teil 2 [DIN5034] berechneten Sonnenläufen (Abschnitt 3.3).

Ursache dieses Fehlers ist, dass die Daten von Meteotest bei Sonnenuntergang noch solare Einstrahlung aufweisen, während die Sonne nach DIN-Algorithmus bereits untergegangen sein müsste und vice versa für den Sonnenaufgang. Dies führt dazu, dass zu diesen Zeitpunkten die extraterrestrische Strahlung kleiner ist als die Globalstrahlung, wodurch sich ein falscher Klarheitsindex ergibt (Formel 3-15 und Formel 3-16). Der Fehler tritt bei 10 Datenpunkten auf und entspricht folglich nur 0,03 % der Daten.

²⁴ Der hier genutzte Begriff „Dämmerung“ weicht von der offiziellen Definition ab, lehnt sich jedoch an die bürgerliche (zivile) Dämmerung an. Die bürgerliche Dämmerung entspricht einer Sonnenhöhe -6° bis 0° [Scz2011, S.42]. In dem hier gezeigten Fall ist die Dämmerung als -6° bis $+6^\circ$ definiert. Auf die Einstrahlung bezogen entspricht dies dem Zeitraum kurz nach Sonnenaufgang und kurz vor Sonnenuntergang.

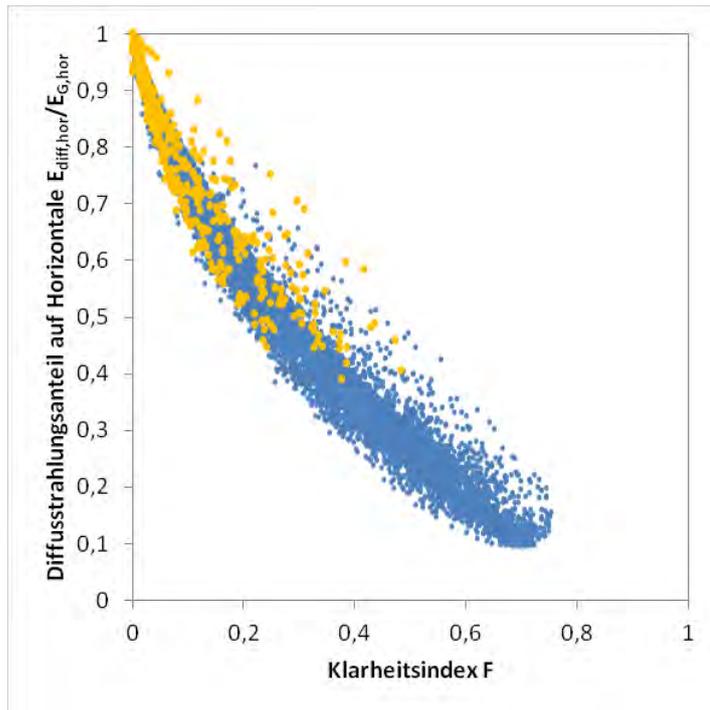


Abbildung 5–2: Korrigierter Diffusstrahlungsanteil auf die Horizontale bei Dämmerung (Orange) und über den gesamten Tag aufgetragen über den Klarheitsindex F (typisches Jahr, Standort Schlotheim)

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Duf2006, S. 81]

Um diesen Fehler dennoch zu eliminieren, wurde für die genannten 10 Zeitpunkte die extraterrestrische Strahlung mit der Globalstrahlung gleichgesetzt.²⁵ Wie in Abbildung 5–2 zu sehen, führt dies zu einer eindeutigen Korrelation der Einstrahlung auf die Horizontale mit dem Klarheitsindex und somit zu einem plausiblen Ergebnis.

Vergleich mit professionellen Ertragssimulationsprogrammen

Um die berechneten Erträge der PV-Anlage und die Umrechnung auf die geneigte Ebene zu verifizieren, wurde der Jahresertrag der eigenen Simulation mit den Ergebnissen aus den anerkannten Simulationsprogrammen Meteororm und PV*Sol verglichen (Tabelle 5-1).

Die Ergebnisse dieser Programme sind gut mit dem hier erstellten vergleichbar, da sie alle ähnliche Modelle für die Umrechnung auf die geneigte Ebene nutzen. Das in PV*Sol genutzte Modell nach Hay und Davies ist, wie bereits in Abbildung A–16 beschrieben, eine Weiterentwicklung des ursprünglichen Modells von Hay.

²⁵ Diese Vorgehensweise vernachlässigt die Abschwächung der Sonnenstrahlung in der Erdatmosphäre durch Reflexion, Absorption, Rayleigh-Streuung und Mie-Streuung. Da zu den genannten Parametern keine Daten verfügbar sind, entspricht die im Text beschriebene Vorgehensweise dem einzigen gesicherten Weg. Der Aufwand für eine genauere Betrachtung ist vor dem Hintergrund der geringen Auswirkungen auf den gesamten Datensatz nicht gerechtfertigt.

Programm	Algorithmus zur Umrechnung auf die geneigte Ebene (vgl. Abbildung A-16)	Jahressumme Einstrahlung auf die horizontale Ebene [kWh/m ²]	Jahressumme Einstrahlung auf die geneigte Ebene [kWh/m ²]	Jahressumme Anlagenertrag [kWh/kWp]
Eigene Berechnung ²⁶	Hay	1024	1185	984
Meteonorm 6.1 ²⁷	Hay	1000 (-2,3 %)	1117 (-5,7 %)	-
PV*Sol expert 4.0 ²⁸	Hay und Davies	-	1147 (-3,2 %)	953 (-3,1 %)

Tabelle 5-1: Vergleich der Ergebnisse der eigenen PV-Ertragssimulation mit Meteonorm 6.1 und PV*Sol (Standort: Erfurt)

Es ist zu erkennen, dass die Ergebnisse relativ gut mit den Ergebnissen aus den beiden professionellen Programmen übereinstimmen. Selbstverständlich hat das hier erstellte Programm bei Weitem nicht den Funktionsumfang der über Jahre gereiften professionellen Programme. Professionelle Programme bieten u. a. zusätzlich [Zeh2009, S 126ff.]:

- Wechselrichterauslegung
- Horizont- und Verschattungsanalyse
- Höhere Genauigkeit bei der Abbildung des elektrischen Systems
- Verluste durch Schneebedeckung
- Genauere Abbildung des Teillastverhaltens
- Mehr Optionen (z. B. Nachführung)

Generell sind Simulationsprogramme durch Berechnungen eines zweiten Programms abzusi-
chern. Denn die Programme haben häufig in unterschiedlichen Bereichen Stärken und Schwä-
chen, zum Beispiel je nach Herkunft der energiemeteorologischen Datenbasis. [Zeh2009, S. 127]

5.2.2 Ergebnistreue der Verbrauchssimulation

Ein Nebeneffekt der Simulation anhand von Wahrscheinlichkeitsfunktionen ist, dass auch das Gesamtergebnis, also die Summe aller über ein Jahr getroffenen Wahrscheinlichkeitsentscheidun-
gen, Schwankungen unterliegt. Dadurch haben zwei nacheinander durchgeführte Simulationen
trotz identischer Einstellung leicht verschiedene Ergebnisse. Um diese Streuung abzubilden und
den Mittelwert zu bestimmen, wurden für jeden Haushaltstyp 300 identische Simulationen
durchgeführt. Das Ergebnis ist zunächst in Form eines Box-Whisker-Plots in Abbildung 5-3 dar-
gestellt.

²⁶ Datenperiode (Strahlung): 1981-2000; Neigung: 35°; Azimut: Süd, Albedo: 0,15; Modultyp: CS S245P60; PR: 0,83

²⁷ Datenperiode (Strahlung): 1981-2000; Neigung: 35°; Azimut: Süd, Albedo: 0,15;

²⁸ Datenperiode (Strahlung): 1981-2000; Neigung: 35°; Azimut: Süd, Albedo: k. A.; Modultyp: CS S245P60; PR: 0,83

Die simulierten Haushaltstypen werden von hier an nach folgendem Schema abgekürzt:

- Anzahl Personen (2P, 3P, 4P)
- Anwesenheitstyp (werktätig = W; nicht werktätig = NW)

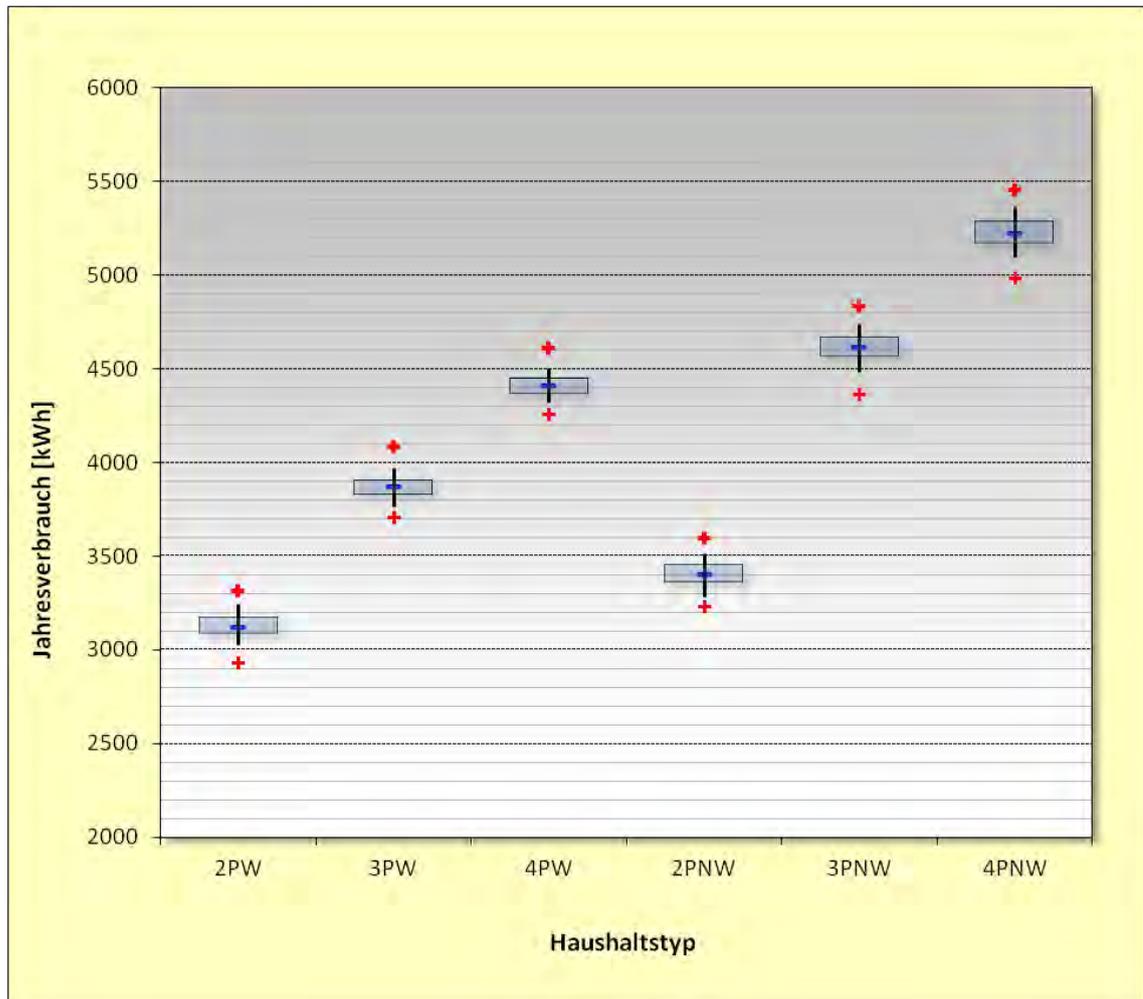


Abbildung 5–3: Box-Whisker-Plot²⁹ des simulierten Jahresverbrauchs für verschiedene Haushaltstypen bei 300 Durchläufen

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten.

Der Box-Whisker-Plot der Jahresverbräuche zeigt den deutlichen Unterschied der simulierten Jahresverbräuche in Bezug auf den Haushaltstyp. Der Median des Jahresverbrauchs (blauer Strich) nimmt mit der Personenzahl zu, wobei der Zuwachs nicht linear ist. Die jeweilige Einstellung der Parameter ist bewusst so gewählt, da reale Daten zeigen, dass bei weniger als drei Personen der Verbrauch ebenfalls nicht linear absinkt. Dies wird in Abschnitt 5.2.3 gezeigt.

²⁹ „Die kurze Linie innerhalb des Rechtecks stellt den Median der Variablen dar. Die Ränder oben und unten entsprechen den 25. bzw. 75. Perzentilen. So fallen 50 % der Daten innerhalb des Rechtecks und 50 % außerhalb. Die Whisker markieren die 5. und 95. Perzentilen. Letztlich werden die Minimal- und Maximalwerte der Stichprobe mit einem ‚+‘-Zeichen gekennzeichnet.“ [Fit2012, „Box & Whisker“]

Die mittleren 50 % der Ergebnisse streuen in einem Bereich von etwa 100 kWh. Dieser als Rechteck dargestellte Bereich wird mit steigendem Jahresverbrauch minimal größer. Der Grund hierfür ist die höhere Nutzungsintensität bei den Verbrauchern ohne festen Lastgang. Wird zum Beispiel die Entscheidung für einen Lichteinschaltzeitraum getroffen, gehen bei vier Personen direkt mehr Leuchten an. Daher wirkt sich die Entscheidung über das Einschalten des Lichts stärker auf das Ergebnis aus, was die größere Streuung verursacht.

Die erstellten Ergebnisse für Mittelwert und Streuung sind essenziell für die weitere Nutzung des Programms. Sie bieten dem Nutzer eine simple und schnelle Möglichkeit, seine Ergebnisse auf Richtigkeit zu prüfen und eventuelle Simulationsfehler auszuschließen. Außerdem werden diese Mittelwerte benötigt, um in Abschnitt 5.2.3 die Ergebnisse der Verbrauchssimulation zu verifizieren. Daher werden die Ergebnisse nachfolgend einer genaueren Prüfung unterzogen.

Um die Streuung genauer zu analysieren, wird die Häufigkeitsverteilung genauer betrachtet. Hierfür bietet sich die Standardabweichung an. Voraussetzung für die Verwendung der Standardabweichung ist eine Normalverteilung der Simulationsergebnisse. Diese Hypothese wird in Anhang E.1 durch einen Kolmogorov-Smirnov-Test bestätigt. Somit kann der Mittelwert des simulierten Jahresverbrauchs mithilfe der Standardabweichung auf seine Streuung untersucht werden (Tabelle 5-2).

Haushaltstyp	Arithmetischer Mittelwert des Jahresverbrauchs [kWh]	95 % Konfidenzintervall (\pm) [kWh]	Standardabweichung [kWh]
2PW	3126	7	66
3PW	3867	7	64
4PW	4409	6	57
2PNW	3403	8	66
3PNW	4614	9	77
4PNW	5224	9	83

Tabelle 5-2: Mittelwerte der simulierten Haushaltstypen mit ihrem 95%-Konfidenzintervall und der Standardabweichung

Alle Standardabweichungen liegen im Bereich von 57 bis 83 kWh. Diese Schwankungen sind für den Simulationszweck durchaus akzeptabel, wenn man bedenkt, dass ein realer Haushalt von Jahr zu Jahr ebenfalls Schwankungen aufweist. Die realen Schwankungen dürften sogar häufig größer sein.

Neben der Standardabweichung zeigt das Konfidenzintervall in Tabelle 5-2 an, in welchem Intervall man den wahren Mittelwert der Gesamtpopulation erwarten darf [vgl. Kol2008, S. 190]. Folglich liegt der wahre Mittelwert mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % um $\pm 6-9$ kWh um den

aus der durchgeführten Stichprobe ermittelten Mittelwert. Somit ist der gezeigte Mittelwert sehr exakt. Abbildung 5–4 stellt die in Tabelle 5-2 gezeigten Mittelwerte grafisch dar.

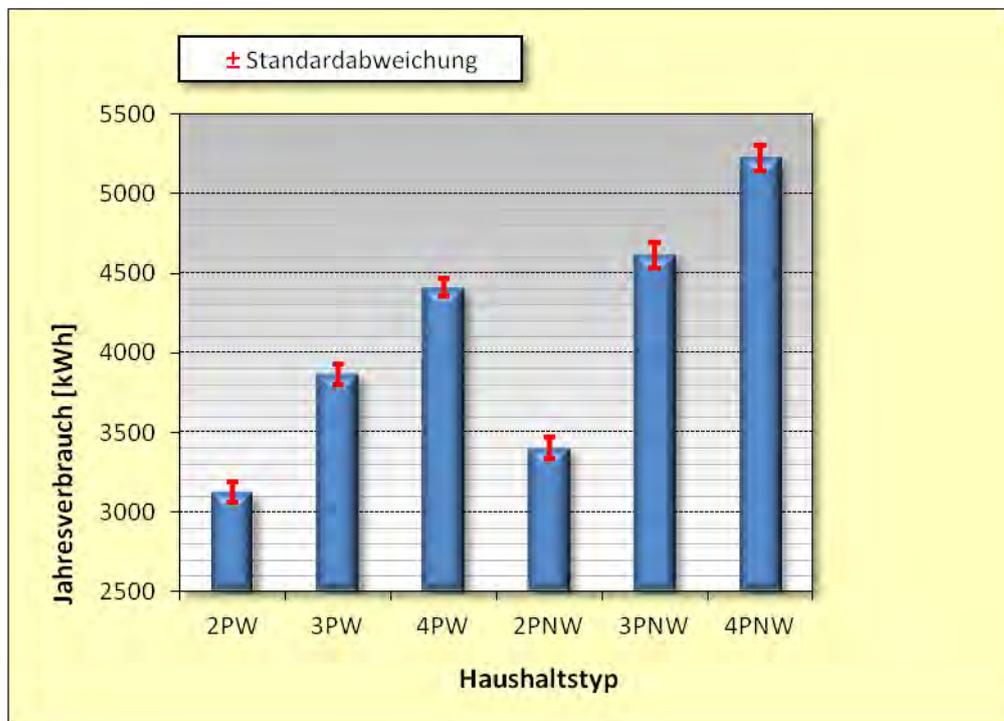


Abbildung 5–4: Mittelwerte der simulierten Jahresverbräuche mit der jeweiligen Standardabweichung

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten.

Erst mit den hier gewonnenen Kenntnissen über die Qualität des ermittelten Mittelwerts kann in Abschnitt 5.2.3 damit begonnen werden die Ergebnisse zu verifizieren. Wären die zuvor dargestellten Tests nicht durchgeführt worden, müsste die Qualität der in Abschnitt 5.2.3 getroffenen Aussagen zur Verifizierung infrage gestellt werden.

5.2.3 Verifizierung der Verbrauchssimulation

Wie in Kapitel 3.5 dargestellt, geht eine Vielzahl an Parametern in die Simulation des Haushaltslastgangs ein. Die grundlegenden Annahmen basieren zwar auf statistischen Daten, allerdings mussten insgesamt 98 Parameter selbst gewählt werden. Um die Richtigkeit dieser Annahmen zu hinterfragen und um die Programmierung auf Fehler zu prüfen werden nachfolgend drei Analysen durchgeführt. Die Ergebnisse sind nicht bei der ersten Simulation entstanden, sondern wurden durch wiederholtes Simulieren, Analysieren und Anpassen der Parameter das Programm soweit verfeinert, bis die Ergebnisse verifiziert werden konnten. In den nachfolgenden Abschnitten werden diese Ergebnisse und die durchgeführten Analysen beschrieben.

Verifizierung der simulierten Jahressummen

Aufgrund der bekannten Streuung des Jahresverbrauchs und des kleinen Konfidenzintervalls (Abschnitt 5.2.2) ist man in der Lage, die Ergebnisse der Verbrauchssimulation zu verifizieren. Hierfür wurden drei verschiedene Tests durchgeführt, welche nun der Reihe nach beschrieben und ausgewertet werden.

Zunächst wird verglichen ob sich aus den diversen getroffenen Annahmen die Jahressumme des Stromverbrauchs eines deutschen Haushaltes hinreichend genau abbilden lässt. Die in Absprache mit der Centrosolar AG gestellte Anforderung hierbei ist, dass die Simulation den deutschen Durchschnittshaushalt (für die jeweilige Haushaltsgröße) auf etwa ± 100 kWh pro Jahr abbilden sollte.

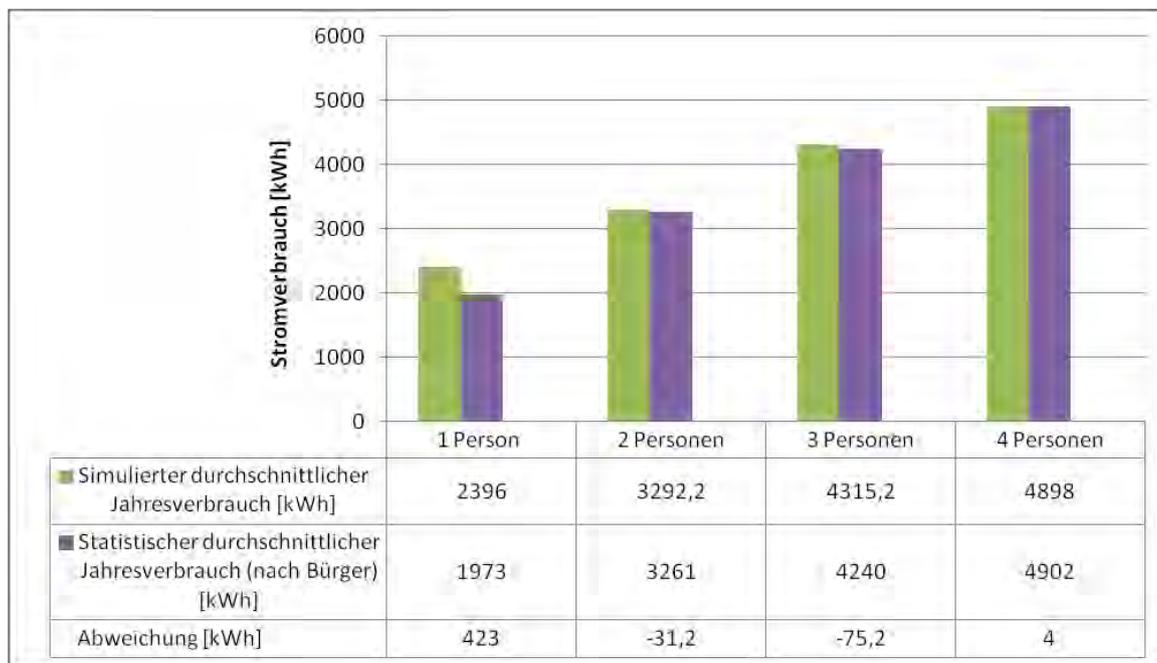


Abbildung 5–5: Vergleich des simulierten Jahresverbrauchs mit dem statistischen Jahresverbrauch im Jahr 2005 nach RWI/Forsa

Quelle: Eigene Darstellung mit RWI/Forsa-Daten aus [Bür2009, S. 14]

In Abbildung 5–5 ist der Vergleich grafisch dargestellt. Für die Bildung des durchschnittlichen Jahresverbrauchs stellt sich die Frage, wie das Verhältnis zwischen werktätigen und nicht-werkstätigen Haushalten (nach ihrer Definition aus Abschnitt 4.3) in der RWI/Forsa-Studie [Bür2009, S. 14] war. Die Studie macht hierüber jedoch keine Aussage. Auch eine allgemeine Aussage war hierzu leider nicht verfügbar. Alle Statistiken, die Haushalte betrachten, beschränken sich auf die Darstellung der Erwerbstätigkeit des Hauptverdieners. Dies gibt jedoch keine Auskunft über den Grad der Anwesenheit der übrigen Haushaltsmitglieder. Aus diesem Grund wird die Annahme getroffen, dass 60 % der Haushalte dem Typ NW (nicht werktätig) entsprechen

und somit 40 % dem Typ W (werktätig) zugeordnet werden.³⁰ Dementsprechend wird für den durchschnittlichen Jahresverbrauch ein gewichteter Mittelwert für jede simulierbare Haushaltsgröße gebildet.

Es kann lediglich eine Aussage darüber getroffen werden, wie gut die simulierten Jahresverbräuche mit den Jahresverbräuchen der Jahre übereinstimmen, aus denen die statistischen Nutzungsdaten stammen. Vergleicht man die Simulation mit Daten aus stark abweichenden Jahren, ist eine signifikante Abweichung sehr wahrscheinlich, denn Verbrauchsverhalten und Geräteausstattung werden verändert sein. Daher werden für den hier herangezogenen Vergleich Daten aus der gleichen Studie gewählt, aus der auch die Daten für Geräteausstattung und Verbrauchsverhalten sind.

Dennoch zeigt das Ergebnis, dass die selbst getroffenen Annahmen der Simulation für die Jahressumme eine gute Näherung darstellen. Lediglich die Simulation für einen Einpersonenhaushalt zeigt starke Abweichungen zum statistischen Wert. Dies liegt an den stark abweichenden Verhaltensweisen eines Singlehaushalts im Vergleich zum deutschen Durchschnitt. Allerdings ist eine einzelne Person auch eher selten Eigentümer eines Eigenheims mit PV-Anlage. Daher wurde diese Haushaltsgröße aus allen weiteren Betrachtungen ausgeschlossen.

Verifizierung der Verteilung der verbrauchten Strommengen auf die verschiedenen Geräte eines Haushalts

Nachdem der gezeigte Vergleich des Jahresverbrauchs die Gesamtmenge des simulierten Stromverbrauchs verifiziert hat, wird in diesem Abschnitt die Verteilung der verbrauchten Strommenge auf die einzelnen Geräte analysiert (Abbildung 5–6).

³⁰ Es soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass, wie in Abschnitt 4.3 dargestellt, „nicht-werkstätig“ in diesem Zusammenhang nicht bedeutet, dass niemand werktätig ist. Vielmehr bedeutet es, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit tagsüber Personen anwesend sind. Hierunter fallen auch Teilzeitbeschäftigte.

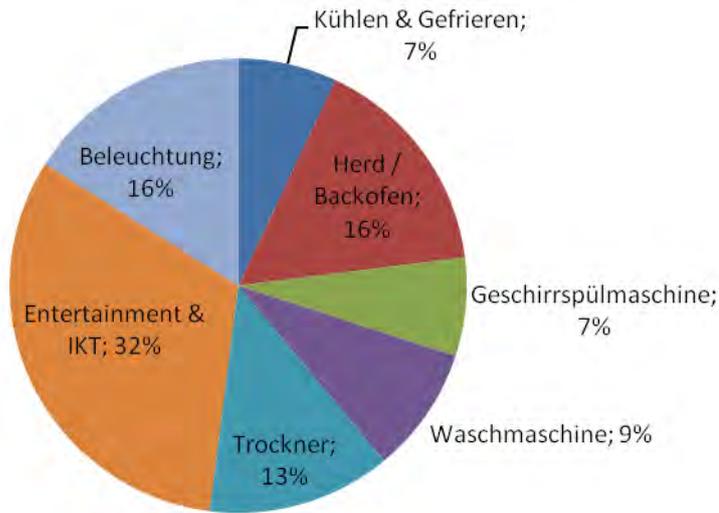


Abbildung 5-6: Verteilung der verbrauchten Jahresstrommengen auf die verschiedenen Geräte des simulierten Haushaltes

Die Grafik zeigt, dass der Kochvorgang den größten Verbraucher darstellt, gefolgt von Entertainment & IKT, Trockner und Beleuchtung. Eher klein sind die Jahresverbrauchsmengen für Kühlen und Gefrieren.

Um die Werte zu verifizieren, soll die Verteilung der simulierten Jahresstromverbräuche der Geräte mit der Verteilung aus wissenschaftlichen Studien verglichen werden. Dies stellt sich jedoch als schwierig heraus, da viele Studien nicht den nötigen Detaillierungsgrad aufweisen oder von anderen Geräten ausgehen (z. B. [Pro2011, S. 33]). Außerdem müssen Studien, deren Daten älter als 20 Jahre sind (z. B. [Tho1993, S. 6]), ebenfalls vernachlässigt werden, da sich die Verbräuche der einzelnen Hausgeräte durch den anhaltenden Trend zur Energieeffizienz, stark verändert haben. Daher wurde eine Studie gewählt, die den obigen Anforderungen entspricht.

Gerätegruppe	Eigene Simulation		Statistik nach Bürger	Abweichung [Prozentpunkte]
Kühlen & Gefrieren	323 kWh	7 %	27 %	+20
Herd / Backofen	738 kWh	16 %	14 %	-2
Geschirrspülmaschine	323 kWh	7 %	6 %	-1
Waschmaschine	415 kWh	9 %	6 %	-3
Trockner	599 kWh	13 %	4 %	-9
Entertainment & IKT	1475 kWh	32 %	29 %	-3
Beleuchtung	738 kWh	16 %	13 %	-3

Tabelle 5-3: Vergleich der Verteilung der verbrauchten Jahresstrommengen auf die verschiedenen Geräte der eigenen Simulation mit der bundesweit verbrauchten Strommenge jeder Gerätegruppe im Jahr 2004 nach Bürger

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [Bür2009, S. 18 und S. 88]

In Tabelle 5-3 wird ersichtlich, dass besonders die Gerätegruppe „Kühlen & Gefrieren“ stark von der Statistik abweicht. Dies könnte zwei Ursachen haben:

1. Bürger [Bür2009, S. 18] untersucht die bundesweit verbrauchten Strommengen und teilt sie in verschiedene Gerätegruppen auf. Es wird beschrieben, dass die Durchdringung der Gerätegruppe „Kühlen & Gefrieren“ im Jahr 2003 bei 115 % und im Jahr 2006 bei 100 % lag [S. 26]. Das bedeutet, es gab zeitweise mehr Geräte in dieser Gruppe als Haushalte. Dadurch steigt auch die im Bundesdurchschnitt verbrauchte Strommenge.
2. Ein weiterer Grund dürfte die Entwicklung der Energieeffizienz in dieser Gerätegruppe in den letzten Jahren sein. Die Energieeffizienz der Gerätegruppe bei Marktangebot aus dem Jahr 1995 und 2008 differiert um Faktor 2-4 [Bür2009, S. 88f.]. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass ein nicht unerheblicher Anteil der bundesweiten Geräte aus Tabelle 5-3 vor dem Jahr 1995 angeschafft wurde. Schlomann et al. [Schlo2004, S. 72] zum Beispiel zeigen, dass 48 % aller Geräte nicht die Energieeffizienzklasse A erreichen, wobei der wahre Anteil weit höher eingeschätzt werden kann.³¹ Die hier simulierten Geräte hingegen haben mit der Klasse A+ eine sehr gute Energieeffizienz.

Die verwendeten Daten basieren auf realen Messungen, weshalb sie nicht angepasst werden können. Auch das Nutzungsverhalten kann in realistischem Maße nicht weiter erhöht werden. Daher wird die Verteilung aus Bürger auf den Jahresverbrauch der eigenen Kühlgeräte angepasst (Tabelle 5-4).

Gerätegruppe	Eigene Simulation		Statistik nach Bürger nach Anpassung	Abweichung [Prozentpunkte]
Kühlen & Gefrieren	323 kWh	7 %	7 %	0
Herd / Backofen	738 kWh	16 %	18 %	+2
Geschirrspülmaschine	323 kWh	7 %	8 %	+1
Waschmaschine	415 kWh	9 %	8 %	-1
Trockner	599 kWh	13 %	5 %	-8
Entertainment & IKT	1475 kWh	32 %	37 %	+5
Beleuchtung	738 kWh	16 %	16 %	0

Tabelle 5-4: Angepasster Vergleich der Verteilung der verbrauchten Jahresstrommengen auf die verschiedenen Geräte der eigenen Simulation mit der bundesweit verbrauchten Strommenge jeder Gerätegruppe im Jahr 2004 nach Bürger

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [Bür2009, S. 18]

³¹ Nur 16 % der befragten Personen kannten die Energieeffizienzklasse ihrer Kühlgeräte. Die übrigen Personen kannten sie nicht oder hatten Geräte, die so alt waren, dass sie noch keine Energieverbrauchskennzeichnung besaßen. Somit ist der genannte Anteil weit über 48 % zu vermuten.

Die auf die Kühlgeräte angepassten Daten zeigen nun auch in der Gesamtverteilung eine deutliche Übereinstimmung mit der Statistik nach Bürger. Somit kann die Verteilung der verbrauchten Strommenge auf die verschiedenen Geräte als realistisch angesehen werden.

Verifizierung der Verteilung der Lasten über den Tag

Die größte Herausforderung bei der Abbildung eines Haushaltslastgangs liegt in der Verteilung der Lasten über den Tag. Um diese Verteilung zu prüfen, wird der Umstand genutzt, dass der auf 1000 kWh normierte Mittelwert von über 500 verschiedenen Haushalten dem VDEW-Standardlastprofil (VDEW-SLP) ähneln müsste. Es wird folglich der Lastgang simuliert, wie er an einem Ortsnetztransformator an der Übergabestelle zu einem Mittelspannungsnetz zu erwarten ist (vgl. Abschnitt 4.2.1). Diese Methode der Verifizierung wird auch von Bärwaldt & Kurrat [Bär2008, S. 6] und Esslinger & Witzmann [Ess2012, S. 8] genutzt.

Es muss angemerkt werden, dass unklar ist, inwiefern die VDEW-SLP, aufbauend auf Daten aus den 80er und 90er Jahren, den heutigen und zukünftigen Standardlastprofilen entsprechen. Möglich wäre eine Änderung der Verhaltensweisen und der typischen Verbrauchsgeräte. Derzeit sind die VDEW-SLP jedoch die beste Möglichkeit, die Verteilung der Lasten über den Tag zu prüfen.

Es stellt sich die Frage, wie die prozentuale Verteilung der verschiedenen Haushaltstypen in einem VDEW-Standardlastprofil aussieht. Dies wird in den beiden zuvor genannten Arbeiten nicht berücksichtigt. Ein Grund dafür könnte sein, dass die VDEW-Materialien [VDEW1999] hierüber keine genaue Auskunft geben. Um dennoch eine Näherung abzubilden, soll für diese Arbeit von folgenden Annahmen ausgegangen werden:

- Verhältnis Haushaltstyp NW : W = 60 : 40
- Keine Auswirkungen der Personenzahl durch die Normierung auf 1000 kWh Jahresverbrauch.

Für die Verifizierung wurden insgesamt 730 Haushaltstage beider Haushalte simuliert. Darunter Werktage und Wochenendtage. Für beide Haushaltstypen (W & NW) wurde für jede Viertelstunde des Tages getrennt nach Werktag und Wochenendtag der Mittelwert gebildet. Hieraus wurde der sog. SLP-Vergleicher (SLPV) anhand des gewichteten Mittelwerts im oben genannten Verhältnis erstellt:

$$P_{SLPV,i} = \frac{0,6 \cdot \varnothing(P_{NW,i}) + 0,4 \cdot \varnothing(P_{W,i})}{0,6 + 0,4} \quad \text{Formel 5-1}$$

mit

P_{SLPV}	Leistung SLP-Vergleicher	[W]
P_{NW}	Leistung des Haushaltstyps NW	[W]
P_W	Leistung des Haushaltstyps W	[W]
$\varnothing(x)$	Arithmetischer Mittelwert von x	[W]
i	Nummer des $\frac{1}{4}$ h-Zeitintervalls	[-]

Nach dieser Vorgehensweise wurde für Wochentage und Wochenendtage je eine Vergleichsgrafik erstellt (Abbildung 5–7).

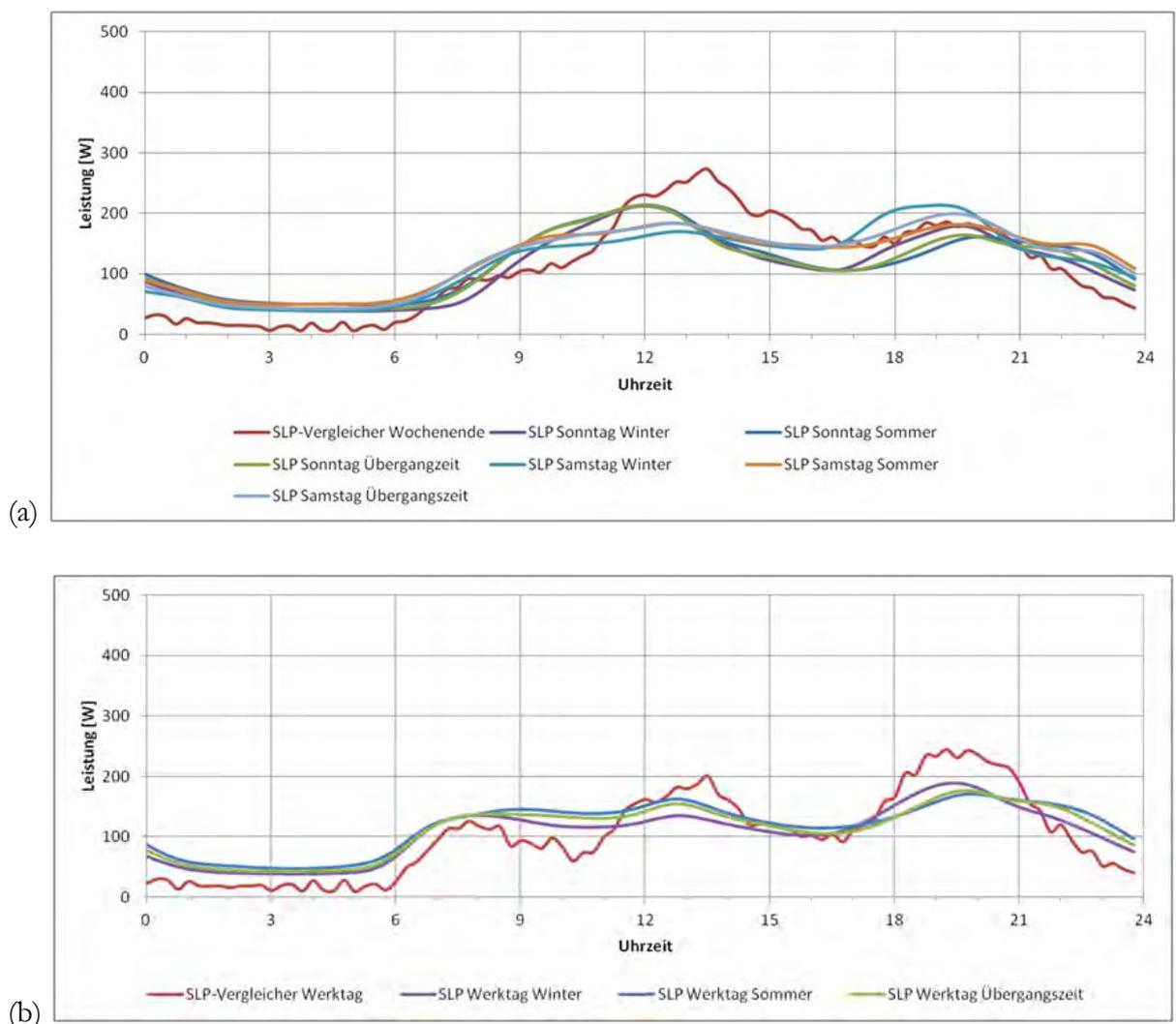


Abbildung 5–7: Simulierter ‚SLP-Vergleicher‘ im Vergleich zu den VDEW-Standardlastprofilen für Wochenendtage (a) und Werktage (b) aller Jahreszeiten

Quelle: Eigene Darstellung mit VDEW SLP Daten von [Ele2012]

Abbildung 5–7 zeigt den sog. SLP-Vergleicher (rot) für Werktage und Wochenendtage. Da das VDEW-SLP zusätzlich zwischen Samstag und Sonntag, sowie zwischen Sommer, Winter und

Übergangszeit unterscheidet, sind in den Grafiken mehrere VDEW-SLP Kurven eingezeichnet. Der SLP-Vergleicher sollte in etwa das Mittel dieser Kurven darstellen.

Der SLP-Vergleicher sticht aufgrund seiner wesentlich geringeren Glättung deutlich heraus. Eine größere Glättung müsste zu erreichen sein, indem man eine noch größere Anzahl Haushalte simuliert. Dies war im Zeitrahmen dieser Arbeit jedoch leider nicht möglich. Dennoch reicht die erstellte Kurve aus, um einen Vergleich mit dem VDEW-SLP durchzuführen.

Der SLP-Vergleicher für einen Wochenendtag (a) ist bei Nacht ca. 20 W niedriger als die VDEW-SLP Kurven. Beide Kurven zeigen eine Mittags- und eine Abendspitze. Während die Mittagsspitze des SLP-Vergleichers um etwa eine Stunde später auftritt, stimmt die Abendspitze fast exakt mit den VDEW-SLP Kurven überein.

Der SLP-Vergleicher für einen Werktag (b) zeigt bei Nacht ebenfalls einen niedrigeren Leistungswert als die VDEW-SLP Kurven. Über den Tag verteilt sind bei beiden Kurventypen, drei Leistungsspitzen zu erkennen. Alle liegen in etwa bei derselben Uhrzeit. Die Täler zwischen den Spitzen stimmen von ihren Zeitpunkten auch weitgehend überein. Lediglich die Leistung ist am späten Morgen beim SLP-Vergleicher um etwa 100 W niedriger.

Die genannten kleinen Abweichungen könnten durch iteratives Anpassen der Eingangswerte weiter optimiert werden. Jedoch hat sich herausgestellt, dass jede weitere Optimierung sehr aufwendig wird, da jede Anpassung auch zu Änderungen in den Jahressummen und/oder der Verteilung der verbrauchten Strommengen führt. Dies macht weitere Optimierungen sehr komplex.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die SLP-Vergleicher in weiten Teilen mit den VDEW-Standardlastprofilen übereinstimmen. Geht man davon aus, dass das VDEW-SLP richtig ist, ist auch die Verteilung der Lasten über den Tag in der Simulation korrekt.

5.2.4 Lokale Sensitivitätsanalyse der Verbrauchssimulation

Aufgrund der mangelnden Datengrundlage mussten einige Parameter der Simulation frei bestimmt werden. Um den Einfluss dieser selbst gewählten Parameter zu bestimmen, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Das Ziel ist somit nicht die Analyse des Einflusses von Verhaltensänderungen auf den Direktverbrauch. Auch wenn dies sehr interessant wäre, ist es nicht Teil des Themas dieser Master Thesis. Vielmehr ist das Ziel dieser Sensitivitätsanalyse, mehr Wissen zur Optimierung der Simulation zu erlangen, indem die Parameter mit starkem Einfluss auf den Jahresverbrauch identifiziert werden.

Allgemein wird zwischen globalen und lokalen Sensitivitätsanalysen (SA) unterschieden. Während eine lokale SA die Parameter *ceteris paribus* verändert, passt eine globale SA mehrere Parameter an. Eine globale SA, wie zum Beispiel die Monte Carlo Methode, ist somit auch in der Lage, die Interaktion der Einflussgrößen zu analysieren. Da die Einflussanalyse nicht das Ziel dieser Arbeit ist (vgl. Abschnitt 1.2), wäre eine globale SA zu aufwendig, um sie im Rahmen dieser Arbeit durchzuführen. [Han2011, S. 10ff.; Wet2009, S. 27ff.]

Nachfolgend wird daher die wesentlich weniger rechenintensive lokale SA durchgeführt. Ein weiterer Vorteil ist dabei die eindeutige Zuordnung einer Veränderung des Ausgangsparameters auf einen Eingangsparameter. Der hier analysierte Ausgangsparameter ist der Jahresverbrauch eines Haushalts.

Für die Sensitivitätsanalyse wird eine Basissimulation definiert. Ausgehend von dieser Basissimulation werden alle Eingangsparameter *ceteris paribus* um 10 % und 20 % erhöht und abgesenkt. Da dies bei Uhrzeiten nicht möglich ist, werden diese Parameter um 1 h und 2 h erhöht und abgesenkt. Für jede Parameteränderung wird der Haushaltslastgang über ein Jahr simuliert und der Jahresverbrauch als Ergebnis abgespeichert.

Aufgrund des schwankenden Simulationsergebnisses (vgl. Abschnitt 5.2.2) muss ausgeschlossen werden, dass die Ursache einer Abweichung vom Ergebnis der Basissimulation tatsächlich die Anpassung eines Parameters gemäß Sensitivitätsanalyse ist und nicht lediglich die übliche Schwankung der Simulation. Daher wird nicht nur eine einzelne Sensitivitätsanalyse durchgeführt, sondern zehn Sensitivitätsanalysen, ausgehend von derselben Basissimulation.

Es wurde darauf geachtet, dass die Basissimulation (Parameteranpassungsfaktor = 1) in etwa dem in Abschnitt 5.2.2 definierten Mittelwert entspricht. Jeder Datenpunkt - und somit jede Parameteranpassung - wurde zehn Mal simuliert mit anschließender Bestimmung des arithmetischen Mittelwerts dieser zehn Datenpunkte. Ausgehend von diesen Mittelwerten wurde eine Zusammenfassung der zehn Sensitivitätsanalysen³² erstellt (Abbildung 5–8). Zusätzlich ist die in Abschnitt 5.2.2 bestimmte Spannweite der Simulationsergebnisse als grüner Bereich in der Grafik markiert. Datenpunkte, die in diesem Bereich liegen, lassen keinen Rückschluss auf eine durch die Parameteranpassung bedingte Veränderung zu.

³² Die Ergebnisse der zehn einzelnen Sensitivitätsanalysen sind in Anhang E.1 abgebildet.

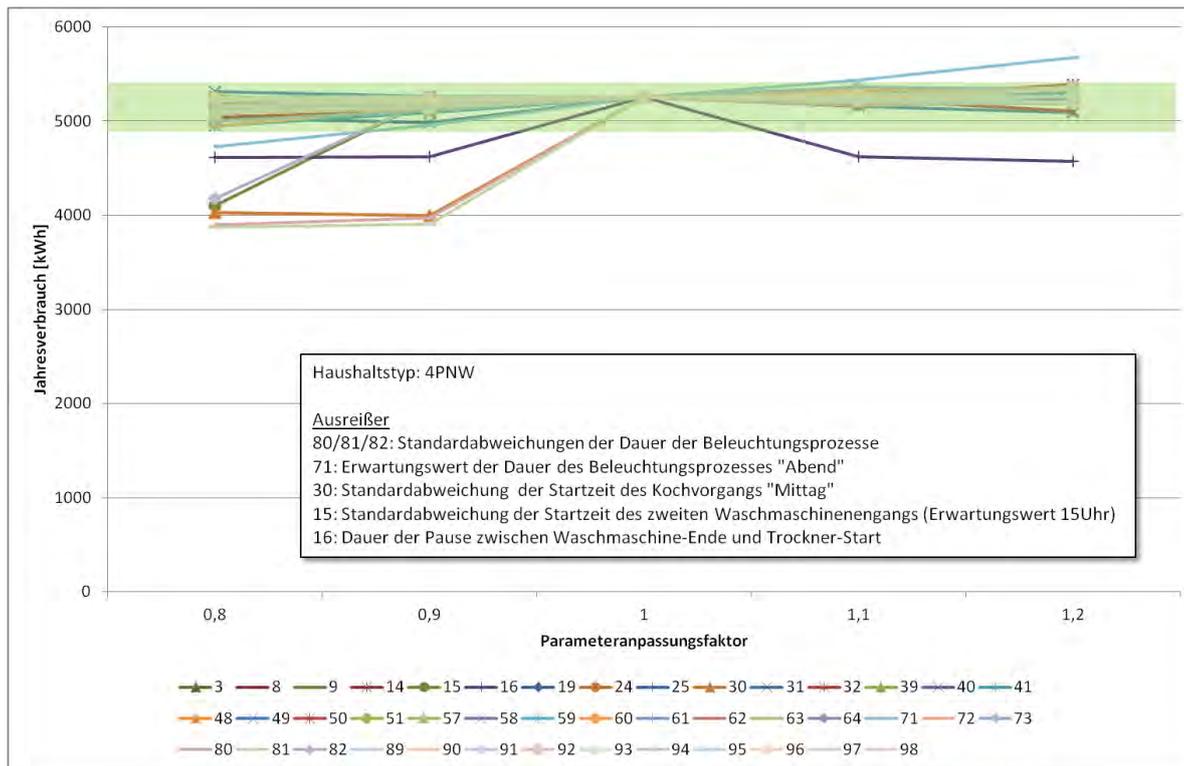


Abbildung 5–8: Sensitivitätsanalyse der selbst gewählten Parameter mit Unsicherheitsbereich (Grün) am Beispiel des Haushaltstyps 4PNW

Hinweis: Beim Parameteranpassungsfaktor ist für Zeitwert 0,1 = 1 Stunde. Bsp.: 1,1 bedeutet normalerweise eine Erhöhung des Parameters um 10 %. Bei Zeitwerten entspräche es einer Erhöhung um 1 Stunde. Dabei kann der Zeitwert selbstverständlich nicht kleiner als Null werden.

Abbildung 5–8 präsentiert die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der frei wählbaren Parameter. Die Grafik veranschaulicht, dass der Großteil der selbst gewählten Parameter keine oder nur eine sehr geringe Auswirkung auf den Jahresverbrauch hat. Somit kann vermutet werden, dass sich bei diesen Parametern das Fehlen statistischer Daten nicht wesentlich auf das Simulationsergebnis auswirkt. Für die als Ausreißer markierten Parameter könnte es sich jedoch lohnen, die gewählten Werte mit statistischen Werten abzugleichen, sobald diese verfügbar sein sollten.

Allerdings wirft das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse Fragen auf:

- Weshalb tritt nur die Standardabweichung der Startzeit des zweiten Waschgangs als Ausreißer auf, nicht aber die des ersten Waschgangs?
- Ab welchem Anpassungsfaktor schlagen die Werte im grünen Bereich über die Bereichsgrenze aus?

Um diese und weitere Fragen zu klären, ist eine genauere Analyse, als im Rahmen dieser Arbeit möglich, empfehlenswert. Besonders interessant wäre dabei, eine aufwendigere globale Sensitivitätsanalyse, um die Korrelationen verschiedener Parameter zu analysieren.

5.3 Simulationsergebnis - Funktionen für den Direktnutzungsgrad in Abhängigkeit vom solaren Deckungsgrad

Nachdem in Abschnitt 5.2 die Simulation als realistisch anerkannt wurde, können die Direktnutzungskurven ermittelt werden. Wie in Abschnitt 2.2.3 entwickelt, sollen die Simulationsergebnisse in Form von Näherungsfunktionen im Anschluss an diese Arbeit in das Onlinetool Centrocheck implementiert werden.

In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie die Direktnutzungskurven erstellt werden. Die Implementierung ist nicht mehr Ziel dieser Arbeit (vgl. Abbildung 1–2). Anhang E.4 zeigt dennoch einen Vorschlag für die Implementierung der Ergebnisse in das Centrocheck.

Ermittlung der Funktionen für den Direktnutzungsgrad

Um die Direktnutzungskurve zu ermitteln, wird zunächst eine Simulation des Verbrauchsverhaltens des jeweiligen Haushaltstyps durchgeführt. Mit dem generierten Haushaltlastgang werden anschließend alle PV-Anlagen Größen (1 kWp Schritte) in einem Bereich von 1 bis 100 kWp simuliert. Die ermittelten Direktnutzungsgrade sind für eine Beispielanlage, gemäß Abschnitt 2.2, über den solaren Deckungsgrad in einer Grafik dargestellt (Abbildung 5–9).

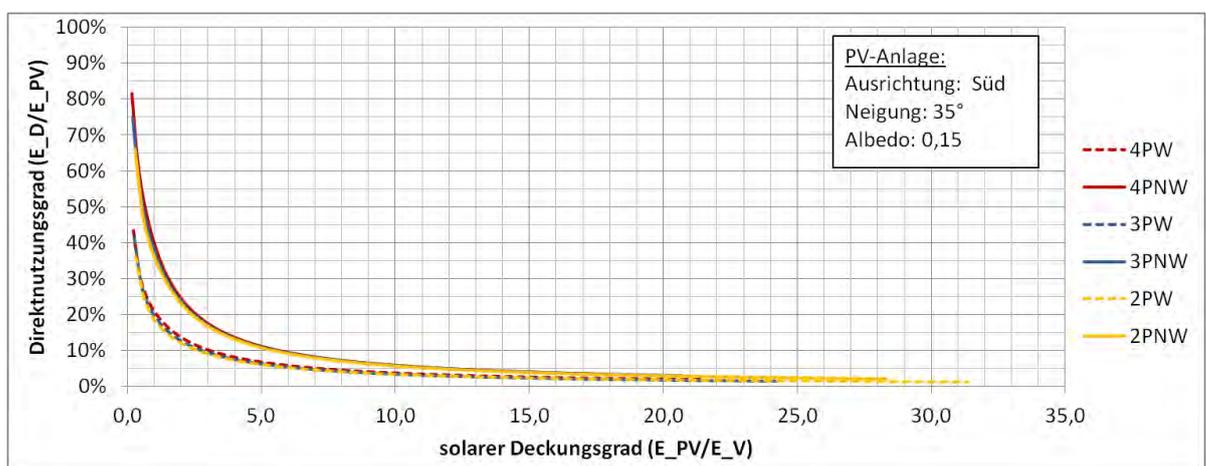


Abbildung 5–9: Direktnutzungskurven für alle simulierten Haushaltstypen bei Ausrichtung der PV-Anlage nach Süden im Bereich 1 bis 100 kWp

Wie erwartet, ist der primäre Einfluss die Anwesenheitsstruktur und somit das Nutzerverhalten. Um eine genauere Betrachtung des für Dächer von Einfamilienhäusern relevanten Bereichs zu ermöglichen, wird in Abbildung 5–10 der Bereich bis zum solaren Deckungsgrad 5,0 dargestellt.

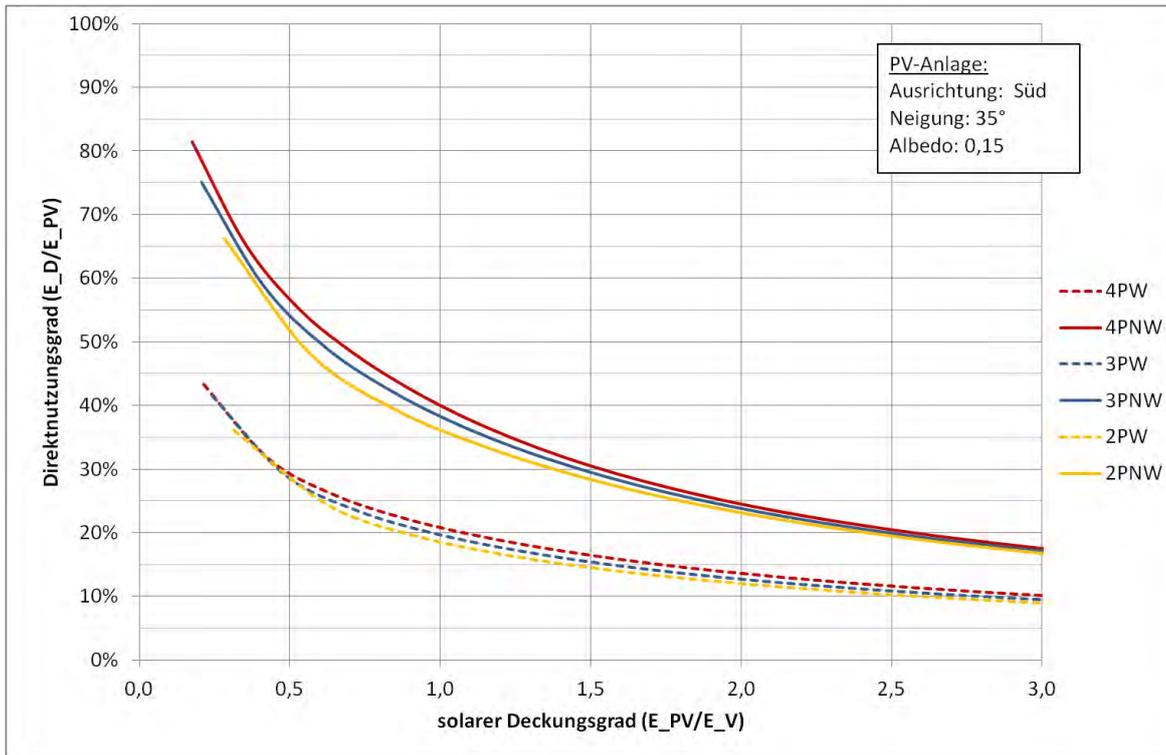


Abbildung 5–10: Direktnutzungskurven für alle simulierten Haushaltstypen bei Ausrichtung der PV-Anlage nach Süden bis zum solaren Deckungsgrad 3,0

Die Anzahl der in einem Haushalt lebenden Personen wirkt sich, bei selbem solarem Deckungsgrad, nur im einstelligen Prozentpunktbereich aus. Außerdem wird deutlich, dass bei größeren solaren Deckungsgraden die Personenzahl irrelevant wird.

Ausgehend von diesen Kurven können nun die Funktionen für das Centrocheck ermittelt werden. Mithilfe der in Excel implementierten Trendlinienfunktion wird den Datenkurven eine Funktion angenähert. Diese Excel-Funktion berechnet mit der Methode der kleinsten Quadrate eine Gleichung (Regressionsanalyse). Die Qualität, mit der die Regressionsgleichung an die Datenpunkte angenähert ist, wird über das Bestimmtheitsmaß R^2 ausgedrückt. Das Bestimmtheitsmaß nähert sich dem Wert 1, je näher die Regressionsgleichung an den Datenpunkten liegt. Im Falle einer exakten Übereinstimmung wäre folglich $R^2 = 1$. [Fah2009, S. 98; Exe2012]

Da die Kurven nicht genau genug über eine einzelne Gleichung angenähert werden konnten, wurde der solare Deckungsgrad in zwei Bereiche aufgeteilt. Dadurch können für jeden Bereich Funktionen mit sehr hohem Bestimmtheitsmaß konstruiert werden. Das Ergebnis ist beispielhaft in Abbildung 5–11 dargestellt.

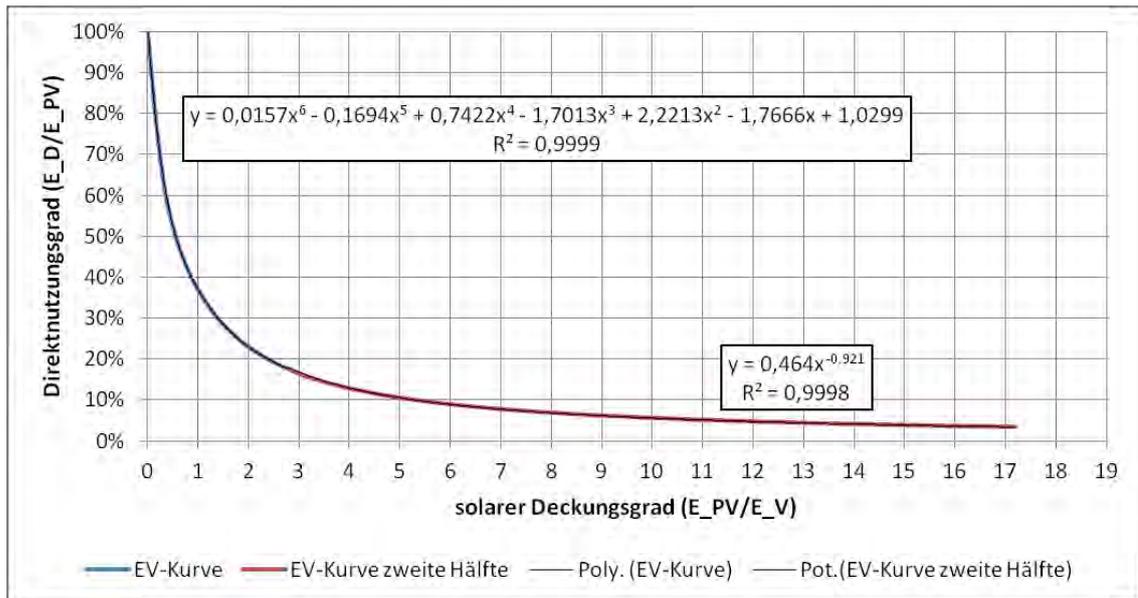


Abbildung 5–11: Bestimmung der Funktionen der Direktnutzungskurve in zwei Bereichen für Anlagengrößen von 0,1 bis 100 kWp

Die gezeigte Kurve gilt bei allen Anlagengrößen und Jahresverbräuchen für ein vorher definiertes Nutzerverhalten, eine Ausrichtung und eine Neigung der PV-Anlage. Abbildung 5–12 und Abbildung 5–13 stellen am Beispiel eines werktätigen 4-Personen-Haushalts (4PW) dar, wie sich die Direktnutzungskurven in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung verändern.

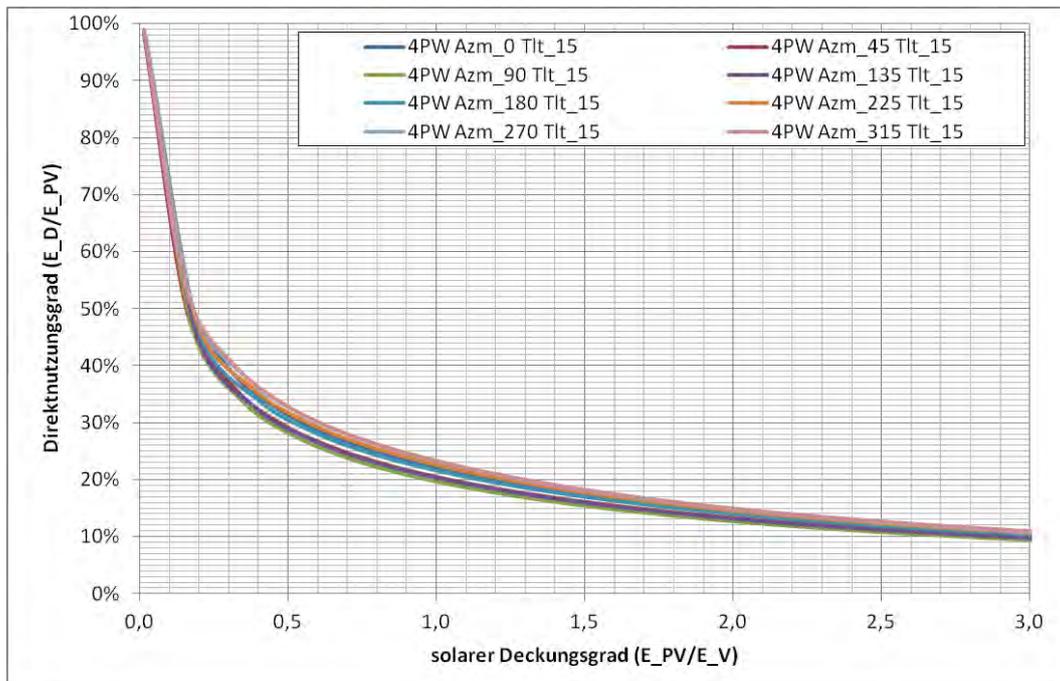


Abbildung 5–12: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen (Azm) bei Neigung (Tlt) 15°, Haushaltstyp 4PW sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp

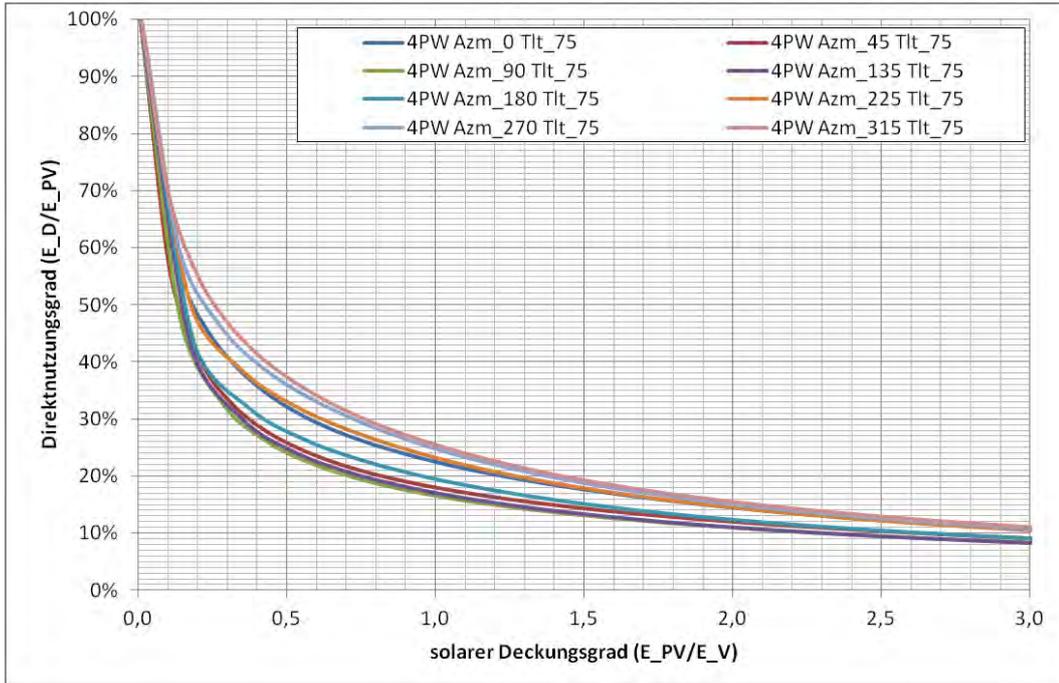


Abbildung 5–13: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen (Azm) bei Neigung (Tlt) 75°, Haushaltstyp 4PW sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp

Die Graphen zeigen, wie sowohl Neigung als auch Ausrichtung den Verlauf der Kurven beeinflussen. Während die Kurven der verschiedenen Ausrichtungen bei 15° Neigung noch relativ eng beisammen liegen, sind die Abweichungen bei 75° schon wesentlich signifikanter. In Anhang E.5 bis E.8 sind die gezeigten Graphen für die Neigungen 0° bis 90° in 15° Schritten dargestellt.

Für die Implementierung kann ein Entscheidungsbaum erstellt werden, wie er beispielhaft in Abbildung 5–14 dargestellt ist. Ein solcher Entscheidungsbaum kann leicht über If-Else-Abfragen programmiert werden. Einen Vorschlag für die Umsetzung der Implementierung zeigt Anhang E.4.

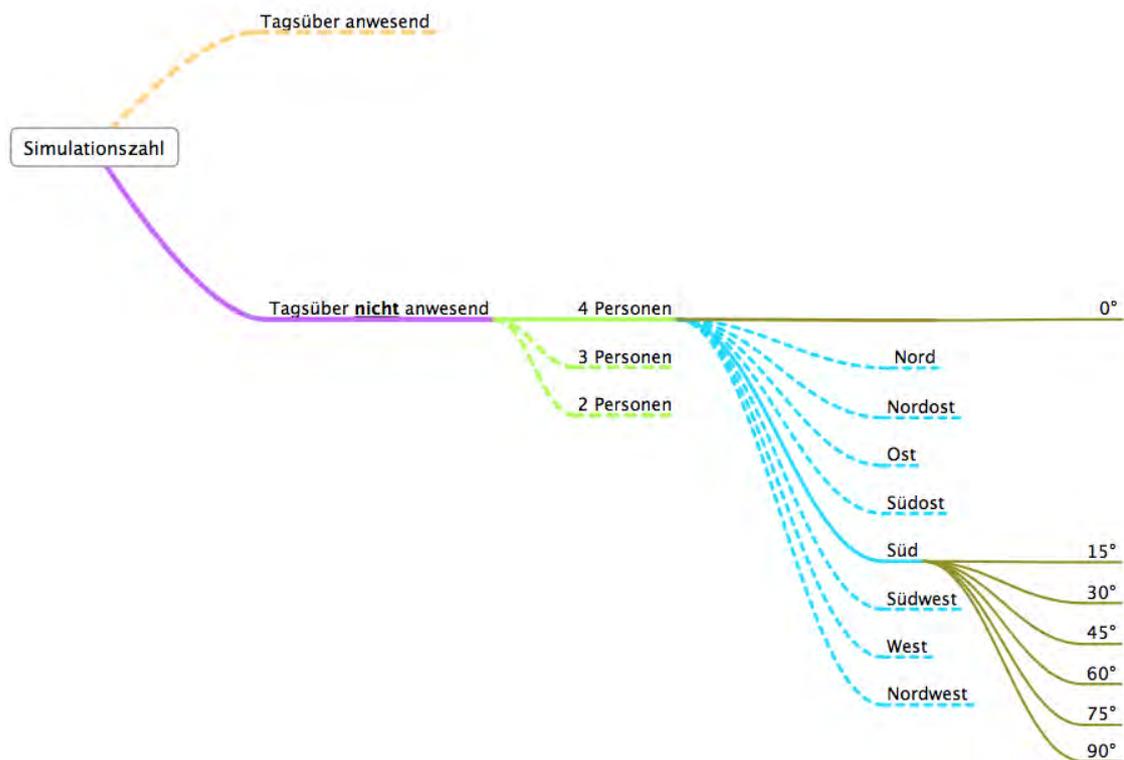


Abbildung 5–14: Schema eines Entscheidungsbaums für die Programmierung der verschiedenen Varianten

5.4 Schlussfolgerungen

In Kapitel 5 wurde gezeigt, dass die durchgeführte Simulation auf einer soliden Basis steht. Nachdem ein kleinerer Fehler (0,03 % der Daten) in der Umrechnung der Einstrahlungsdaten bereinigt wurde, hat der Vergleich mit den professionellen Berechnungsprogrammen Meteonorm und PV*Sol sehr zufriedenstellende Ergebnisse geliefert (Abschnitt 5.2.1).

Die Schwankungen aufgrund der stochastischen Simulation des Lastgangs wurden in Abschnitt 5.2.2 definiert. Der Mittelwert der Jahresverbräuche jedes Haushaltstyps konnte mit einem sehr schmalen Konfidenzintervall ermittelt werden. Darauf aufbauend wurden die simulierten Jahresverbräuche mit statistischen Jahresverbräuchen verglichen (Abschnitt 5.2.2). Die Abweichungen lagen im Bereich der 2 bis 4 Personen Haushalte unter 100 kWh und somit im von Centrosolar als akzeptabel definierten Bereich. Lediglich der 1-Personen-Haushalt konnte nicht zufriedenstellend abgebildet werden, weshalb er für die weitere Simulation ausgeschlossen wurde.

Um die Verteilung der Lasten innerhalb des Lastgangs zu verifizieren, wurden die Ergebnisse mit statistischen Daten für jedes Gerät verglichen (Abschnitt 5.2.3). Zusätzlich wurde ein künstliches Lastprofil auf Basis von 700 Haushalten erstellt und mit dem VDEW-Standardlastprofil vergli-

chen. Beide Vergleiche lieferten akzeptable Ergebnisse, sind im Detail aber noch verbesserungsfähig.

In einer Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 5.2.4) wurden die Einflüsse der verschiedenen selbst bestimmten Parameter bestimmt. Die Ergebnisse zeigen nur wenige Parameter mit starkem Einfluss. Allerdings wäre eine detaillierte Analyse der einzelnen Parameter als im Rahmen dieser Arbeit möglich sicherlich interessant.

In Abschnitt 5.3 wurden Funktionen zur Einbindung in das Centrocheck erstellt. Mit dieser Methode können beliebig viele weitere Funktionen erstellt werden. Die Zahl der Funktionen ergibt sich, wie gezeigt, durch die gewünschte Feinheit der Ergebnisdarstellung, welche in erster Linie von Ausrichtung und Neigung der Anlage abhängt.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Durch diese Master Thesis wurde die Centrosolar AG in die Lage versetzt den Direktverbrauch von Photovoltaikstrom in privaten Haushalten zu prognostizieren. Hierfür wurde ein Programm auf Basis von Microsoft Excel 2007 erstellt, das sowohl den PV-Ertrag als auch den Haushaltslastgang in 15-minütiger Auflösung simuliert.

Für die Simulation des PV-Ertrags wurden Einstrahlungsdaten auf die horizontale Ebene eines typischen Jahres am Standort Schlotheim von der Firma Meteotest verwendet. Ausgehend davon folgte die Modellierung der Einstrahlung auf die Modulebene bei beliebiger Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage nach Hay. Abschließend wurde, ausgehend von den Strahlungsdaten, mit einem an Häberlin angelehnten Ansatz der PV-Ertrag bestimmt.

Der Lastgang eines Haushalts wurde, nach Abwägung der Alternativen, über ein stochastisches Modell generiert. Hierfür wurden statistische Daten zur Geräteausstattung, Benutzungshäufigkeit, Nutzungsdauerzeit verwendet und, wenn nötig, durch eigene Annahmen ergänzt. Für den Großteil der simulierten Geräte standen gemessene Lastgänge zur Verfügung. Für Geräte ohne festes Verbrauchsprofil wurden stochastische Lastgänge simuliert.

Vor Verwendung der Ergebnisse sind die beiden Teilsimulationen verschiedenen Prüfungen unterzogen worden. Hierbei konnte gezeigt werden, dass ihre Ergebnisse eine plausible Simulation der realen (statistischen) Begebenheiten darstellen. Allerdings ist der Autor der Ansicht, dass durch eine globale Sensitivitätsanalyse der Eingangswerte, die Simulationsergebnisse noch genauer auf bestimmte Haushaltstypen angepasst werden können, als dies im Zeitrahmen dieser Master Thesis möglich war. Hierfür wären auch Feldtests in verschiedenen Haushaltstypen sehr interessant.

Zudem wäre eine Erweiterung des Simulationsmodells möglich, indem man das Modell besser auf die unterschiedlichen Verhaltensweisen von Haushalten mit mehr als 4 Personen oder einer Person anpasst. Für den Fall des Einpersonenhaushalts haben die Analysen gezeigt, dass für eine realistische Abbildung definitiv weitere Anpassungen am Simulationsmodell notwendig wären.

Für die Verwendung des Programms zur Simulation eines Energiemanagements im Haushalt wäre es zu empfehlen, die Auflösung des Programms wesentlich zu verfeinern. Bei starker Verfeinerung sollte außerdem ein geeigneteres Programm als Microsoft Excel verwendet werden.

Das Ergebnis der Simulation ist eine Kurve des Direktnutzungsgrads über den solaren Deckungsgrad. Diese Darstellung wurde gewählt, um die Ergebnisse näherungsweise unabhängig vom Standort der PV-Anlage darzustellen. Anhand der Datenpunkte dieser Kurven können Näherungsfunktionen für jede Kurve ermittelt werden. Das im Rahmen dieser Master Thesis

gesteckte Ziel, die Prognose des Direktnutzungsgrads, ist anhand dieser Funktionen möglich. Eine Implementierung der abgeleiteten Funktionen in das Onlineplanungstool Centrocheck ist schnell umsetzbar.

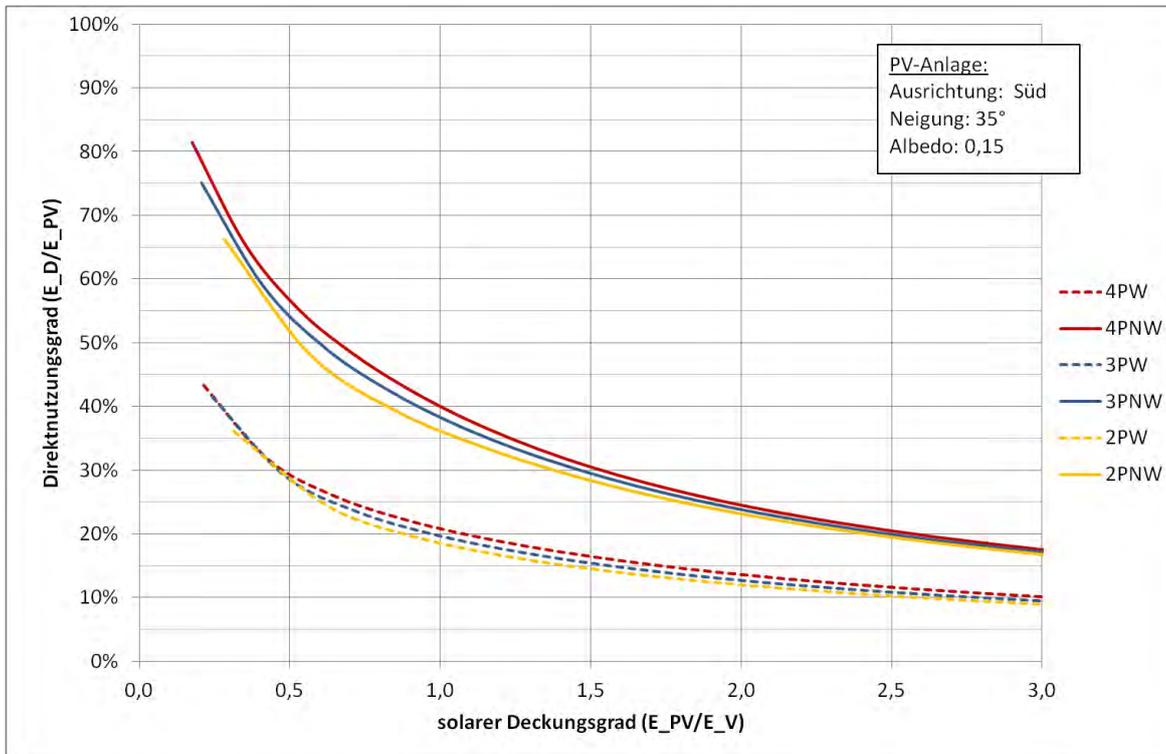


Abbildung 6-1: Direktnutzungskurven für alle simulierten Haushaltstypen bei Ausrichtung der PV-Anlage nach Süden bis zum solaren Deckungsgrad 3,0

Die Beachtung der Verhaltensweise verschiedener Haushaltstypen ermöglicht eine für Endkunden bisher einzigartige Prognose. Die Centrosolar AG kann ihren Kunden dadurch einen Service bieten, den bisher kein Wettbewerber zur Verfügung stellt. In einem härter werdenden Marktumfeld ist dieser Service ein wichtiger Baustein um sich von Mitbewerbern abzuheben.

Darüber hinaus hat die Centrosolar AG durch dieses Programm die Möglichkeit jeden beliebigen zusätzlichen Haushaltstyp zu simulieren und schnell in das Centrocheck zu implementieren. Ebenfalls können für ausgewählte Kunden individuelle Prognosen anhand gemessener Lastgänge erstellt werden. Aufgrund der hohen Grundlast ist dies speziell für Kunden aus Industrie und Gewerbe attraktiv, um eine Nutzung der Photovoltaik unabhängig vom Erneuerbare-Energien-Gesetz wirtschaftlich zu ermöglichen.

- Quellenverzeichnis, Anhang und Sachwortverzeichnis -

Quellenverzeichnis

- [Ape2011a] **Apel + Hoyer, Fotovoltaikzentrum Michael Ziegler (Hrsg.):** *PV-Installateure maßgeblich für Markenentscheidung — Neue Studie zum Photovoltaikmarkt in Deutschland.* News. Studie zum Photovoltaikmarkt Deutschland 2011. November 2011. URL: [http://www.apel-hoyer.de/index.php?id=newsansicht&tx_ttnews\[tt_news\]=39&cHash=ab50f95219fe4a74697319573930c3a1](http://www.apel-hoyer.de/index.php?id=newsansicht&tx_ttnews[tt_news]=39&cHash=ab50f95219fe4a74697319573930c3a1) (Abfrage am 21.12.2011)
- [Ape2011b] **Apel + Hoyer Mitarbeiter Rüdiger Mühlhausen:** *schriftliche Mitteilung* vom 21.12.2011. Siehe Email Archiv des Autors bei der Centrosolar AG.
- [Bär2008] **Bärwaldt, G.; Kurrat, M.:** *Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf der Basis stochastischer Haushaltslastprofile.* Beitrag zum X. Symposium Energieinnovation, 13.-15. Februar 2008 TU Graz, Österreich. Braunschweig: TU Braunschweig - Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia). URL: http://www.htee.tu-bs.de/forschung/veroeffentlichungen/080131_Langfassung_TU-Braunschweig_Baerwaldt_Kurrat.pdf (Abfrage am 08.06.2012)
- [Bei1995] **Beichelt, Frank:** *Stochastik für Ingenieure.* Stuttgart: Teubner Verlag, 1995.
- [BSW2010] **Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (Hrsg.):** *Eigenverbrauch von Solarstrom.* Vortrag von Rainer Brohm auf dem 7. Fachgespräch der Clearingstelle EEG „Eigenverbrauch von Solarstrom am 15. Oktober 2010. URL: http://www.clearingstelle-eeeg.de/files/05_Vortrag_Brohm.pdf [Abfrage am 04.01.2012]
- [BSW2011] **Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (Hrsg.):** *Eigenverbrauch von Solarstrom.* URL: http://www.solartechnikberater.de/uploads/tx_sbd downloader/Merkblatt_Eigenverbrauch_h_Feb2011.pdf [Abfrage am 5.12.2011]
- [BSW2012a] **Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (Hrsg.):** *Der BSW-Solar stellt sich vor.* URL: <http://www.solarwirtschaft.de/ueber-uns/> [Abfrage am 04.01.2012]
- [BSW2012b] **Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (Hrsg.):** *EEG-Novelle 2012 II – Was ändert sich rückwirkend zum 1. April 2012?.* Stand: 18. Juli 2012. URL: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/20120719_EEG-Novelle2012_Merkblatt.pdf [Abfrage am 24.07.2012]
- [Bür2009] **Bürger, Veit:** *Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte.* TRANSPPOSE working paper No. 3. Freiburg: o.A.. URL: <http://www.oeko.de/oekodoc/980/2009-120-de.pdf> (Abfrage am 10.06.2012)
- [Can2010] **Can-Weber, Monica; Wendel, Tom:** *Microsoft Excel 2010-Programmierung – Das Handbuch.* Köln: O’Reilly Verlag, 2010. ISBN 978-3-86645-460-6
- [CeG2011] **Centrosolar Group AG (Hrsg.):** *CS Group Presentation – Aktuelle Investoren Präsentation.* November 2011. URL: http://www.centrosolar-group.de/fileadmin/user_upload/downloads/cs-group/investor_relations/presentations/Investor_Presentation_2011_November.pdf (Abfrage: 10.01.2012)
- [CeG2012] **Centrosolar Group AG:** *Geschäftsbericht 2011.* URL: http://www.centrosolar-group.com/fileadmin/user_upload/downloads/cs-group/geschaeftsberichte/gb_2011_d.pdf (Abfrage am 01.07.2012)
- [Cen2011a] **Centrosolar AG:** *Centrocheck.* URL: www.centrocheck.de [Stand: 29.11.2011]

- [Cen2012a] **Centrosolar AG:** *Datenblatt S-Class Professional Modul*. Stand: 08.02.2012 URL: <http://www.centrosolar.de/downloads/> (Abfrage am 03.06.2012)
- [Cen2012b] **Centrosolar AG:** *Centrosolar Group AG - Teil vom Ganzen*. URL: <http://www.centrosolar.de/unternehmen/ueber-uns/konzern/> (Abfrage am 01.07.2012)
- [Cle2010] **Clearingstelle EEG:** *Tagungsbericht – 7. Fachgespräch der Clearingstelle EEG am 15. Oktober 2010 – Eigenverbrauch von Solarstrom –*. URL: http://www.clearingstelle-eeg.de/files/Tagungsprotokoll_7_Fachgespraech_0.pdf [Abfrage am 04.01.2012]
- [DGS2010] **Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS):** *Leitfaden Photovoltaische Anlagen*. 4.Auflage. Berlin: DGS, 2010.
- [Dic2011] **Dickert, Jörg, Schegner, Peter:** *Neue Ansätze der Modellierung synthetischer Lastgänge für Planung und Betrieb von Smart Grids*. Beitrag zum internationalen ETG-Kongress 2011 am 08.-09.2011 in Würzburg (ETG-FB 130). Berlin / Offenbach: VDE Verlag. ISBN 978-3-8007-3376-7
- [Die1957] **Dietze, Gerhard:** *Einführung in die Optik der Atmosphäre*. Leipzig: Akademische Verlagsgesellschaft Geest & Portig K. G., 1957.
- [DIN5034] **Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN):** *DIN 5034 Teil 2. Tageslicht in Innenräumen*. Berlin: Beuth Verlag, 1982.
- [Duf1976] **Duffie, John A.; Beckman, William A.:** *Sonnenenergie: Thermische Prozesse*. 1. Auflage. München: Pfriemer. ISBN 3-7906-0065-2
- [Duf2006] **John A.; Beckman, William A.:** *Solar engineering of thermal processes*. 3. Auflage. Hoboken, NJ: Wiley. ISBN 0-471-69867-9
- [Ele2012] **ELE Verteilnetz GmbH:** *Netzzugang Strom - Anhang 2 "repräsentative Lastprofile VDEW*. URL: http://www.ele-verteilnetz.de/Dokumente/Netzzugang_Strom/Mustervertraege_Strom/LRV/LRV_Anhang2_ELE_repr_LP_VDEW.xls (Abfrage am 03.07.2012)
- [Enz2012] **Enzyklo - Online Enzyklopedie (Hrsg.):** *Suchen: Eigenverbrauch*. URL: <http://www.enzyklo.de/Begriff/Eigenverbrauch> (Abfrage am 10.07.2012)
- [Ess2012] **Esslinger, Peter; Witzmann, Rolf:** *Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte*. Beitrag zum 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria. TU München, 2012.
- [Exe2012] **Microsoft Corporation (Hrsg.):** *Hinzufügen, Ändern oder Entfernen einer Trendlinie in einem Diagramm - Excel - Office.com*. Abschnitt „Hinzufügen einer Trendlinie“. URL: <http://office.microsoft.com/de-de/excel-help/hinzufugen-andern-oder-entfernen-einer-trendlinie-in-einem-diagramm-HP010007461.aspx> (Abfrage am 11.07.2012)
- [Fah2009] **Fahrmeir, Ludwig; Kneib, Thomas; Lang, Stefan:** *Regression - Modell, Methoden und Anwendungen*. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2009. ISBN 978-3-642-01836-7
- [Fit2012] **Fitch, Robert K. (Hrsg.):** *WinSTAT Hilfe*. Hilfedatei zu WinSTAT Version 2012.1.
- [Fle2012] **Fleissner, D.; Gölz, S.; Winter, T.:** *Modellierung der Eigennutzungsquote durch gemeinschaftliche Nutzung von PV Strom*. Posterbeitrag A3 in 24. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“ (Tagungsband), S.90-95. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI). ISBN 978-3-934681-93-4

- [Glo2011] **Glotzbach, T.; Schulz, B.; Schwartz, B. et al.:** *Untersuchung und Modellierung des Temperaturverhaltens thermisch isolierter und nicht isolierter PV-Module*. Paper für 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 02.-04. März 2011. URL: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2011/2011_Staff_Temperaturverhalten_Module.pdf (Abfrage am 03.06.2012)
- [Häb2007] **Häberlin, Heinrich:** *Photovoltaik. Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. 1. Auflage. Aarau: AZ Fachverlage, 2007. ISBN 978-3-905214-53-6
- [Had2009] **Hadek, Vladimir:** *Vergleich von Simulationsprogrammen für Solarstromanlagen*. Diplomarbeit. HAW Hamburg mit Fraunhofer ISE, 2009.
- [Han2011] **Han, Soong-Oh:** *Varianzbasierte Sensitivitätsanalyse als Beitrag zur Bewertung der Zuverlässigkeit adaptiver Struktursysteme*. Dissertation TU Darmstadt, 2011.
- [Hüh2008] **Hühnerbein, B.; Reese, C.; Hofmann, L.:** *Stochastisches Lastmodell (TP 4)*. In: Tagungsband 2. Statusseminar am 29./30. Mai 2008. Thema: Dezentrale Energiesysteme. Hrsg.: Kurrat, M. Braunschweig: Forschungsverbund Energie Niedersachsen. ISBN: 978-3-00-026210-4. URL: <http://www.fven.de/pdf/TagungsbandFENSymposium2008.pdf> (Abfrage am 08.06.2012)
- [IEV2012] **Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:** *DKE-IEV - Deutsche Online-Ausgabe des IEV*. URL: <http://www.dke.de/de/Online-Service/DKE-IEV/Seiten/IEV-Woerterbuch.aspx> (Abfrage am 25.04.2012)
- [Ker2010] **Kerber, Georg:** *Status Quo des Niederspannungsnetzes in Deutschland. Ergebnisse aus der Forschungsarbeit am Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München (Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann)*. Präsentation auf der „PV Legal“-Konferenz „Deploying PV in Germany and Europe: Market perspectives and barriers“ am 22.09.2010 in Berlin. URL: http://www.pvlegal.eu/fileadmin/PVL_docs/upload/1_Kerber_EnBW_22.09.10.pdf (Abfrage am 29.05.2012)
- [Kol2008] **Kolonko, Michael:** *Stochastische Simulation - Grundlagen, Algorithmen und Anwendungen*. 1. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner. 2008. ISBN 978-3-8351-0217-0.
- [Luq2003] **Luque, Antonio; Hegedus, Steven:** *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 1. Auflage. Boulder, Colorado: Net Library, 2003. ISBN 0-470-86503-2*electronic bk.
- [Mar2007] **Marinell, Gerhard; Steckel-Berger, Gabriele:** *Einführung in die Statistik - Anwendungsorientierte Methoden zur Datenauswertung*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2007.
- [Mit2012] **Mitnetz Strom:** *Portrait*. URL: http://www.envia-netz.de/ebene_a/portrait.html [Abfrage am 04.01.2012]
- [Mun2004] **Muneer, Tariq:** *Solar Radiation and Daylight Models*. 2. Auflage. Oxford: Elsevier Ltd, 2004. ISBN 0-7506-5974-2
- [Oes2012] **Oestreich, Markus; Romberg, Oliver:** *Keine Panik vor Statistik!* 4. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2012. ISBN 978-3-8348-1946-8
- [Phi2012] **Philips AG:** *Energiesparlampen - Fakten*. URL: <http://www.philips.de/c/-/26685/cat/> (Abfrage am 04.04.2012)

- [Pho2011a] **Photon Profi:** *Simulationssoftware. Ausgerechnet der Klassiker PV-Sol bringt die schlechtesten Ergebnisse.* Heft 4-2011. Aachen: Photon Europe GmbH, 2011. ISSN 1869-0696
- [Pro2011] **Prognos AG (Hrsg.):** *Der Energieverbrauch der privaten Haushalte 2000 - 2010 - Ex-Post-Analyse nach Verwendungszwecken und Ursachen der Veränderungen.* Basel: o.A., 2011.
- [Qua1996] **Quaschnig, Volker:** *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen.* 1. Auflage. Berlin: Köster, 1996. In: **Beiträge zur Solarforschung**, Bd. 6. Zugl.: Berlin, Techn. Univ., Diss., 1996. ISBN 3-89574-191-4
- [Qua2009] **Quaschnig, Volker:** *Einfluss von Strahlungsdatenquellen und Klimaschwankungen auf die Ertragsvorhersage für PV-Anlagen.* In: 24. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“ (Tagungsband), S112-116. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2009. ISBN 978-3-934681-93-4
- [Qua2011] **Quaschnig, Volker:** *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation.* 7., aktualisierte Auflage. München: Hanser, 2011. ISBN 3-446-42732-5
- [Qua2012] **Quaschnig, Volker:** *Einsatzmöglichkeiten und Potenziale der Photovoltaik ohne erhöhte EEG-Vergütung.* Vortrag auf dem 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie am 29. Februar 2012 in Bad Staffelstein.
- [Rin2012] **Rindelhardt, Udo:** *20 Jahre 1000-Dächer-Programm: Langzeiterfahrungen in Sachsen.* Auftraggeber: SAENA GmbH, Dresden, Februar 2012.
- [Sar2011] **Bank Sarasin AG (Hrsg.):** *Medienmitteilung - Nachhaltigkeitsstudie der Bank Sarasin zur Solarindustrie: Nur wenige deutsche Solarunternehmen überleben die Marktberreinigung.* Frankfurt, 21. November 2011.
- [Schlo2004] **Schlomann, B. et al.:** *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).* Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Projektnummer 17/02. Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München: o.A. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energieverbrauchsstudie-hauptbericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Abfrage am 08.06.2012)
- [Scz2011] **Sczeppek, Jörg:** *PhotoWissen. Naturwissenschaften und Psychologie für Fotografen. 5. Natürliches Licht.* Norderstedt: Books on Demand GmbH, 2011. ISBN 9783842337565
- [Sie2012] **Siemens AG:** *Siemens-Hausgeräte Deutschland - Produktsuche - Kochen und Backen.* Datenblätter diverser Kochstellen und Backöfen. URL: <http://www.siemens-home.de/produktsuche/kochen-und-backen.html> (Abfrage am 28.06.2012)
- [Sta2009] **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):** *Zuhause in Deutschland - Ausstattung und Wohnsituation privater Haushalte in Deutschland.* Ausgabe 2009. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2009.
- [Tho1993] **Thormählen, Enno; Weskamp, Cornelia:** *Vergleichende Marktanalyse und Produktbewertung von Haushaltsgeräten aus ökologischer Sicht.* Schriftenreihe des IÖW 65/93. Berlin: o.A., 1993. ISBN 3-926930-59-4
- [TÜV1984] **TÜV-Rheinland:** *Atlas über die Sonnenstrahlung in Europa.* O. A.: TÜV-Verlag, 1984.
- [VDEW1999] **Verband deutscher Elektrizitätswirtschaft (VDEW; Hrsg.):** *VDEW-Materialien M-32/99. Repräsentative VDEW-Lastprofile.* Frankfurt (Main): VDEW, 1999.

- [Wet2009] **Wetzel, Christian:** *Zur probabilistischen Betrachtung von Schienen- und Kraftfahrzeugsystemen unter zufälliger Windanregung*. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH) **in: Karlsruhe Institut für Technologie (KIT) (Hrsg.): Schriftenreihe des Instituts für technische Mechanik**. Band 12. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2010. ISBN 978-3-8644-44-7
- [Wik2012a] **Wikipedia - Die freie Enzyklopädie:** *xbox 360 - Technik*. Bearbeitungsstand: 1. Juli 2012, 18:01 UTC. URL: http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Xbox_360&oldid=105070026 (Abfrage am 4.07.2012)
- [Wik2012b] **Wikipedia, Die freie Enzyklopädie:** *Seite „Visual Basic for Applications“*. Bearbeitungsstand: 2. Juli 2012, 22:21 UTC. URL: http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Visual_Basic_for_Applications&oldid=105117022 (Abgerufen am 17. Juli 2012)
- [Wil2012] **Wille-Haussmann, B.; Link, J.; Sabo, Andrea et al.:** *Photovoltaik Eigenstromnutzung – Fluktuation von Strahlung und Last*. In: 27. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“ (Tagungsband). Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2012. ISBN 978-3-941785-82-3
- [Zeh2009] **Zehner, Mike; Haselhuhn, Ralf:** *Ertragssimulation - Präzision statt Lotterie*. In: **Sonne Wind & Wärme**. Ausgabe 4/2009. S.126-137. Bielefeld: Bielefelder Verlag, 2009.

Nicht veröffentlichte und interne Quellen

- [Kre2011] **Kreidler, Irmela:** *PV-Anlagen - Optimierung des Eigenverbrauchs*. Bachelor Thesis. FH Münster mit Centrosolar AG. Paderborn: unveröffentlicht, 2011.
- [Voi2010] **Voigt, Sebastian:** *Entwicklung eines universell einsetzbaren, vorkonfektionierten PV-Komplettsystems für den deutschen Markt*. Unveröffentlichte Diplomarbeit. HAW Hamburg mit Centrosolar AG.

Verzeichnis der Rechtsquellen

- [EEG2009] **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien**. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist.
- [EEG2012] **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien**. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. S. 3044) geändert worden ist.

Verwendete Software

Microsoft® Excel 2007. Copyright © 2008 Microsoft Corporation.

WinSTAT® für Microsoft® Excel. Version 2012.1. Copyright © 2012 Robert K. Fitch.

Anhang

A	Zusatzinformationen zu den internen und externen Einflüssen auf die Zieldefinition dieser Thesis	ix
A.1	Skizze des deutschen Photovoltaikmarkts mit Fokus auf den Eigenverbrauch.....	ix
A.2	Gesetzlicher Rahmen des Direktverbrauchs	xi
A.3	Die Centrosolar AG und der Stellenwert des Eigenverbrauchs in ihrer Strategie.....	xiii
A.4	Analyse des Wettbewerbs im Bereich Onlineplanungstools.....	xv
A.5	Marktanalyse Onlinetools – Unternehmen mit Onlinetools	xix
A.6	Marktanalyse Onlinetools - Übersicht.....	xx
B	Grundlagen	ix
B.1	Weitere grundlegende Begriffe.....	ix
B.2	Das Akkordeonmenü des Centrocheck.....	x
B.3	Aufbau der Datei Tool Structure	xi
C	Modellierung des PV-Ertrags.....	ix
C.1	Solarstrahlungskarte von Deutschland.....	ix
C.2	Jahresglobalstrahlungsverteilung der Meteonorm-Daten.....	x
C.3	Schaubild zur Sonnendeklination	xi
C.4	Unterscheidung der verschiedenen Diffusstrahlungsmodelle	xi
C.5	Albedo-Werte für verschiedene Umgebungen	xiii
D	Modellierung des Lastgangs	ix
D.1	Vergleich der Leistung von klassischen Leuchten zu Energiesparlampen.....	ix
D.2	Entscheidung über Beleuchtungsgrenze.....	x
E	Analyse der Ergebnisse	xi
E.1	Test auf Normalverteilung der Simulationsergebnisse	xi
E.2	Kumulative Häufigkeiten der Jahresverbrauchssummen aller Haushaltstypen	xiii
E.3	Sensitivitätsanalysen 1 bis 10	xvi
E.4	Vorschlag für die Umsetzung der Implementierung ins Centrocheck	xxiv
E.5	Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Ausrichtung.....	xxvii
E.6	Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Ausrichtung.....	xxxii

E.7	Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Neigung.....	xxxvii
E.8	Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Neigung.....	xli
E.9	Entscheidungsbaum für die Reduzierung der Funktionsanzahl.....	xlvi

A Zusatzinformationen zu den internen und externen Einflüssen auf die Zieldefinition dieser Thesis

A.1 Skizze des deutschen Photovoltaikmarkts mit Fokus auf den Eigenverbrauch

In diesem Anhang werden einige generelle Markttrends nach Erkenntnissen aus renommierten Studien beschrieben.

Einer der wesentlichen Trends ist der Wandel vom reinen Verkauf von Solarmodulen hin zu einem verstärkten Serviceangebot. So erwarten laut der Studie „Erfolgreiche Positionierung der Hersteller bei den Markenentscheidern“³³ 74 Prozent der befragten PV-Installateure Unterstützung bei der Kundengewinnung. Die Studie geht davon aus, dass der Erfolg der Markterschließung im Bereich Photovoltaik entscheidend von der Qualität und Professionalität dieser Unterstützung abhängt. Außerdem sehen die PV-Installateure in Zukunft Möglichkeiten für Folgegeschäft vor allem in den Bereichen Eigenverbrauchslösungen (genannt von 53 % der PV-Installateure), Brand/Feuerweherschutz (50 %), Blitzschutz (35 %) und Softwareupdates (30 %). [Ape2011]

Zu ähnlichen Erkenntnissen kommt die Nachhaltigkeitsstudie „Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze“ der Bank Sarasin. Sie beschreibt, dass die PV-Märkte sowohl geografisch, als auch im Hinblick auf die Anwendung der Anlagen diversifizierter werden. Zukünftig sind, laut der Studie, Unternehmen gefragt, die über den Verkauf von Solarmodulen hinaus neue Produkte und Dienstleistungen entwickeln und anbieten können. [Sar2011, S. 1]

Die Schwierigkeit bei der Analyse des Eigenverbrauchmarkts ist, dass der Eigenverbrauch nicht im Rahmen des Anmelderegisters bei der Bundesnetzagentur erfasst wird. Daher müssen separate Daten erhoben werden.

Auf dem 7. Fachgespräch der Clearingstelle EEG im Oktober 2010 wurde der Eigenverbrauch von Solarstrom thematisiert [vgl. Cle2010]. Der Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) schätzte den Marktanteil von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch im Jahr 2009 auf 25 bis 50 % der Anlagen im Marktsegment bis 30 kWp mit dem Schwerpunkt auf Anlagen im Leistungsbereich 5 bis 10 kWp. Ersteres belegte der BSW-Solar am Beispiel des envia Netzgebietes³⁴ (Abbildung A–

33 „Die Studie basiert auf einer Umfrage vom Juli 2011 an der 145 PV-Installateure in Deutschland teilgenommen haben und wird gestützt durch zahlreiche Hintergrundgespräche mit PV-Installateuren. Sie zeigt, mit welchen Themen Hersteller von Solarmodulen und Wechselrichtern sowie Großhändler punkten können, um sich bei den PV-Installateuren erfolgreich zu positionieren.“ [Ape2011a]

34 Netzgebiet der envia Gruppe umfasst Teile Brandenburgs, Sachsens, Thüringens und Sachsen-Anhalts. [Mit2012]

2), in welchem der Anteil der Eigenverbrauchsanlagen im Jahr 2009 bei 25 % lag und sich bis zum August 2010 bereits auf 38 % steigerte.

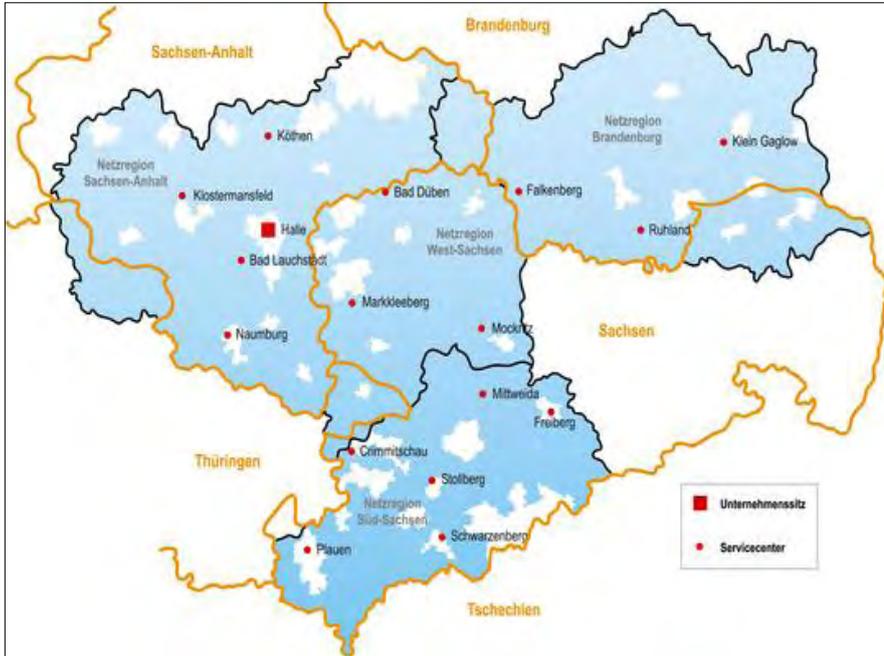


Abbildung A-2: Netzgebiet der envia Netz bzw. Mitnetz Strom

Quelle: [Mit2012]

Weiter präsentierte der BSW-Solar die Ergebnisse einer Befragung seiner Mitgliedsunternehmen³⁵ mit dem Fazit, dass sich der Eigenverbrauch zu einem wichtigen Trend auf dem deutschen PV-Markt entwickelt hat. Deutlich wird dies vor allem an konkreten Kundenanfragen. Laut den Umfrageergebnissen ist das Interesse bei den Kunden sehr hoch. Bei manchen Unternehmen entsprach dies sogar 50 % aller Kundenanfragen. [BSW2010, S. 6]

Errichtet wurden Eigenverbrauchsanlagen damals fast ausschließlich von Privatkunden (vgl. Abbildung A-3). Dies führt der BSW-Solar auf die damalige Größenbegrenzung (30 kWp) bei der Zusatzvergütung für Eigenverbrauch, die Höhe der damaligen Anreizwirkung und das Strompreisniveau im Privatkundensegment zurück. [BSW2010, S. 8]

35 Der BSW-Solar ist nach eigenen Angaben mit „über 800 Solarunternehmen die Interessenvertretung der deutschen Solarbranche“. Der Verband sieht sich selbst als „Informant, Berater und Vermittler im Aktionsfeld zwischen Wirtschaft, Politik und Verbrauchern“. [BSW2012a]

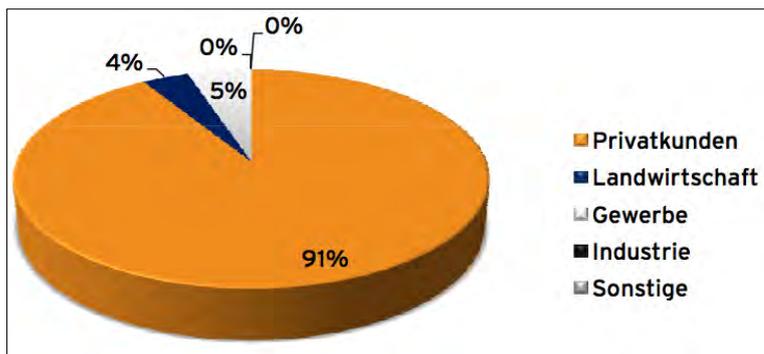


Abbildung A–3: Eigentümergruppen der bis zum August 2010 errichteten Eigenverbrauchsanlagen

Quelle: [BSW2010, S. 8]

Da zur Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils nach § 33 EEG neben der Erzeugung auch das Nutzungsverhalten von großer Bedeutung ist, wird in Abbildung A–4 gezeigt, wie sich die installierten PV-Anlagen auf verschiedenen Eigentümergruppen und somit verschiedene Nutzungsbereiche verteilen:

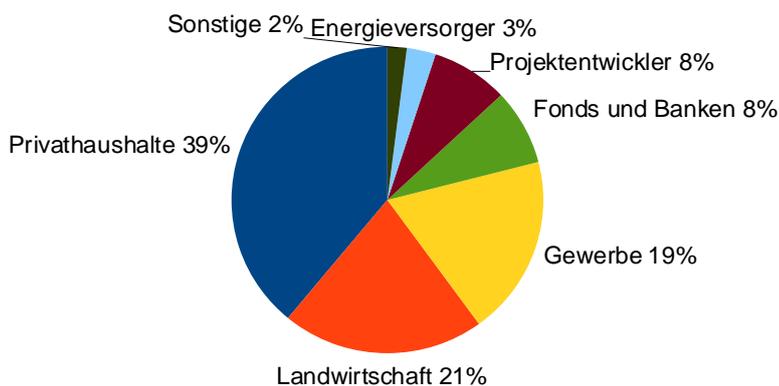


Abbildung A–4: Eigentümerstruktur der PV-Installationen in Deutschland in 2010

Quelle: [Ape2011b]

Es wird deutlich, dass über ein Drittel der installierten PV-Anlagen 2010 auf Privathaushalte zurückzuführen war. Weiter sind etwa 21 % der Anlagen in den Händen von Landwirtschaftsbetrieben.

A.2 Gesetzlicher Rahmen des Direktverbrauchs

Die Direktnutzung von Photovoltaikstrom war zwischen 2009 und 2012 im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Erstmals wurde die Eigenverbrauchsregelung im EEG 2009 aufgenommen. Im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahr 2010 wurden die Anreize modifiziert (vgl. Abbildung A–5). [EEG2009; EEG2012]

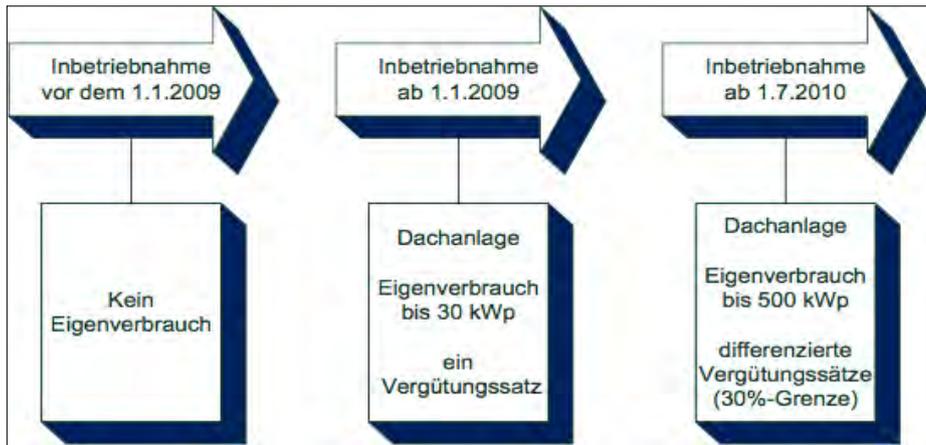


Abbildung A–5: Abhängigkeit der Eigenverbrauchsregelung vom Inbetriebnahmedatum bis März 2012

Quelle: [BSW2011, S. 1]

Für Dachanlagen, die ab dem 1. April 2012 in Betrieb genommen worden sind, wird zum 1. Januar 2014 nur noch ein bestimmter Prozentsatz der erzeugten Jahresstrommenge vergütet. Dieses sog. Marktintegrationsmodell wird in einer kürzlich erschienenen Veröffentlichung des BSW-Solar beschrieben:

„Bei Anlagen von 0 bis 10 kWp werden 100 % des jährlich erzeugten Stroms voll mit dem jeweils geltenden Einspeisetarif vergütet (sog. „Bagatellgrenze“). Bei Anlagen von 10-1.000 kWp wird die vergütungsfähige Menge auf 90 % des jährlich erzeugten Stroms reduziert. Anlagen größer 1 MWp bekommen 100 % des erzeugten Stroms vergütet.“ [BSW2012b, S. 4]

Somit bekäme eine

- 9 kWp Anlage 100 %,
- 11 kWp Anlage 90 %,
- eine 1.100 kWp Anlage 100 %

vergütet.

Für den nicht vergüteten Anteil der Stromerzeugung erhalten Anlagenbetreiber „automatisch den ‚tatsächliche(n) Monatsmittelwert(s) des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie am Spotmarkt‘ (sog. ‚Marktwert Solar‘; derzeit rund 5 ct/kWh)“ [BSW2012b, S. 4]. Es besteht aber auch die Option den Strom frei zu vermarkten (gemäß § 33b Nr. 1 EEG).

Daraus folgert der BSW-Solar [BSW2012b, S. 4]:

„Insofern es möglich ist, sollte der Anlagenbetreiber darüber nachdenken, die 10% selbst zu verbrauchen, um damit den Strompreis [durchschnittlicher Haushaltsstrompreis 25,74 Cent/kWh (Quelle: BDEW, Stand: 04/2012); durchschnittlicher Strompreis für die Industrie mit Stromsteuer 13,87 Cent/kWh (Quellen: VEA, BDEW; Stand: 04/2012)] zu sparen. Der Selbstverbrauch ist durch das Marktintegrationsmodell nicht auf die 10 % beschränkt. Vielmehr kann der Anlagenbetreiber auch mehr oder weniger als 10 % selbst verbrauchen. Bei

höherem Selbstverbrauch muss man bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung beachten, dass man nur für den eingespeisten Strom EEG-Vergütung erhält und für den selbst verbrauchten Strom den jeweilig gültigen Strompreis spart.“

Beispiele:

- 9 kWp Anlage: 30 % Selbstverbrauch
→ 70 % EEG-Einspeisevergütung und 30 % eingesparter Strompreis.
- 11 kWp Anlage: 5 % Selbstverbrauch
→ 90 % EEG-Einspeisevergütung und 5 % eingesparter Strompreis und 5 % Marktwert Solar.

Für weitere Informationen siehe [BSW2012b]. Alle Angaben zu den aktuellen Änderungen sind unter Vorbehalt. Der endgültige Gesetzestext müsste kurz nach Abgabe dieser Arbeit im Bundesgesetzblatt veröffentlicht werden.

A.3 Die Centrosolar AG und der Stellenwert des Eigenverbrauchs in ihrer Strategie

Die Centrosolar AG ist eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Centrosolar Group AG (Abbildung A–6). Das Produktangebot der Centrosolar AG umfasst viele Bereiche der Solartechnik [Cen2012b]:

- Photovoltaik-Komplettsysteme
- Solarmodule aus kristallinen Zellen
- Gebäudeintegrierte Solaranlagen
- Wechselrichter

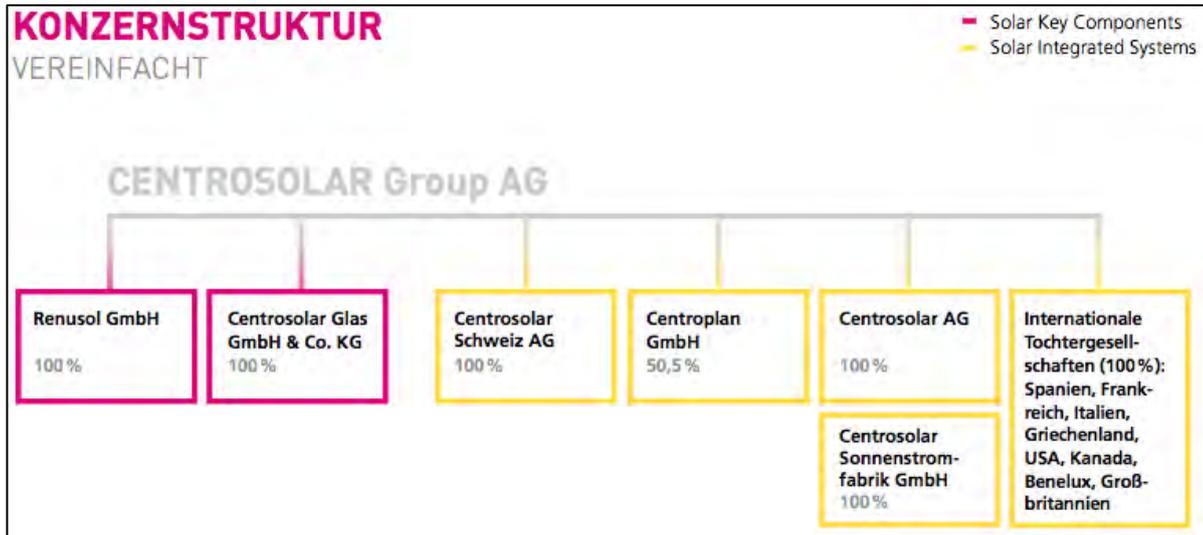


Abbildung A–6: Einordnung der Centrosolar AG in der Konzernstruktur der Centrosolar Group AG

Quelle: [CeG2012, S. 26]

Der Bereich „Solar Integrated Systems“, in den die Centrosolar AG eingegliedert ist (Abbildung A–6), trug im Jahr 2010 etwa 75 Prozent des Umsatzes der Centrosolar Group AG bei.

Dieser Konzernbereich stützt sich strategisch auf die in Abbildung A–7 dargestellten Bereiche.



Abbildung A–7: Drei Säulen der Firmenstrategie der Centrosolar AG im Bereich „Solar Integrated Systems“

Quelle: [CeG2011, S. 11]

Als erste Säule wird hierbei das Ziel genannt, durch das effektivste Serviceangebot einen Mehrwert für den Kunden zu generieren. Man möchte sich als Partner der PV-Installateure etablieren, indem man ihnen spezielle Produkte mit Vor-Ort-Service anbietet und sich als erste Wahl beim Endverbraucher etabliert. Der Fokus liegt also eindeutig auf dem zusätzlichen Serviceangebot, wobei explizit der Eigenverbrauch genannt wird. [CeG2011, S. 12]

Die Strategie der Centrosolar AG basiert somit auf der Vorwärtsintegration hin zu einer klaren Serviceorientierung. Der Kernbereich Komplettsysteme wird erweitert durch die Themengebiete „Lösungen zur Energieeffizienz“, „Kundenservice“ und „Online Services“.

Der Fokus liegt dabei weiterhin im Bereich Dachanlagen für Privathaushalte. Wie Abbildung A–7 zeigt, lagen bereits 84 Prozent der Aufträge im Jahr 2010 in der Leistungsklasse bis 30 kWp.

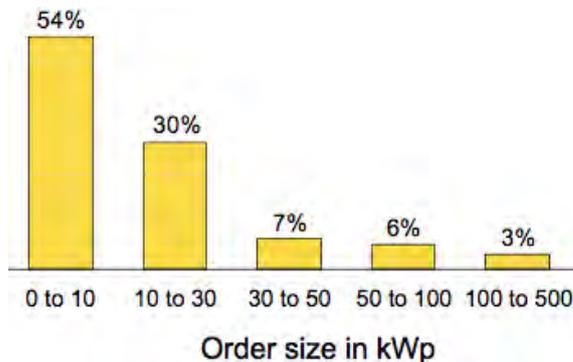


Abbildung A–8: Auftragsstruktur der Centrosolar AG im Jahr 2010

Quelle: [CeG2011, S. 14]

Diese Daten in Verbindung mit dem beschriebenen Ziel der Vorwärtsintegration zeigen, dass sowohl der Eigenverbrauch, als auch Centrocheck wichtige Themen in der in der Strategie der Centrosolar AG darstellen. Daher scheint es logisch als nächsten Schritt in der Vorwärtsintegration diese beiden Themengebiete zusammenzuführen.

A.4 Analyse des Wettbewerbs im Bereich Onlineplanungstools

Die gezeigten Marktdaten machen deutlich, dass der Eigenverbrauch ein zentrales Element in der Kaufentscheidung von Privathaushalten darstellt. Es stellt sich die Frage wie sich die Unternehmen der Branche, insbesondere die Wettbewerber der Centrosolar AG, auf diese Entwicklung einstellen. Daher wird nachfolgend analysiert, inwiefern die Wettbewerber der Centrosolar AG sich mit diesem Thema beschäftigen und ob Sie bereits eigene Eigenverbrauchstools bereitstellen.

Zunächst muss hierfür allerdings der Begriff „Wettbewerber der Centrosolar AG“ definiert werden. Aufgrund der mehrgleisigen Unternehmensstrategie der Centrosolar AG müssen verschiedene Firmenarten berücksichtigt werden. Einerseits verkauft die Centrosolar AG an den Großhandel, andererseits direkt an Installateure bzw. Solarteure. Hinzukommt, dass sich Centrosolar als Marke direkt dem Endkunden präsentiert und somit auch in seinem Onlineplanungstool einem potenziellen Endkunden die Möglichkeit zur groben Anlagenauslegung geben möchte. Dadurch ergibt sich eine diversifizierte Wettbewerbssituation mit folgenden Gruppen:

- Modulhersteller
- Systemanbieter
- Wechselrichterhersteller

Daraus ergab sich nach Absprache mit Verantwortlichen der Centrosolar AG und eigener Recherche ein Feld von 52 Wettbewerbern. Die Datensammlung wurde im Dezember 2011 durchgeführt und betrachtet folgende Kriterien:

1. Wird der Eigenverbrauch auf der Homepage thematisiert?
2. Bietet das Unternehmen kostenfreie Onlinetools an?
 - a) Dient das Onlinetool zur PV-Ertragsberechnung?
 - b) Dient das Onlinetool zur Anlagenauslegung?
3. Ist der Eigenverbrauch ins Onlinetool integriert?
 - a) Wird Eigenverbrauchsquote als Berechnungsgrundlage definiert?
 - b) Wird VDEW-Standardlastprofil als Berechnungsgrundlage genutzt?

Die daraus resultierende Datensammlung kann in vollständigem Umfang in Anhang A.6 eingesehen werden. In diesem Anhang werden zur besseren Übersicht nur die interessantesten Ergebnisse grafisch aufbereitet und analysiert³⁶.

Eines der auffälligsten Ergebnisse der Recherche ist der gravierende Unterschied im Bezug auf das Thema Eigenverbrauch abhängig von der geografischen Lage der analysierten Unternehmen. Abbildung A–9 zeigt, dass ausschließlich europäische Unternehmen sich mit dem Thema Eigenverbrauch zu beschäftigen scheinen.

³⁶ Es ist zu beachten, dass es sich nicht um eine repräsentative Studie des PV-Markts handelt, sondern lediglich um eine Analyse der Wettbewerber der Centrosolar AG. Die dargestellten Ergebnisse dürfen nicht verallgemeinert werden. Aufgrund der Subjektivität der Unternehmensauswahl ist die Anzahl der geprüften Unternehmen in manchen Bereichen sehr gering. Bei der Ergebnisdarstellung wurde daher auf irreführende Prozentangaben verzichtet.

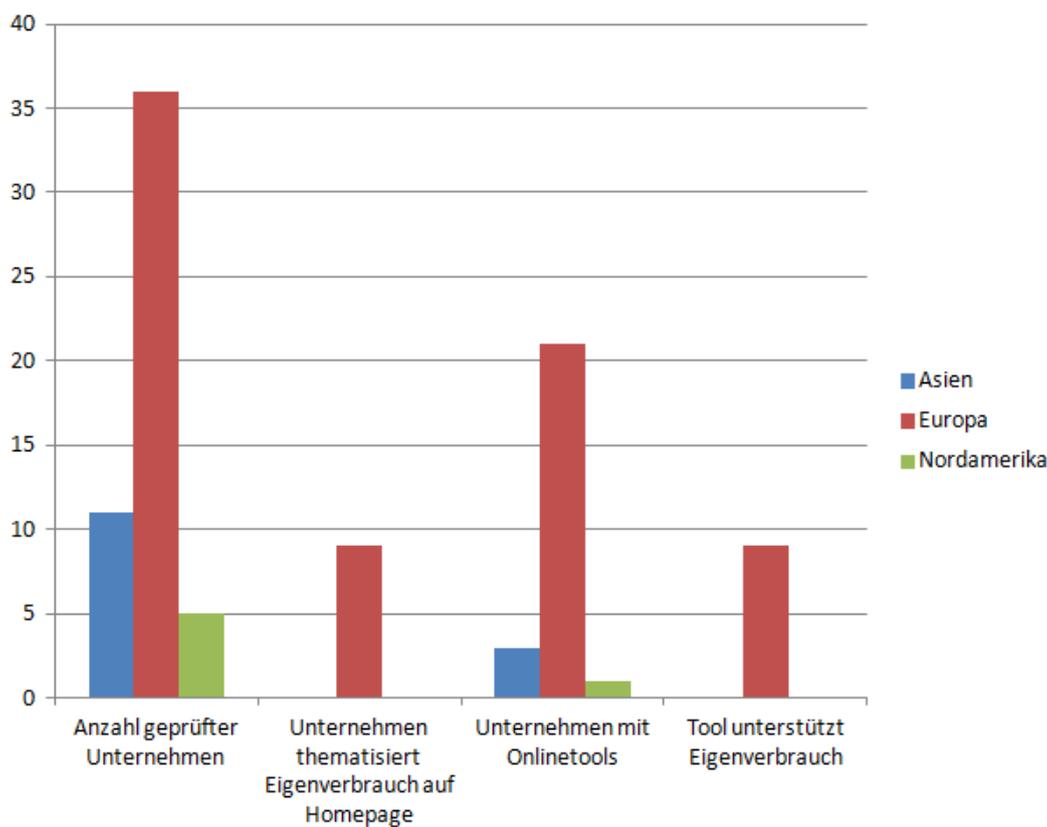


Abbildung A-9: Thematisierung des Eigenverbrauchs und Anbieten von Onlinetools im Wettbewerbsfeld kategorisiert nach Herkunftsregion der Unternehmen.

Stand: Dezember 2011

Weder in den Tools noch in den Internetauftritten der analysierten außereuropäischen Unternehmen wird der Eigenverbrauch thematisiert. Aber auch von den europäischen Wettbewerbern sind nur wenige in diesem Bereich aktiv.

Ein ähnliches Bild zeichnet sich im Bereich Onlinetools ab. Lediglich 3 von 10 asiatischen Unternehmen und 1 von 5 Unternehmen aus Nordamerika bieten Onlinetools an. Der Gesamteindruck, der bei der Recherche entstanden ist, lässt die Schlussfolgerung zu, dass sich das Serviceangebot der untersuchten Unternehmen kongruent verhält.

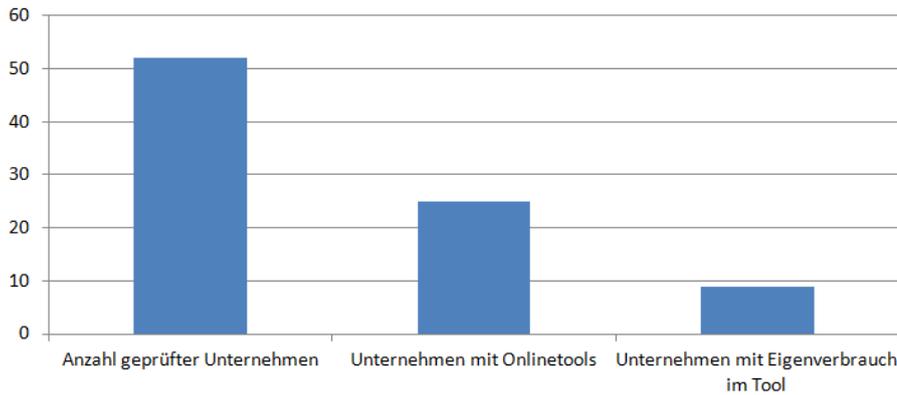


Abbildung A–10: Angebot von Onlinetools und Eigenverbrauch im Onlinetool bei allen Wettbewerbern

Stand: Dezember 2011

Fokussiert man die Betrachtung auf das Onlinetool, so zeigt Abbildung A–10, dass etwa die Hälfte der Wettbewerber Onlinetools anbietet, wovon wiederum nur ein Teil den Eigenverbrauch implementiert hat. Nur 9 von 52 analysierten Wettbewerbern ermöglichen die Auswertung des Eigenverbrauchs in einem Onlinetool.

Bei der Implementierung des Eigenverbrauchs in das Onlinetool verfolgen die analysierten Wettbewerber verschiedene Ansätze (Abbildung A–11).

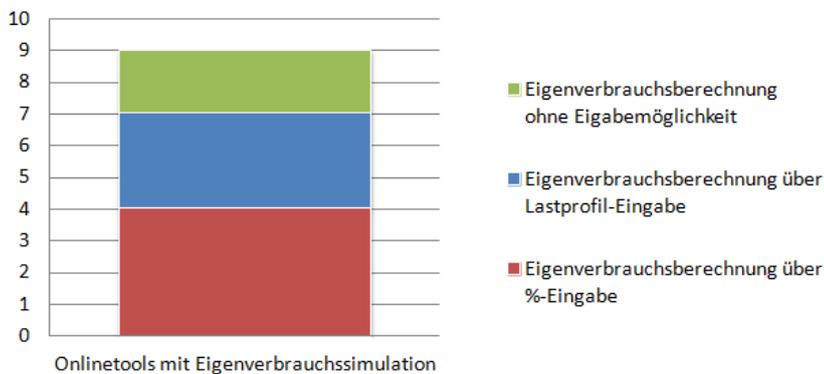


Abbildung A–11: Umsetzung der Eigenverbrauchseingabe in den Onlinetools

Stand: Dezember 2011

Von den neun Onlinetools, welche den Eigenverbrauch berücksichtigen, bieten zwei keinerlei Eingabemöglichkeit durch den Nutzer, vier erlauben das Eingeben eines Prozentwertes für den Eigenverbrauchsanteil und 3 ermöglichen die Auswahl eines Standardlastprofils.

A.5 Marktanalyse Onlinetools – Unternehmen mit Onlinetools

Lfd.-Nr.	Unternehmen	Kategorie	Nation	Region	Onlinetool				Eigenverbrauch				
					Onlinetools vorhanden	PT-Ertrags-Berechnung	Auslegung	Auf Homepage thematisiert	Intool vorhanden	% Ertrags im Onlinetool	Ertrags im Onlinetool	Lastprofil im Onlinetool	
1	Centrosolar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
3	Sharp	Modulhersteller	Japan	Asien	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
5	Solarworld	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
7	Aleo Solar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
8	Schott Solar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
9	Solar-Fabrik	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
12	Conergy	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
17	Bosch Solar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
23	Aros	Wechselrichter Hersteller	Italien	Europa	Ja	?	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
24	Danfoss Solar Inverters	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
26	Diehl AKO Stiftung	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
27	Fronius	Wechselrichter Hersteller	Österreich	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
28	Kaco	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
29	Kostal	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
30	Mastervolt	Wechselrichter Hersteller	Niederlande	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
31	Deimaier Technology	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
32	Powercom	Wechselrichter Hersteller	Taiwan	Asien	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
33	Power-One	Wechselrichter Hersteller	USA	Nordamerika	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
34	SMA	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
35	Solutronic	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
36	Sputnik	Wechselrichter Hersteller	Schweiz	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
37	Steca	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
38	Sungrow Power Supply	Wechselrichter Hersteller	China	Asien	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
39	Sunways	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
52	IBC Solar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein

A.6 Marktanalyse Onlinetools - Übersicht

Lfd.-Nr.	Unternehmen	Kategorie	Nation	Region	Onlinetool			Eigenverbrauch			Bemerkung	
					Online-Tools vorhanden	PV-Ertragsberechnung	Auslegung	Auf Hompage thematisiert	In Tool vorhanden	%-Eingabe im Onlinetool		Lastprofil-Eingabe im Onlinetool
1	Centrosolar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
2	Trina Solar	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
3	Sharp	Modulhersteller	Japan	Asien	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
4	Solarwatt	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
5	Solarworld	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
6	Canadian Solar	Modulhersteller	Kanada	Nordamerika	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
7	Aleo Solar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
8	Schott Solar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
9	Solar-Fabrik	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
10	REC Solar	Modulhersteller	Norwegen	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
11	Jinko Solar	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
12	Conergy	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
13	Q-Cells	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
14	Sunpower	Modulhersteller	USA	Nordamerika	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
15	Day4Energy	Modulhersteller	Kanada	Nordamerika	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
16	Yingli Solar	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
17	Bosch Solar	Modulhersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
18	LDK Solar	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
19	Suntech	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
20	First Solar	Modulhersteller	USA	Nordamerika	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
21	Hanwha SolarOne	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
22	Suneeg Solar	Modulhersteller	China	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
23	Aros	Wechselrichter Hersteller	Italien	Europa	Ja	?	?	Nein	Nein	Nein	Nein	Hat nicht funktioniert
24	Danfoss Solar Inverters	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Tool nicht gefunden nur Überprüfung der Auslegung
25	Delta Energy Systems	Wechselrichter Hersteller	Taiwan	Asien	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
26	Diehl AKO Stiftung	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	

* Verweis auf Onlinetool von Stiftung Warentest

Eigenverbrauchseingabe über Anzahl Personen im Haushalt

Hat nicht funktioniert

Tool nicht gefunden nur Überprüfung der Auslegung

Id.-Nr.	Unternehmen	Kategorie	Nation	Region	Onlinepool	Auslegung	Anf. Hommage thematisiert	Im Tool vorhanden	% Einträge im Onlinepool	Lastprofil Einträge im Onlinepool	Bemerkung
27	Fronius	Wechselrichter Hersteller	Österreich	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
28	Kaco	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	
29	Kostal	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
30	Mastervolt	Wechselrichter Hersteller	Niederlande	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
31	Oelmaier Technology	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
32	Powercom	Wechselrichter Hersteller	Taiwan	Asien	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
33	Power-One	Wechselrichter Hersteller	USA	Nordamerika	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
34	SMA	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	
35	Solutronic	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
36	Spatnik	Wechselrichter Hersteller	Schweiz	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
37	Steca	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
38	Sungrow Power Supply	Wechselrichter Hersteller	China	Asien	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	nur Überprüfung der Auslegung Haushalts- und Gewerbeprofile wählbar
39	Sunways	Wechselrichter Hersteller	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
40	Phoenix Solar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
41	Rusol	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
42	Frankensolar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
43	Gehrlacher Solar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
44	Wirsol	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
45	Payom	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
46	Colexon	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
47	Soleos Solar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
48	Belectric	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
49	Mage Solar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
50	Juwi	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
51	GeisenPV	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	
52	IBC Solar	Systemanbieter	Deutschland	Europa	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Berechnung basiert immer auf Haushaltslastprofil von Eon Bayern

B Grundlagen

B.1 Weitere grundlegende Begriffe

PV-Anlage mit Eigenverbrauchsoption

In einer PV-Anlage wird der von den Modulen (Generator) erzeugte Gleichstrom zunächst von einem Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt. Dieser Wechselstrom kann anschließend ins Heimnetz oder ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Bis April 2012 galt hierfür das in Abbildung 6–12 dargestellte Schaltschema, in dem PV-Erzeugung, Stromeinspeisung und Strombezug durch geeichte Zähler gemessen wurden. Seit April 2012 erhält der Anlagenbetreiber jedoch keine Vergütung mehr für selbst genutzten PV-Strom (vgl. Anhang A.2). Daher ist keine Messung der PV-Erzeugung mehr notwendig, wodurch Zähler 3 aus Abbildung 6–12 unnötig wird.

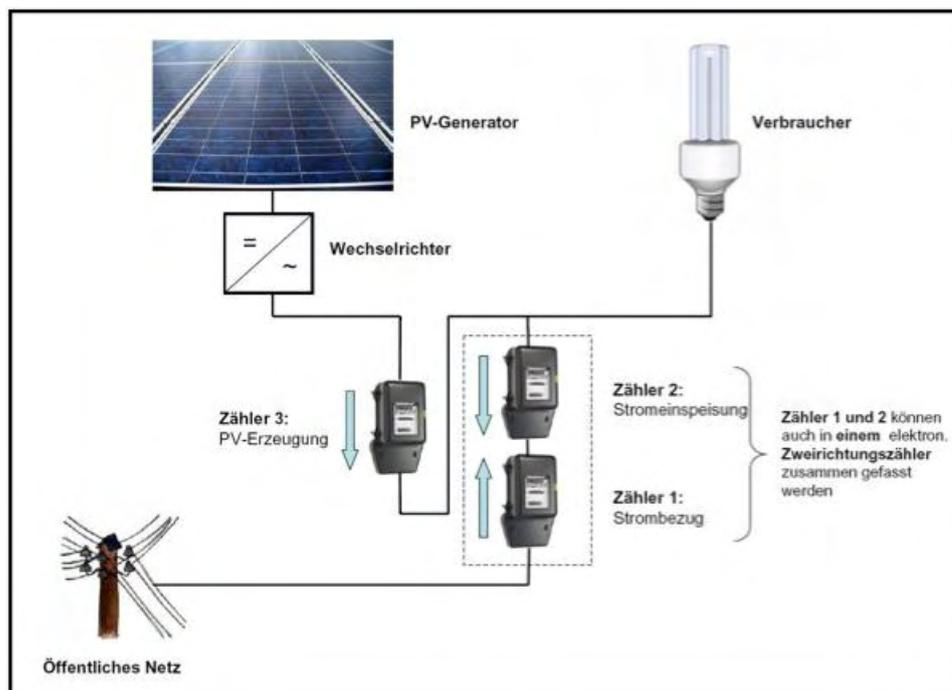


Abbildung 6–12: Schaltschema zum Eigenverbrauch im Einfamilienhaus

Quelle: [BSW2011, S. 5]

Selbstversorgungsanteil

Der Selbstversorgungsanteil f_V wird vom Autor definiert als

das Verhältnis der direkt verbrauchten Energie E_{dir} zur gesamten verbrauchten Energie E_V (inklusive der Energie aus dem öffentlichen Netz).

$$f_V = \frac{E_{dir}}{E_V}$$

Formel 6-1

mit

f_V Selbstversorgungsanteil [-]
 E_V Verbrauchte Energie (i. d. R. über ein Jahr) [kWh]

B.2 Das Akkordeonmenü des Centrocheck

The image shows two side-by-side screenshots of the Centrocheck software interface. The left screenshot is in 'QuickCheck' mode, and the right is in 'Expertenmodus' (Expert mode).

QuickCheck (Left):

- 1. Standort
- 2. Montagesystem
- 3. Abmessungen
 - Modulanzahl direkt angeben
 - Modulanzahl aus Dachabmessungen ableiten
 - Diagramm eines Daches mit den Abmessungen a, b, c, d.
 - Dachbreite [m]: * 8,00 (a)
 - Dachlänge [m]: * 5,00 (b)
 - Firsthöhe [m]: * 7,50 (c)
 - Übernehmen

Expertenmodus (Right):

- 1. Standort
- 2. Dachform
- 3. Dacheindeckung
- 4. Abmessungen
- 5. Dachkonstruktion
 - Sparrendach
 - Pfettendach
 - Diagramm einer Sparrendachkonstruktion mit den Abmessungen a/d, b, c.
 - Sparrenanzahl: 10
 - Überstand links [m]: 0,00 (a)
 - Überstand rechts [m]: 0,00 (d)
 - Sparrenabstand [m]: 1,33 (b)
 - Dachlattenabstand [m]: 0,35 (c)
- 6. Unterdach

Abbildung A-13: Bildschirmfoto des Akkordeonmenüs des Centrocheck im QuickCheck- (links) und im Expertenmodus (rechts)

Quelle: [Cen2011a]

B.3 Aufbau der Datei Tool Structure

In diesem Anhang sind relevante Auszüge aus dem Originaltext des Handbuchs zur Tool Structure Datei eingefügt. Diese geben einen guten Eindruck von dem Aufbau der Datei.

1. Focus

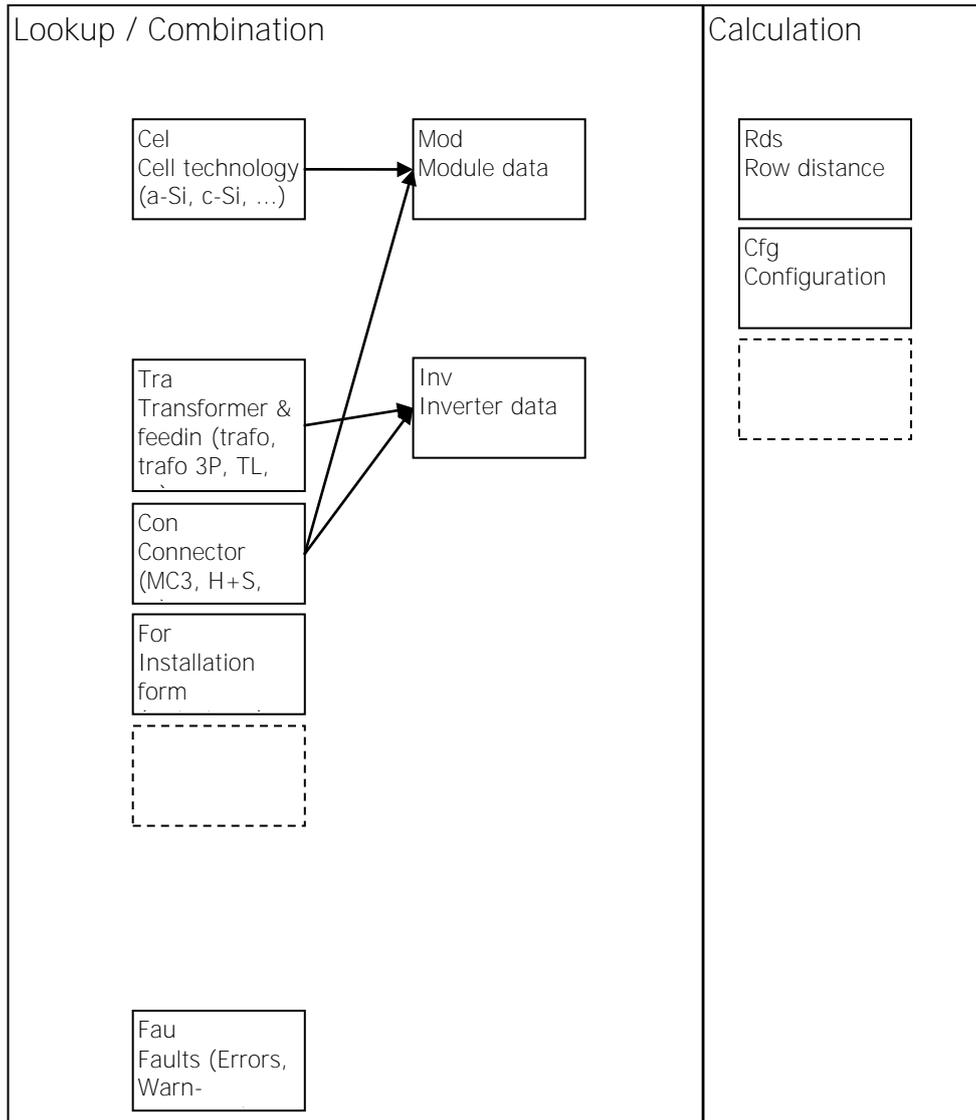
Focus is on adding

- Structure, e.g.
 - Calculations are separated from data.
 - Look-up tables have a better defined structure.
 - Worksheet A does not refer to worksheet B when worksheet B already refers to worksheet A.
- Documentation, e.g.
 - All columns of all tables have a unique name that is described well.
 - The result of each calculation is given a name that is also described.
- Extendibility.
 - Columns can be added/inserted to a table without the need to recheck all references.

Focus is not on graphics. In fact, graphics will be left out.

2. Worksheet types

The worksheet in the structured tool can be of different types.



Lookup

A lookup sheet contains a table with data. They are never seen by the user, just by the developer. Their data is used on the calculation sheets.

Combination

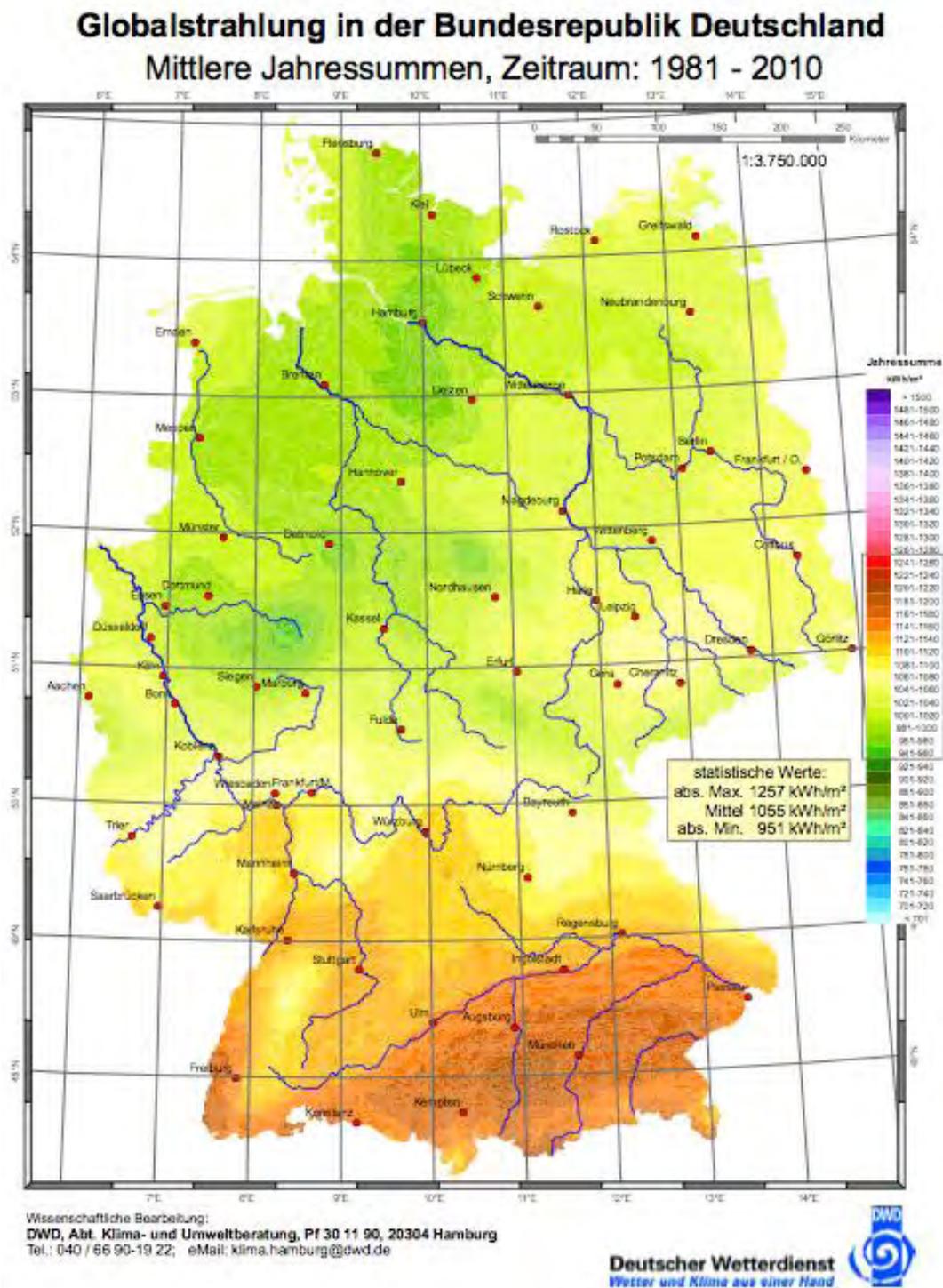
A combination sheet combines the records from several lookup sheets. Also they are never seen by the user and are used on the calculation sheets.

Calculation

The calculation sheets are, well, those where the calculations are done; input is collected from the user, data is collected from the lookup sheets, and after calculations are done the output is given out.

C Modellierung des PV-Ertrags

C.1 Solarstrahlungskarte von Deutschland



C.2 Jahresglobalstrahlungsverteilung der Meteonorm-Daten

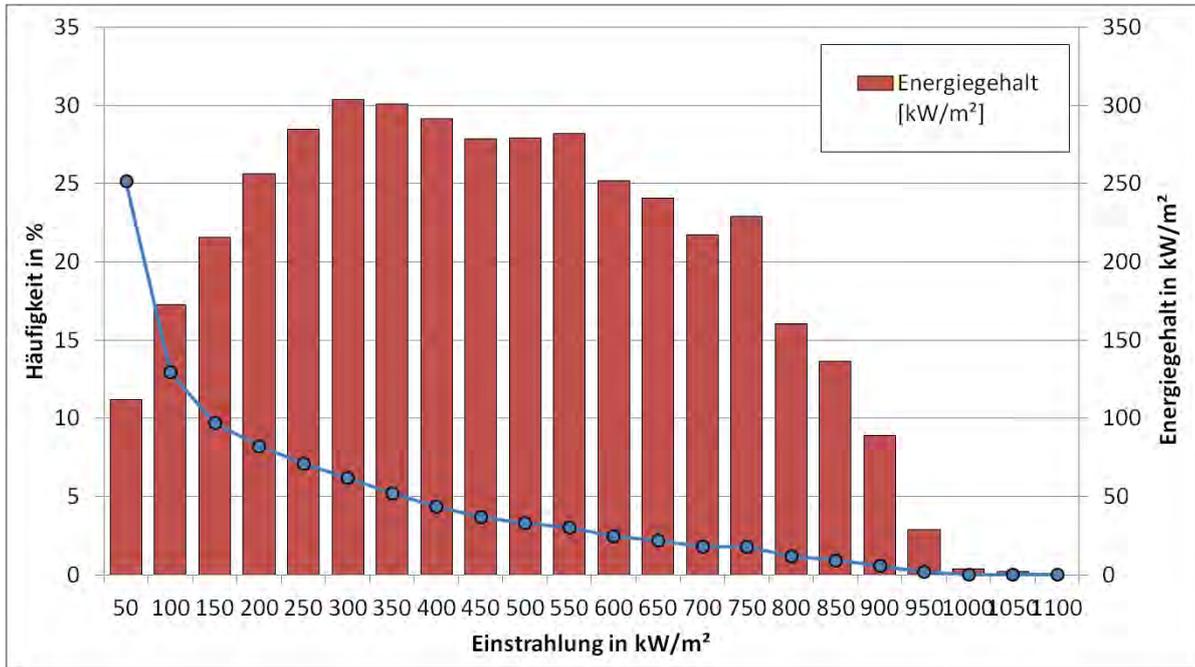


Abbildung A-14: Jahresglobalstrahlungsverteilung am Standort Schlotheim

C.3 Schaubild zur Sonnendeklination

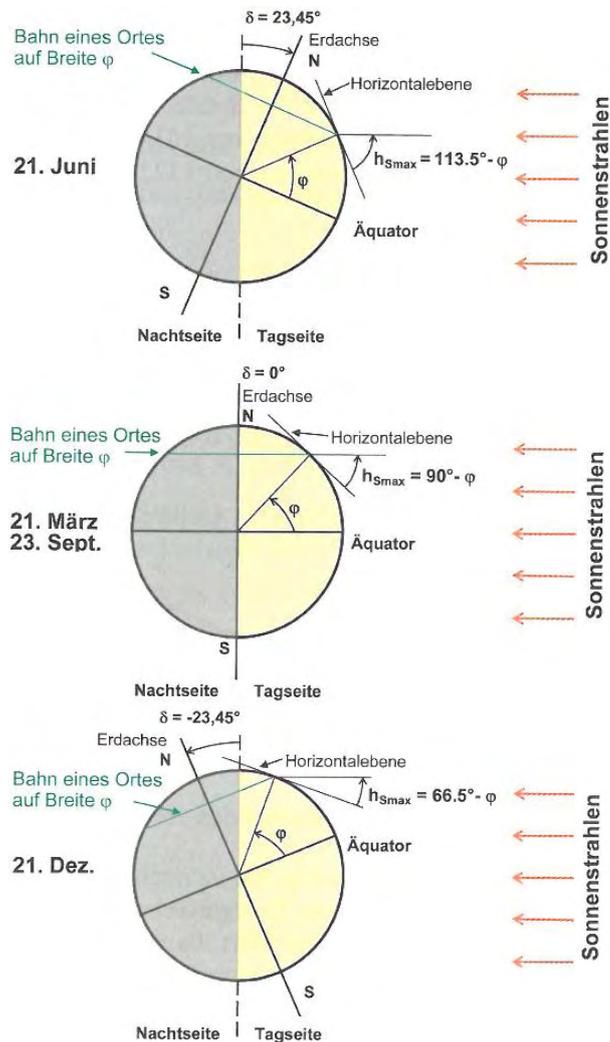


Abbildung A-15: Bestrahlung der Erde zur Zeit der Sommersonnenwende, der Äquinoktien und der Wintersonnenwende

Quelle: [Hüb2007, S. 26]

C.4 Unterscheidung der verschiedenen Diffusstrahlungsmodelle

Lange Zeit ging man davon aus, dass die diffuse Himmelsstrahlung isotrop über die Hemisphäre verteilt sei. Dies war zwar bereits 1942 durch Moon und Spencer und 1960 durch Kondratyev und Manolova widerlegt worden, jedoch wurden noch bis in die 70er Jahre isotrope Modelle genutzt. 1983 postulierte Iqbal das zirkumsolare Modell, welches die diffuse Bestrahlung auf die gleiche Art geometrisch berechnet wie die direkte Bestrahlung. Heute weiß man, dass beide Modelle nur für komplett bewölkten (isotrop) bzw. komplett klaren Himmel (zirkumsolar) verlässliche Ergebnisse liefern. Daher sollten diese Modelle der sog. ersten Generation nur zur groben Abschätzung genutzt werden. [Mun2004, S. 147ff.; Qua2011, S. 68]

Diese Problematik wurde durch die Modelle der zweiten Generation teilweise behoben, indem sie mithilfe eines Klarheitsindex zwischen klarem und bewölktem Himmel unterscheiden und somit Zwischenstadien möglich machen. Sie liefern bereits eine erhebliche Verbesserung in Bezug auf die Genauigkeit gegenüber der ersten Generation. Bei komplett bedecktem Himmel fallen sie jedoch auf das isotrope Modell zurück. [Mun2004, S. 148f.]

Die dritte Generation der Diffusstrahlungsmodelle behandelt die Diffusstrahlung als anisotrop. Sie teilen die Strahlung bei nicht-bedecktem Zustand in zwei oder sogar drei Komponenten auf. [Mun2004, S. 149ff.]

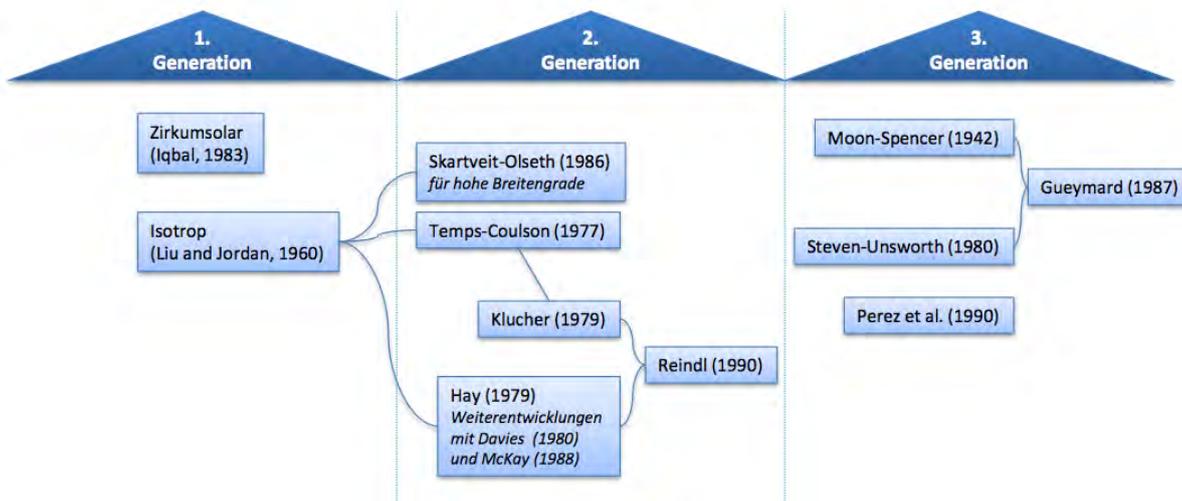


Abbildung A–16: Übersicht über die bekanntesten Diffusstrahlungsmodelle

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [Mun2004, S.147ff]

Abbildung A–16 zeigt eine Übersicht über die bekanntesten Modelle aus den zuvor beschriebenen drei Generationen der Diffusstrahlungsmodelle.

C.5 Albedo-Werte für verschiedene Umgebungen

Untergrund	Albedo	Untergrund	Albedo
Gras (Juli, August)	0,25	Asphalt	0,15
Rasen	0,18 ... 0,23	Wälder	0,05 ... 0,18
trockenes Gras	0,28 ... 0,32	Heide- und Sandflächen	0,10 ... 0,25
nicht bestellte Felder	0,26	Wasserfläche ($\gamma_s > 45^\circ$)	0,05
nackter Boden	0,17	Wasserfläche ($\gamma_s > 30^\circ$)	0,08
Schotter	0,18	Wasserfläche ($\gamma_s > 20^\circ$)	0,12
Beton, verwittert	0,20	Wasserfläche ($\gamma_s > 10^\circ$)	0,22
Beton, sauber	0,30	frische Schneedecke	0,80 ... 0,90
Zement, sauber	0,55	alte Schneedecke	0,45 ... 0,70

Abbildung A-17: Albedo für verschiedene Umgebungen

Quelle: [Die1957; TÜV1984] in [Qua1996, S. 102]

D Modellierung des Lastgangs

D.1 Vergleich der Leistung von klassischen Leuchten zu Energiesparlampen

Herkömmliche Lampen Weißglühend oder Halogen	Ersatzleuchtmittel		
	30% Energieeinsparungen mit energiesparenden Halogenlampen	50% Energieeinsparungen mit energiesparenden Halogenlampen	80% Energieeinsparungen mit energiesparenden Kompaktleuchtstofflampen
25 W			5-6 W
35 W	25 W		
40 W	28 W	28 W	7-9 W
50 W	35 W		
60 W	42 W	42 W	11-12 W
75 W	53 W		14-16 W
100 W	70 W		18-20 W
150 W	105 W		23-27 W
200 W	140 W		
300 W	200 W		
500 W	350 W		

Abbildung A-18: Vergleich der klassischen Lampenleistung mit der äquivalenten Leistung einer Energiesparlampe

Quelle: [Phi2012]

D.2 Entscheidung über Beleuchtungsgrenze

Messzeitpunkt		Beleuchtung	Globalstrahlung [W/m ²]
24.03.2012	09:20	Nein	401
24.03.2012	17:20	Ja	130
26.03.2012	10:20	Ja	185
26.03.2012	15:20	Nein	418
26.03.2012	18:10	Ja	105
02.04.2012	11:50	Ja	165
02.04.2012	14:40	Nein	251
02.04.2012	17:10	Nein	223
05.04.2012	10:00	Ja	169
05.04.2012	10:20	Nein	331
05.04.2012	17:20	Ja	131
05.04.2012	18:10	Nein	273
10.04.2012	14:10	Ja	121
11.04.2012	16:50	Ja	34
11.04.2012	17:40	Nein	221
11.04.2012	18:00	Ja	142
19.04.2012	08:00	Nein	215
20.04.2012	17:30	Nein	364
20.04.2012	18:10	Ja	181
21.04.2012	16:50	Nein	251
21.04.2012	17:30	Ja	162
22.04.2012	17:10	Ja	180

Tabelle A-1: Messungen der Beleuchtungsaktivität bei ausgewählten Globalstrahlungen

Quelle: Durchgeführt auf Basis der Daten der Wetterstation Hamburg Bergedorf (www.wetterstation.com)

E Analyse der Ergebnisse

E.1 Test auf Normalverteilung der Simulationsergebnisse

Wären die Simulationsergebnisse normalverteilt, könnte ihre Streuung über die Standardabweichung dargestellt werden. Um dies zu beweisen, wird der Jahresverbrauch der 300 Durchläufe des Haushaltstyp 4PNW kumuliert in Abbildung A–19 dargestellt.³⁷

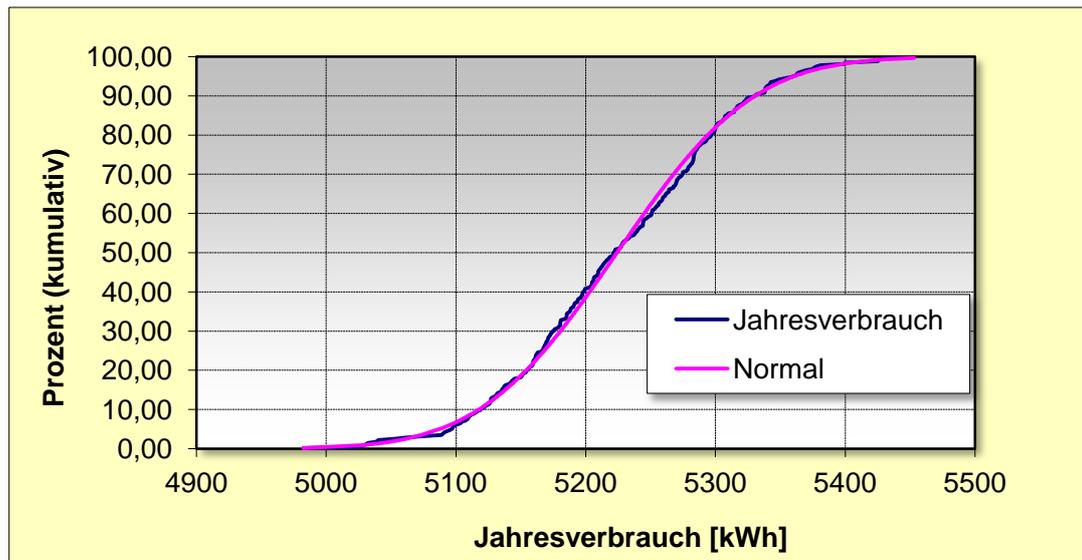


Abbildung A–19: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 4PNW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten.

Die darüber gelegte Normalverteilungskurve zeigt eine eindeutige Übereinstimmung für den Haushaltstyp 4PNW. Die Grafik ist für alle Haushaltstypen ähnlich (siehe Anhang E.2).

Um die grafische Darstellung durch eine statistische Berechnung zu untermauern, wurde ein Kolmogorov-Smirnov-Test durchgeführt. Dieser misst den größten Abstand zwischen der kumulierten Häufigkeitskurve und der Kurve der Normalverteilung und berechnet die Signifikanz des gemessenen Abstands. Ergäbe dieser Test einen P-Wert kleiner als 0,05 (Signifikanzniveau), würde man, laut Marinell [Mar2007, S. 169] die Unterschiede als signifikant bezeichnen und die Nullhypothese - dass die Stichprobenverteilung normalverteilt ist - verwerfen.

³⁷ „Diese Methode verzichtet auf die Einteilung der Daten in Klassen, die für ein Histogramm notwendig wäre. Die X-Achse des Diagramms verläuft vom Minimalwert bis zum Maximalwert der Variablen. Jeder Wert der Y-Achse gibt einen Prozentwert wieder und zwar misst er den Anteil aller Daten, die Werte kleiner als der entsprechende X-Wert aufweisen. So klettern die Y-Werte im Verlauf der Kurve immer von 0 % auf 100 %. Eine solche Darstellung der kumulierten Häufigkeiten wird immer dann einer bestimmten S-förmigen Kurve ähneln, wenn die Daten der Variablen normalverteilt sind. Als Orientierungshilfe wird in der Darstellung die tatsächliche Normalkurve eingeblendet.“ [Fit2012, „Grafik der kumulativen Häufigkeit“]

Haushaltstyp	Stichprobenumfang (Anzahl Durchläufe)	Maximale Distanz D	P-Wert
2PW	300	0,031	0,930
3PW	300	0,037	0,816
4PW	300	0,031	0,928
2PNW	298	0,024	0,995
3PNW	300	0,030	0,956
4PNW	300	0,035	0,845

Tabelle 6-2: Ergebnisse des Kolmogorov-Smirnov-Tests für den simulierten Jahresverbrauch aller Haushaltstypen

Quelle: Auswertung erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten.

Tabelle 6-2 enthält den Stichprobenumfang, die maximale Distanz (D) zur Normalverteilung in relativen Einheiten (vgl. Abbildung A-19), sowie den P-Wert. Da die Unterschiede zur Normalverteilung nicht signifikant sind, kann für den Jahresverbrauch eine Normalverteilung angenommen werden.³⁸

³⁸ Zur Vollständigkeit muss angemerkt werden, dass dies die Nullhypothese (Jahresverbrauch ist normalverteilt) nicht beweist. Es wird nur gezeigt, dass man die Nullhypothese nicht verworfen werden muss. Siehe hierzu [Bei1995, S. 304]]

E.2 Kumulative Häufigkeiten der Jahresverbrauchssummen aller Haushaltstypen

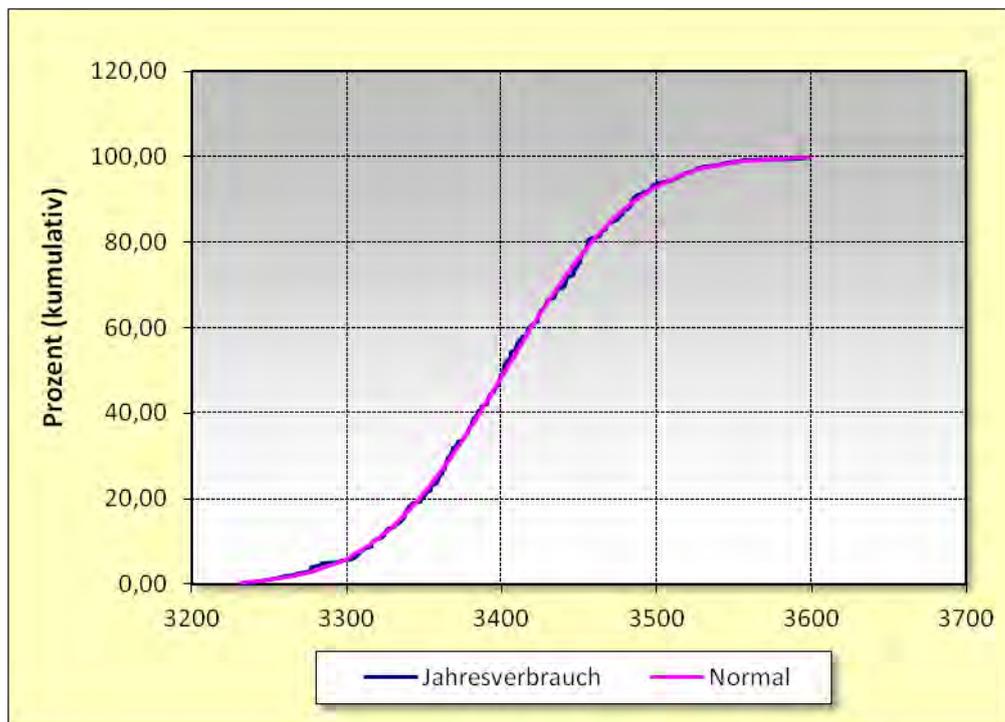


Abbildung A-20: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 2PNW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten

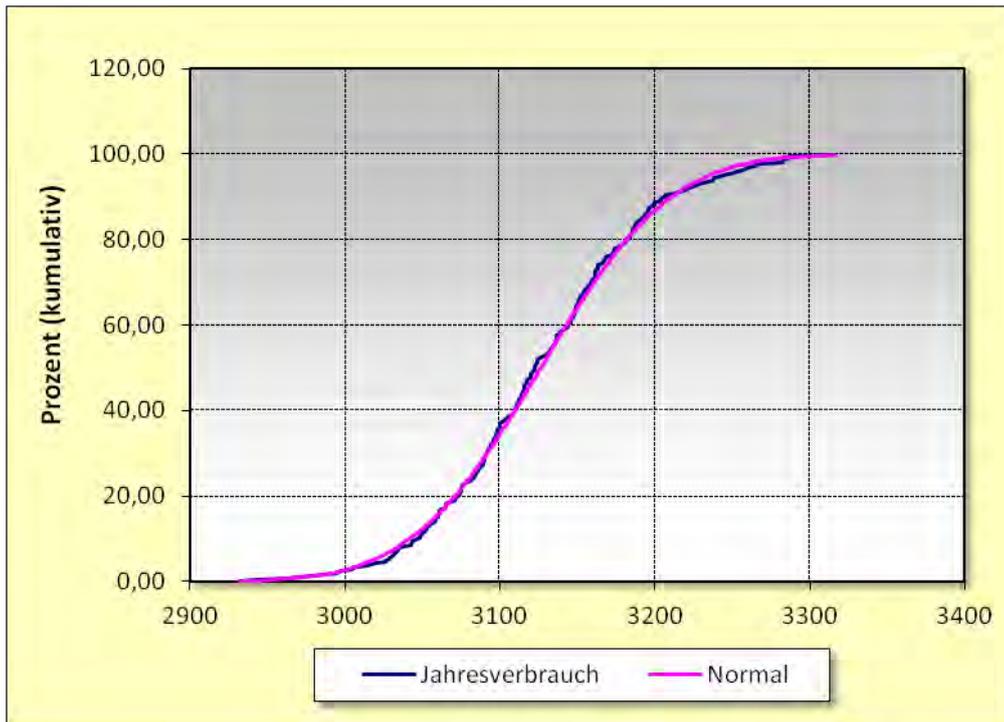


Abbildung A-21: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 2PW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten

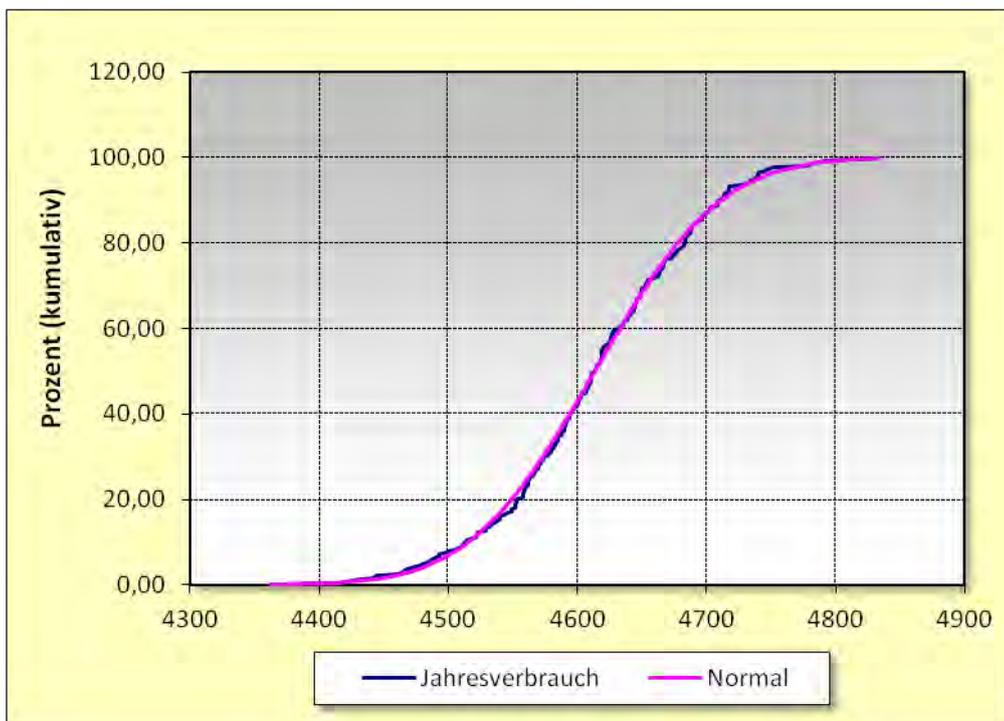


Abbildung A-22: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 3PNW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten

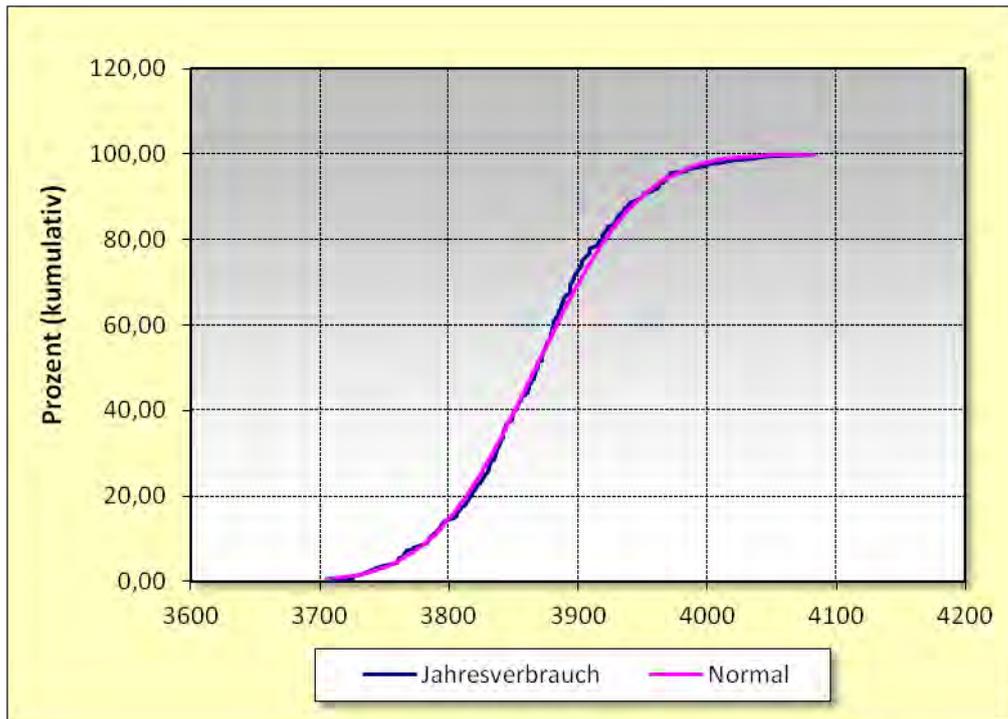


Abbildung A-23: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 3PW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten

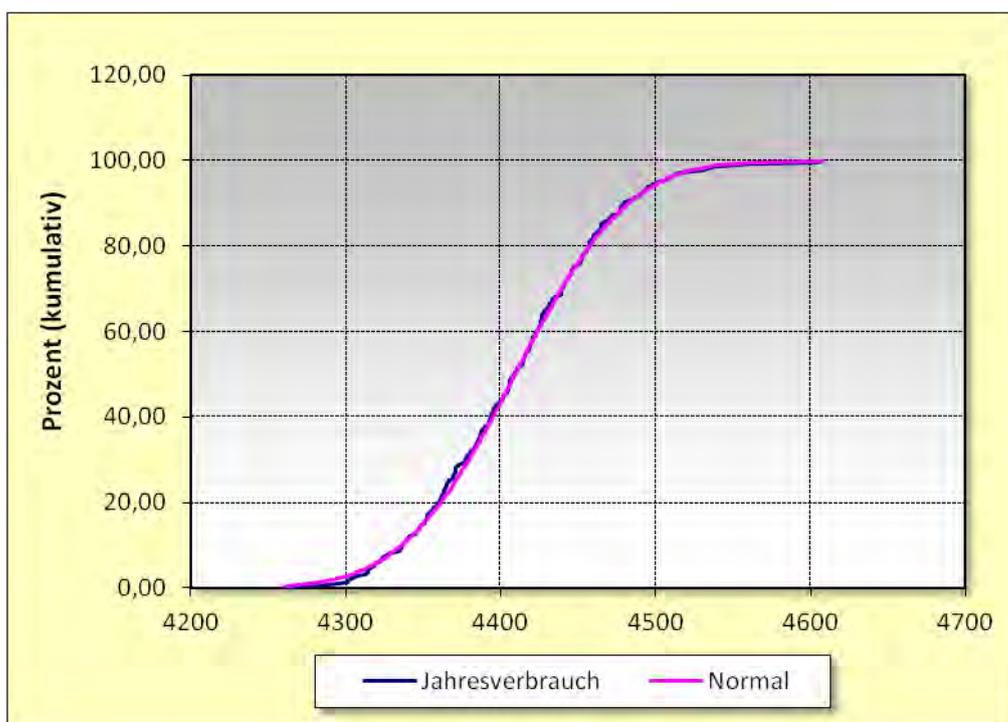


Abbildung A-24: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 4PW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten

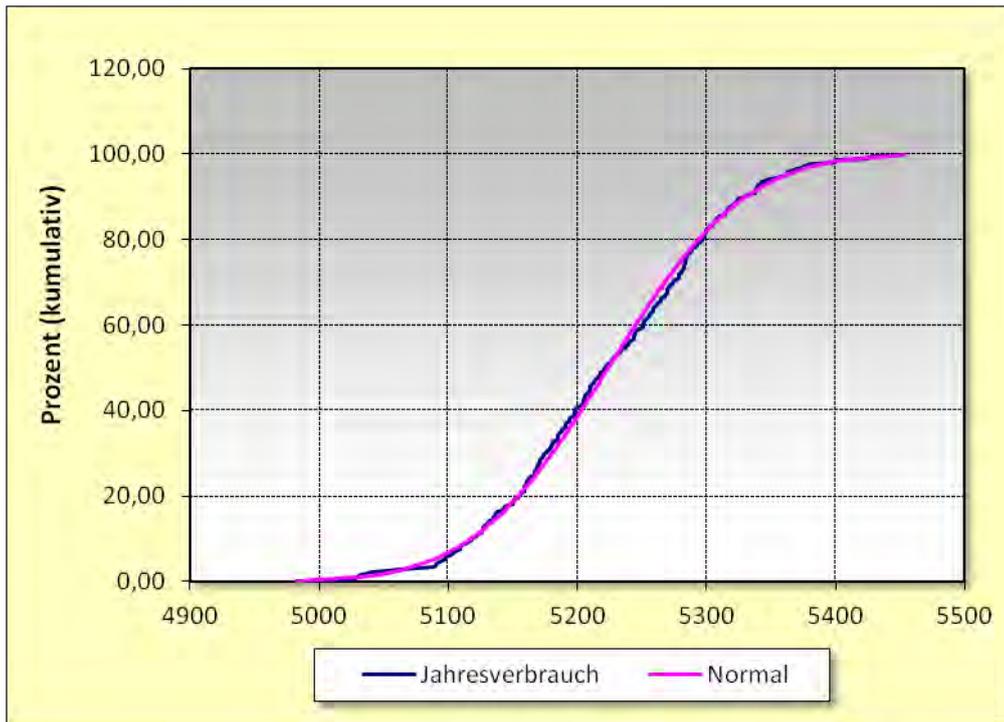


Abbildung A-25: Vergleich der kumulativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Jahresverbrauchs mit der Normalverteilungsfunktion für den Haushaltstyp 4PNW

Quelle: Grafik erstellt mit WinSTAT® auf Basis eigener Daten

E.3 Sensitivitätsanalysen 1 bis 10

Alle nachfolgenden Abbildungen sind das Ergebnis einer Sensitivitätsanalyse. Die Abszisse zeigt den Jahresverbrauch in kWh. Die Ordinate zeigt den Parameteranpassungsfaktor. Vor den Abbildungen ist eine nummerierte Liste aller Parameter. Die Nummern der Liste entsprechen den Nummern für jeden Parameter in den Abbildungen. Ein Punkt in einer Abbildung entspricht der Simulation eines Jahres, wobei die Nummer angibt, welcher Parameter angepasst wurde.

Nr.	List of parameters for sensitivity analysis	Value
1	WaMa - Probability for 1 time use per person WD	0,15
2	WaMa - Probability for 1 time use per person WE	0,1
3	WaMa - Probability for 1 time use per person NW	0,05
4	WaMa - Starttime 1	17
5	WaMa - Starttime 2	20
6	WaMa - Starttime 3	12
7	WaMa - Starttime 4	18
8	WaMa - Starttime 5	11
9	WaMa - Starttime 6	15
10	WaMa- StD 1	1
11	WaMa- StD 2	1
12	WaMa- StD 3	3
13	WaMa- StD 4	3

14	WaMa- StD 5	2
15	WaMa- StD 6	2
16	Dryer used 30min after end of washing process	30
17	Cooking - Probability for 1 time use WD	0,8
18	Cooking - Probability for 1 time use WE	0,2
19	Cooking - Probability for 1 time use NW	0,8
20	Cooking - Starttime 1	18,5
21	Cooking - Starttime 2	13
22	Cooking - Starttime 3	18
23	Cooking - Starttime 4	13
24	Cooking - Starttime 5	12
25	Cooking - Starttime 6	19
26	Cooking- StD 1	1
27	Cooking- StD 2	1
28	Cooking- StD 3	2
29	Cooking- StD 4	2
30	Cooking- StD 5	1
31	Cooking- StD 6	1
32	Avg power of one light	42
33	Lights - Probability for 1 time use WD	0,03
34	Lights - Probability for 2 time use WD	0,9
35	Lights - Probability for 3 time use WD	0,01
36	Lights - Probability for 1 time use WE	0,03
37	Lights - Probability for 2 time use WE	0,7
38	Lights - Probability for 3 time use WE	0,25
39	Lights - Probability for 1 time use NW	0,01
40	Lights - Probability for 2 time use NW	0,27
41	Lights - Probability for 3 time use NW	0,7
42	Lights - Starttime 1	18
43	Lights - Starttime 2	7
44	Lights - Starttime 3	14
45	Lights - Starttime 4	18
46	Lights - Starttime 5	9
47	Lights - Starttime 6	14
48	Lights - Starttime 7	18
49	Lights - Starttime 8	7
50	Lights - Starttime 9	13
51	Lights- StD 1	0,5
52	Lights- StD 2	0,5
53	Lights- StD 3	1
54	Lights- StD 4	2
55	Lights- StD 5	1
56	Lights- StD 6	2
57	Low Light Limit	200
58	Reduction factor for Low Light conditions	0,15

59	Fraction of Active Lights 1 - mean	0,2
60	Fraction of Active Lights 2 -mean	0,15
61	Fraction of Active Lights 3 - mean	0,25
62	Fraction of Active Lights 1 - StD	0,1
63	Fraction of Active Lights 2 - StD	0,05
64	Fraction of Active Lights 3 - StD	0,1
65	Activity Duration of lighting process mean 1	4
66	Activity Duration of lighting process mean 2	1
67	Activity Duration of lighting process mean 3	4
68	Activity Duration of lighting process mean 4	4
69	Activity Duration of lighting process mean 5	4
70	Activity Duration of lighting process mean 6	4
71	Activity Duration of lighting process mean 7	4
72	Activity Duration of lighting process mean 8	4
73	Activity Duration of lighting process mean 9	4
74	Activity Duration of lighting process StD 1	0,5
75	Activity Duration of lighting process StD 2	0,25
76	Activity Duration of lighting process StD 3	2
77	Activity Duration of lighting process StD 4	0,5
78	Activity Duration of lighting process StD 5	0,5
79	Activity Duration of lighting process StD 6	0,5
80	Activity Duration of lighting process StD 7	0,5
81	Activity Duration of lighting process StD 8	1
82	Activity Duration of lighting process StD 9	2
83	Entertainment Starttime StD 1	1
84	Entertainment Starttime StD 2	0,5
85	Entertainment Starttime StD 3	1
86	Entertainment Starttime StD 4	2
87	Entertainment Starttime StD 5	1
88	Entertainment Starttime StD 6	2
89	Entertainment Starttime StD 7	1,5
90	Entertainment Starttime StD 8	0,5
91	Entertainment Starttime StD 9	1
92	Fraction of Active Entertainment 1 - mean	0,8
93	Fraction of Active Entertainment 2 -mean	0,6
94	Fraction of Active Entertainment 3 - mean	0,7
95	Fraction of Active Entertainment 1 - StD	0,1
96	Fraction of Active Entertainment 2 - StD	0,05
97	Fraction of Active Entertainment 3 - StD	0,1
98	Factor for Household Standby Calculation:	1,2

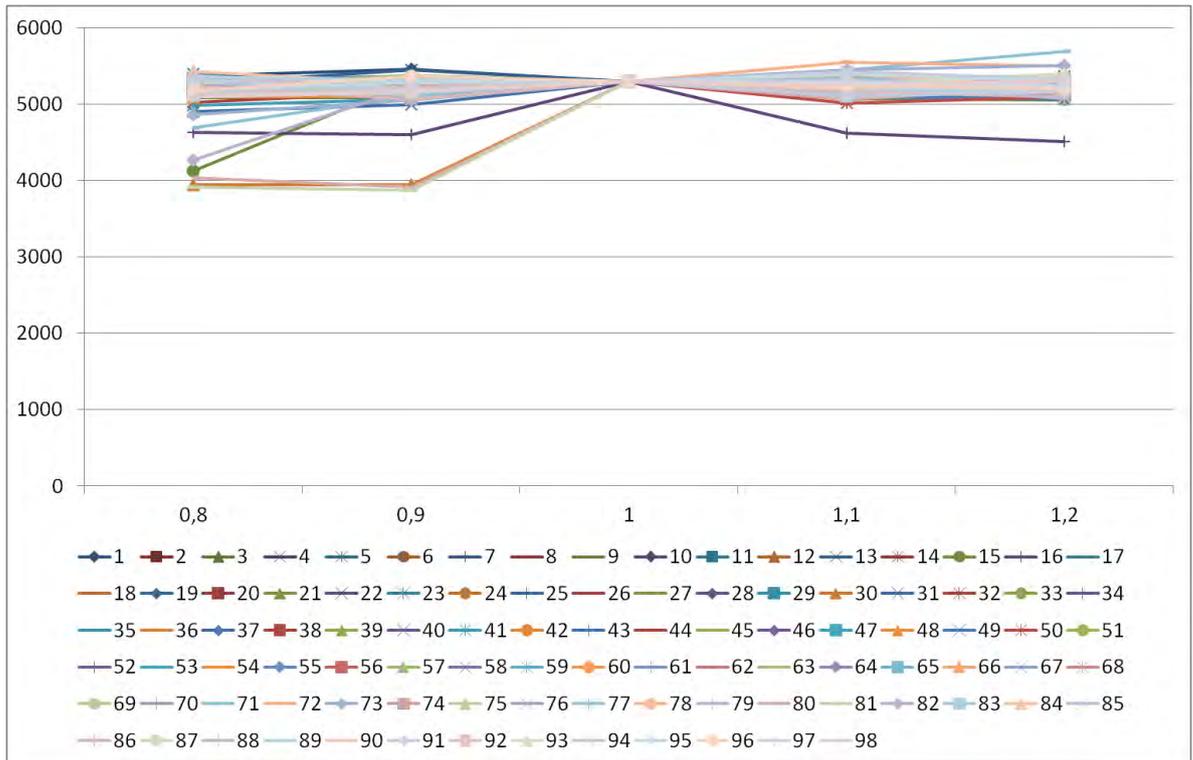


Abbildung A-26: Sensitivitätsanalyse 1

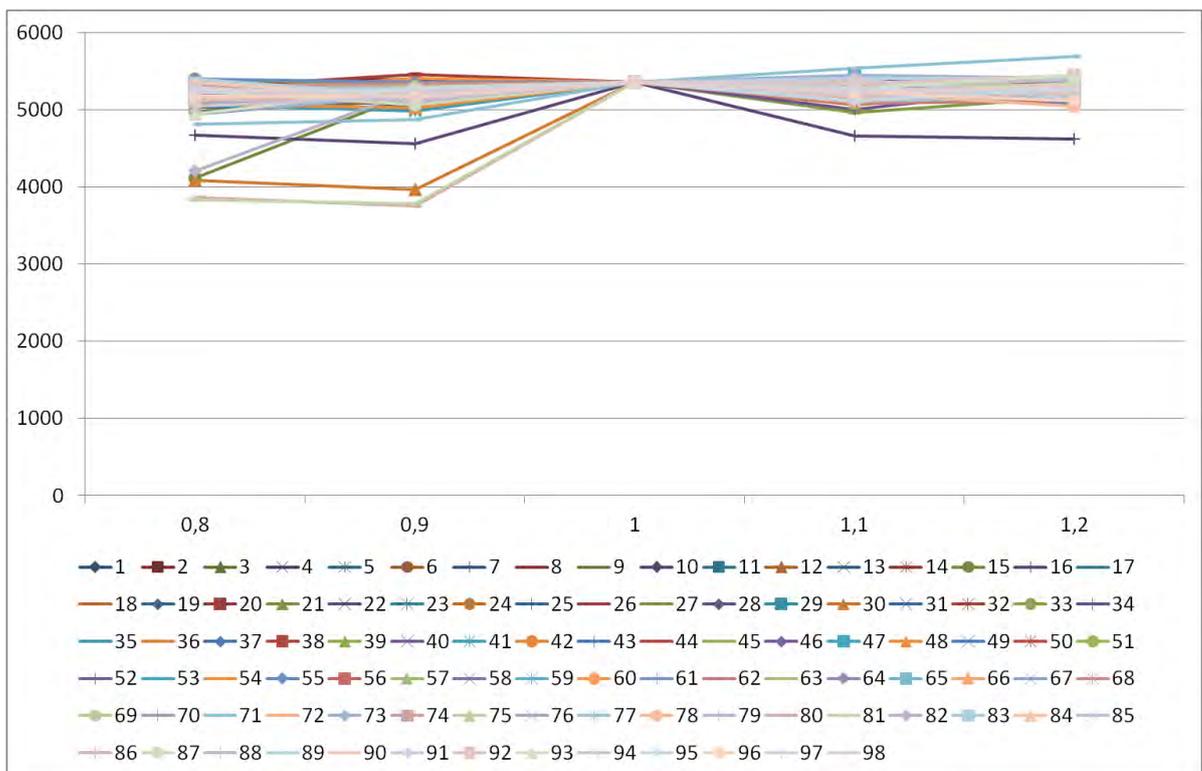


Abbildung A-27: Sensitivitätsanalyse 2

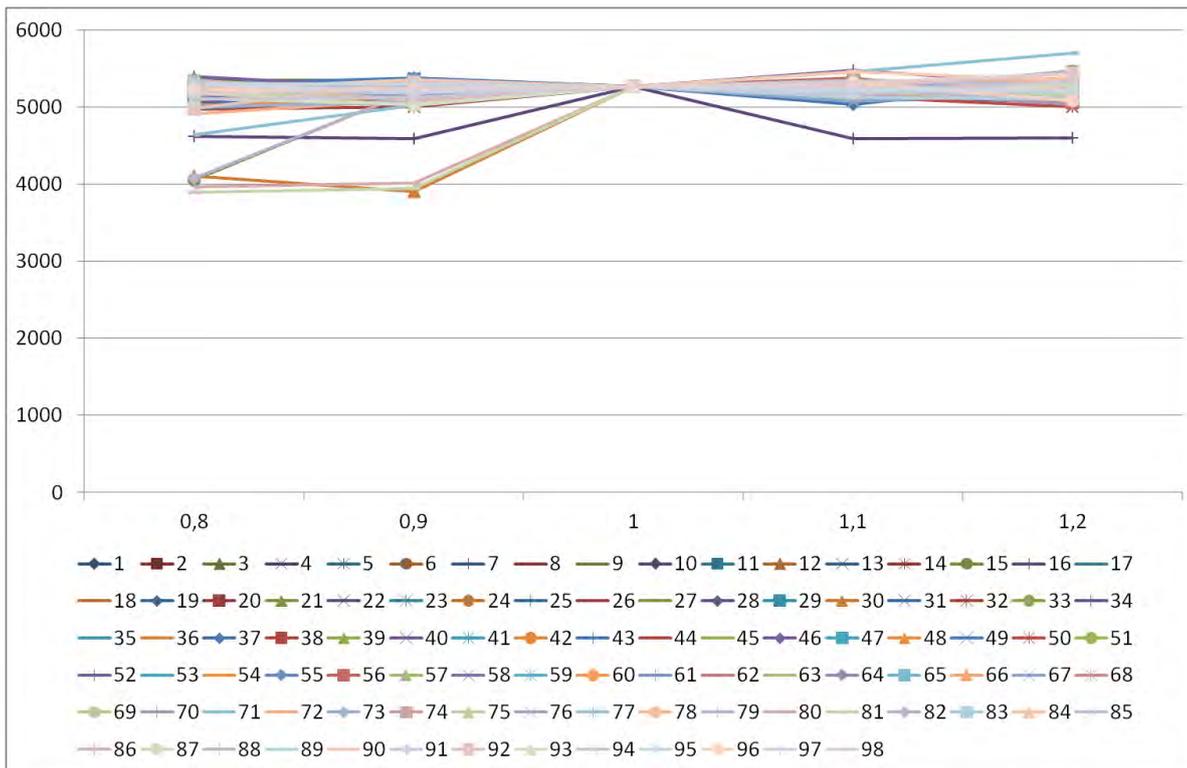


Abbildung A-28: Sensitivitätsanalyse 3

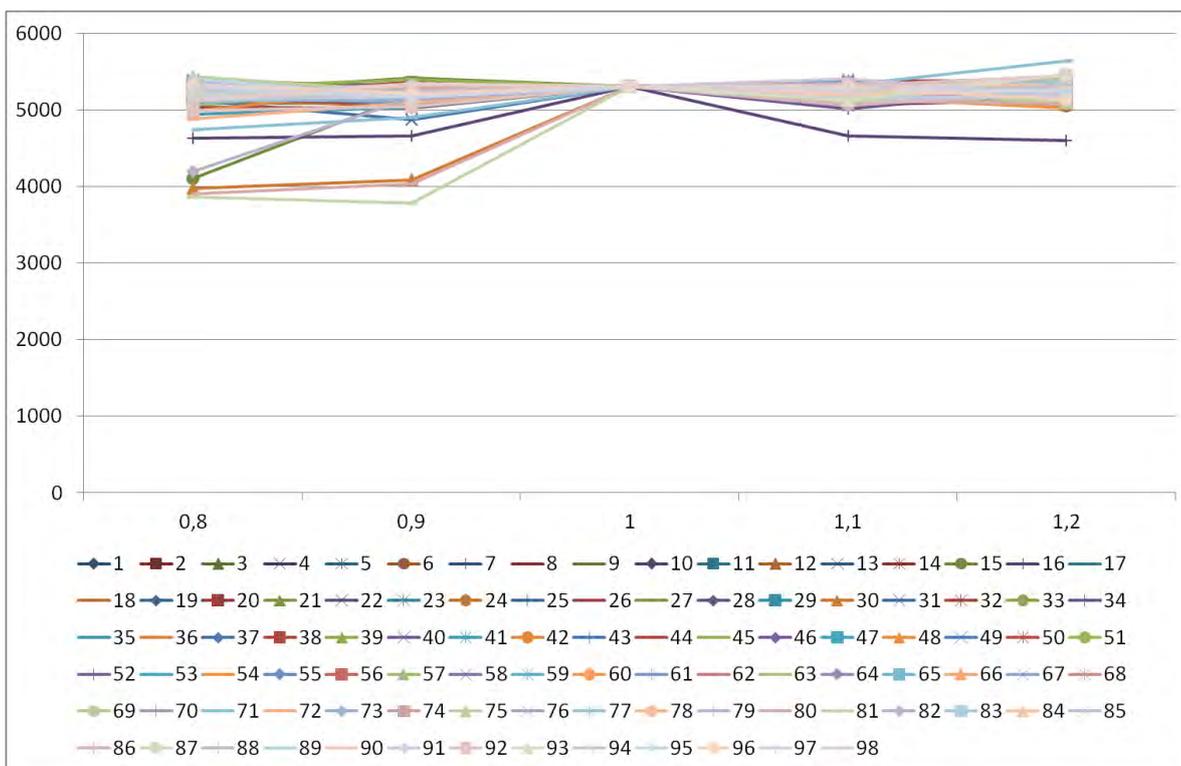


Abbildung A-29: Sensitivitätsanalyse 4

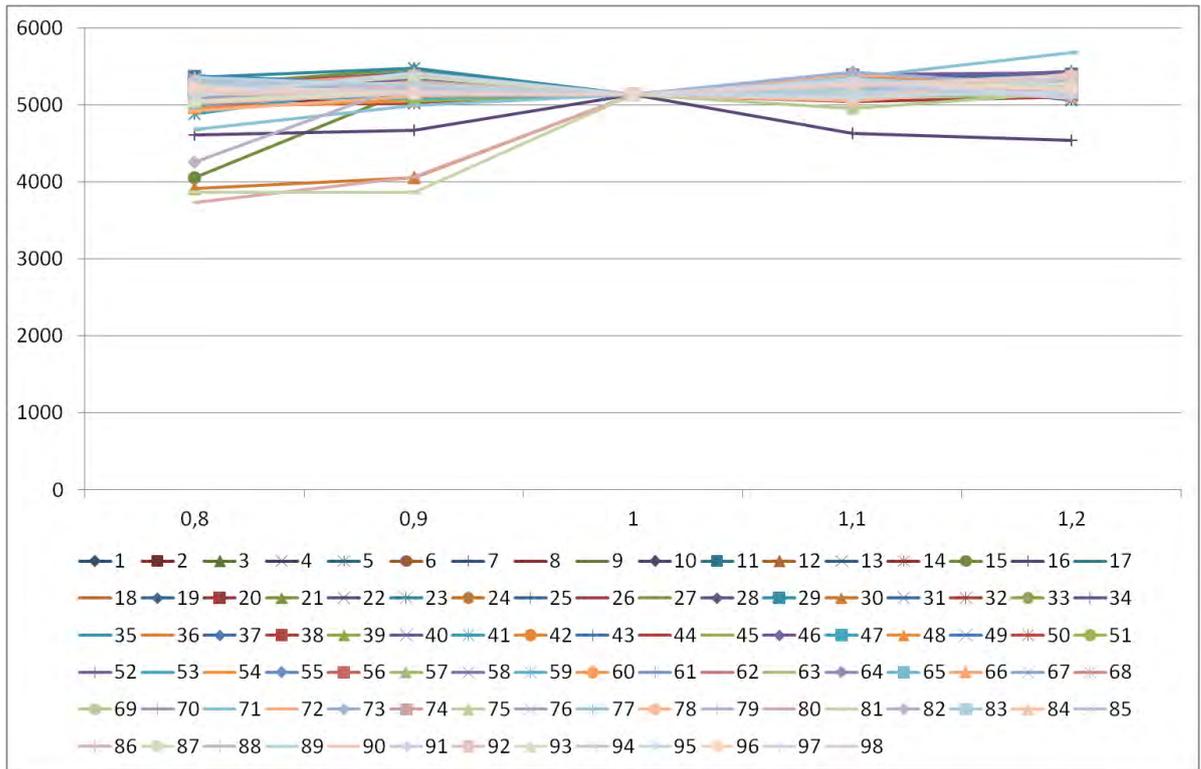


Abbildung A-30: Sensitivitätsanalyse 5

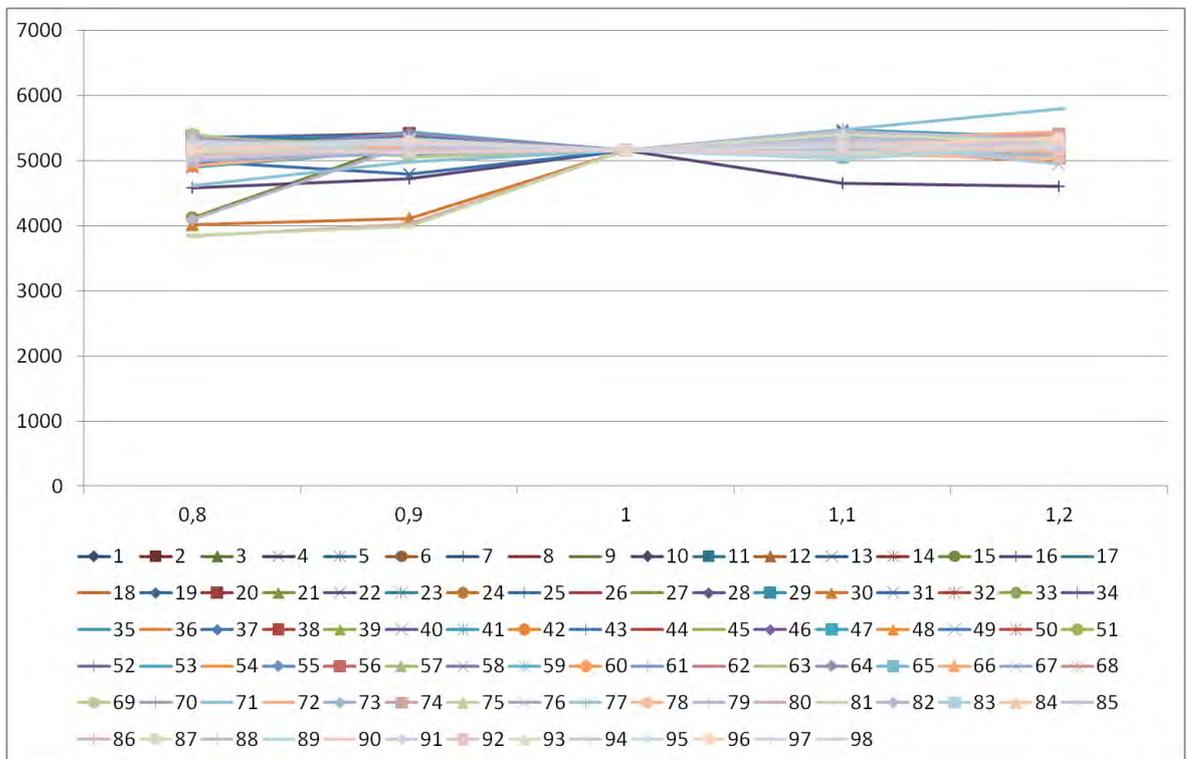


Abbildung A-31: Sensitivitätsanalyse 6

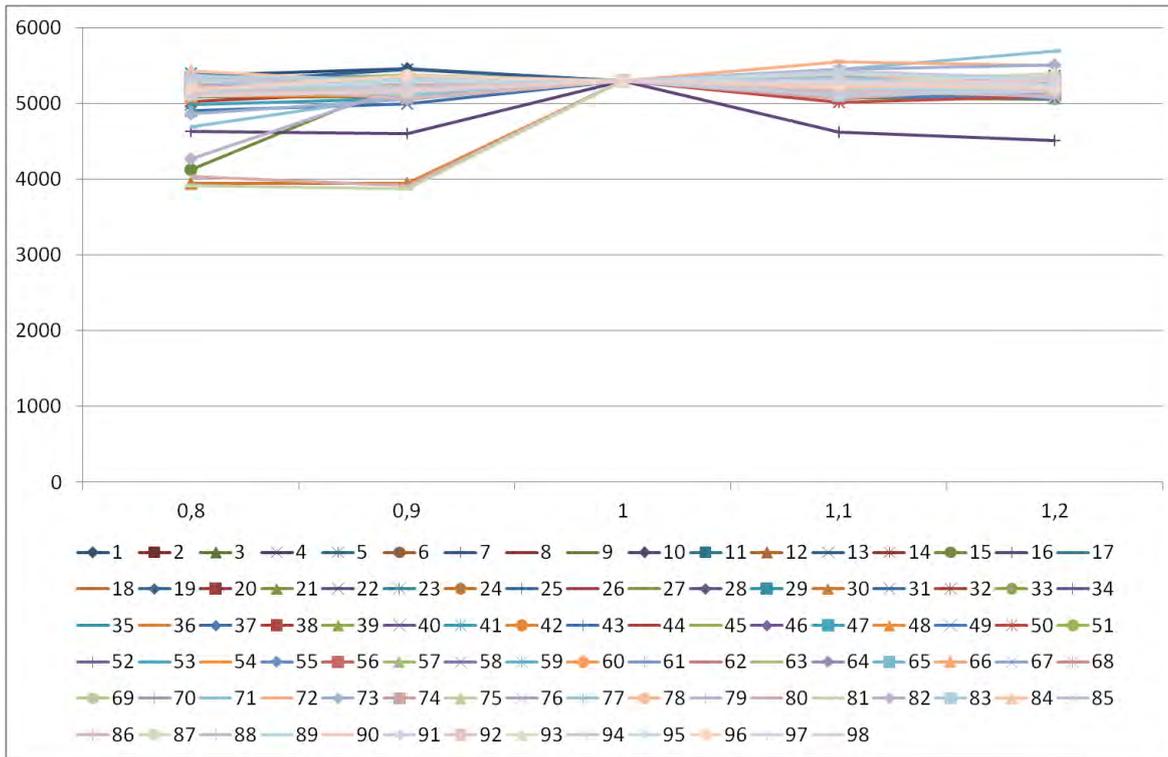


Abbildung A-32: Sensitivitätsanalyse 7

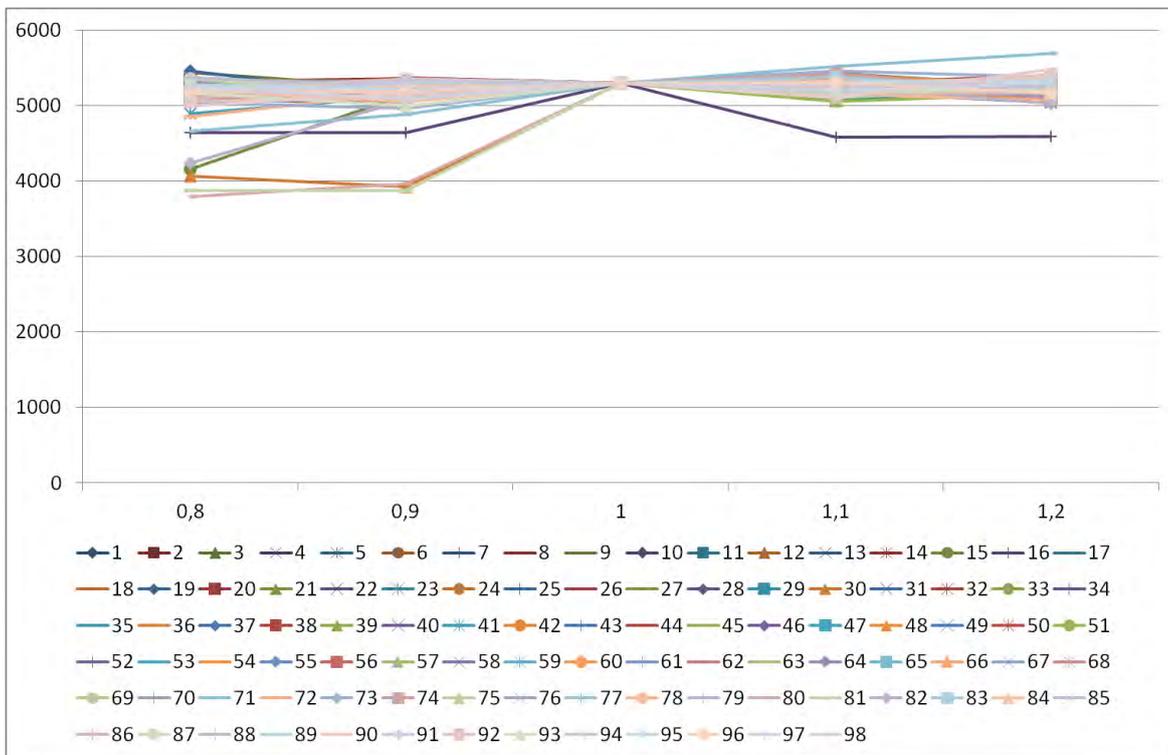


Abbildung A-33: Sensitivitätsanalyse 8

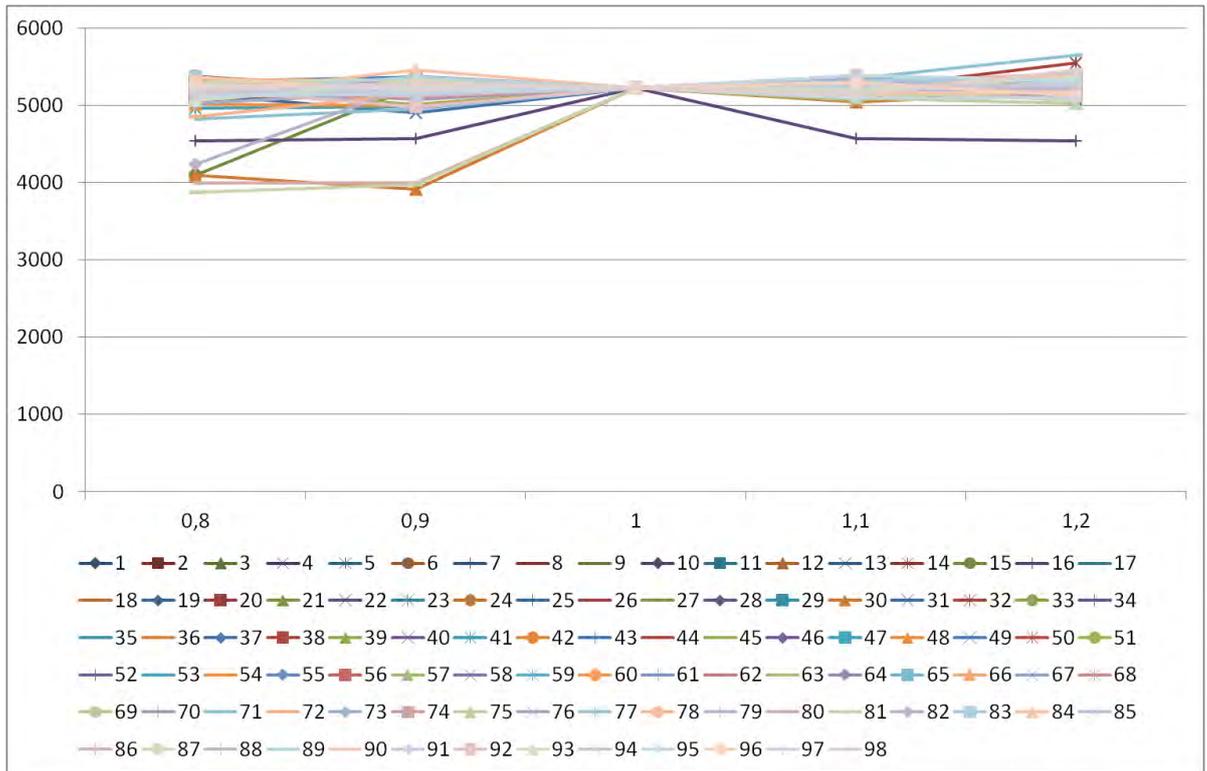


Abbildung A-34: Sensitivitätsanalyse 9

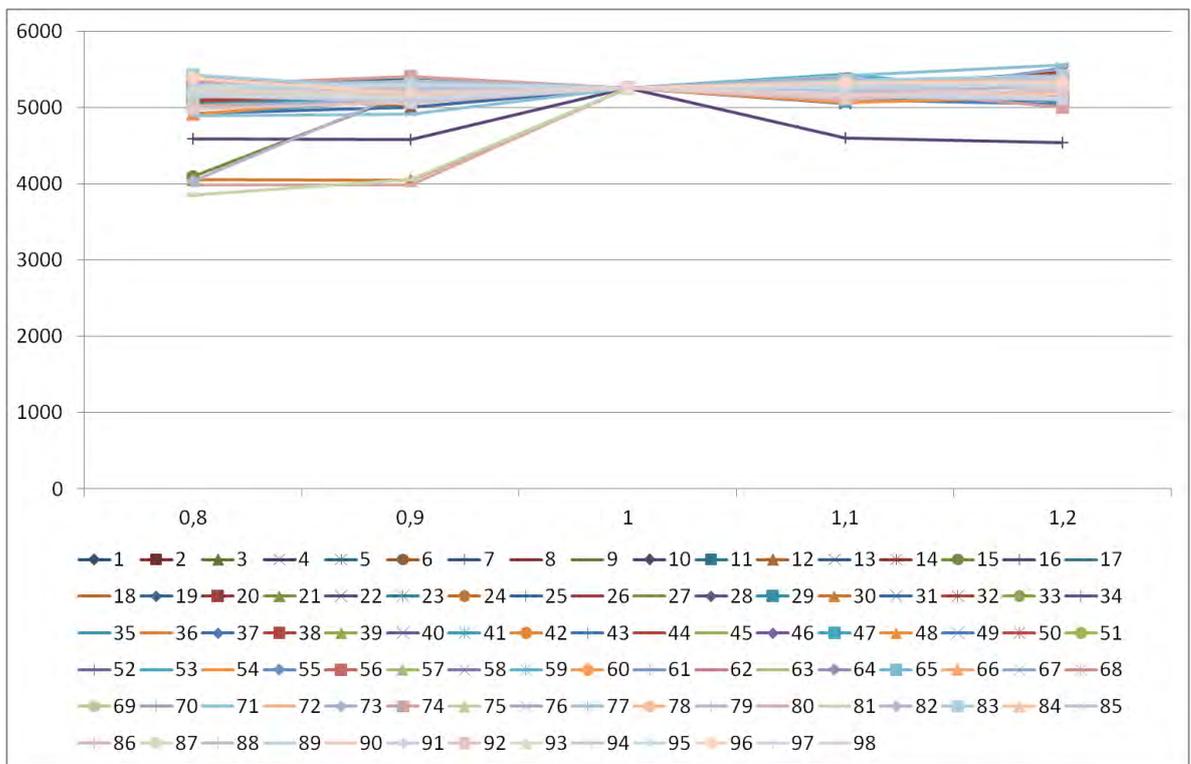


Abbildung A-35: Sensitivitätsanalyse 10

E.4 Vorschlag für die Umsetzung der Implementierung ins Centrocheck

Die beschriebenen Funktionen können leicht in das Centrocheck implementiert werden. Wie zuvor gezeigt, sind diese Funktionen für jede Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage leicht unterschiedlich. Daher hängt der Implementierungsaufwand vom gewünschten Detaillierungsgrad der Ergebnisse ab.

Das in dieser Arbeit erstellte Programm ist prinzipiell in der Lage jede gewünschte Ausrichtung und Neigung zu simulieren. Es stellt sich jedoch die Frage, wie genau man das Ergebnis abbilden möchte. Denn mit dem Detaillierungsgrad steigt der Zeitaufwand der Berechnung und der Implementierung, wie nachfolgendes Beispiel zeigt.

Folgende Simulation soll durchgeführt werden:

- Beide Haushaltstypen
- Personenzahl 2 bis 4
- Ausrichtungen in 45°-Schritten
- Neigung in 15°-Schritten
- Alle nicht simulierten Varianten werden über einen Bereich abgebildet, sodass zum Beispiel alle Neigungen zwischen 8° und 22° mit der Funktion für 15° Neigung berechnet werden würde.

Abbildung 5–14 zeigt, wie sich für dieses Beispiel die Anzahl der Simulationen ergibt.

Daraus ergeben sich für das gewählte Beispiel 294 Simulationen und somit auch 294 Funktionen, die in das Centrocheck implementiert werden müssten (Formel A-2). Jede Funktion besteht dabei aus den zwei oben gezeigten Teilbereichsfunktionen.

$$\begin{aligned} & \text{Anzahl Simulationen} && \text{Formel A-2} \\ & = 2 \text{ HHTypen} \cdot 3 \text{ Personenzahlen} \\ & \quad \cdot (8 \text{ Ausrichtungen} \cdot 6 \text{ Neigungen} + 1 \cdot \text{Neigung}(0^\circ)) \\ & = 294 \text{ Simulationen} \end{aligned}$$

Würde man nicht zwischen verschiedenen Personenzahlen unterscheiden wäre die Simulationszahl bereits auf 98 reduziert. Umgekehrt würde ein feineres Raster die Simulationszahl schnell erhöhen. So wären bei 15°-Ausrichtungsschritten bereits 978 Simulationen notwendig.

Um die Simulationszahl zu begrenzen, wäre eine zweite Möglichkeit, das Zusammenfassen sehr ähnlicher Kurven. Die Deckungsgradkurven werden dafür zunächst wieder in einem bestimmten

Raster simuliert. Anschließend werden die Kurven jedoch miteinander verglichen. Sehr ähnliche Kurven können dann aussortiert werden. Ein Entscheidungsbaum für diesen Prozess ist in Anhang E.9 abgebildet.

Abbildung A–36 zeigt die so erstellte Auswahl aus den Kurven in Anhang E.6 und E.8 für den Haushaltstyp 4PNW.

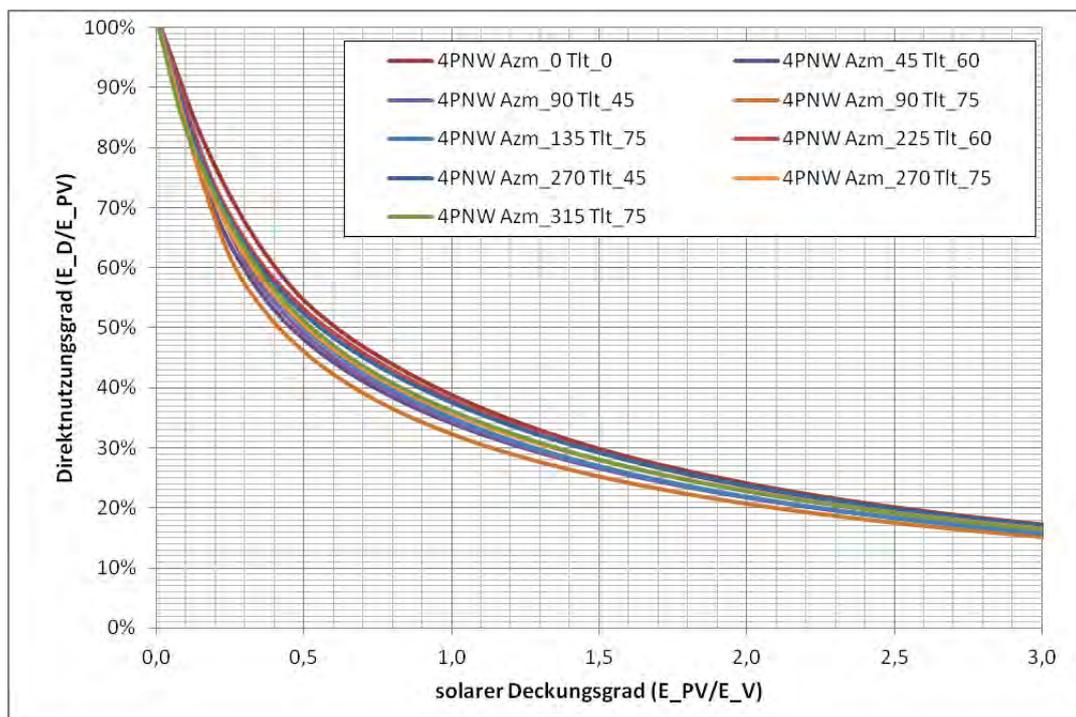


Abbildung A–36: Auswahl der Direktnutzungskurven - Stufe 1

Die Kurvenanzahl ist bereits von 49 auf 12 Kurven (pro Haushaltstyp) reduziert. Man kann allerdings erkennen, dass manche Kurven sich nach wie vor sehr ähneln. Somit wäre eine weitere Reduktion denkbar (vgl. Anhang E.9). Diese führt zu einer Restanzahl von 6 Kurven für den Haushaltstyp 4PNW (Abbildung A–37).

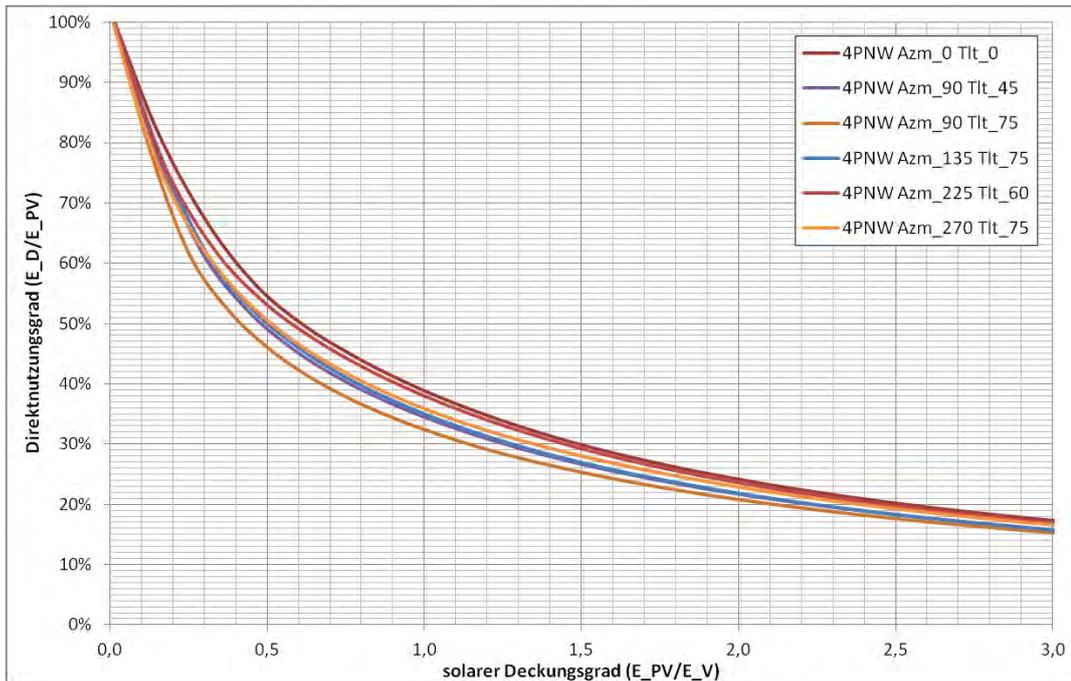


Abbildung A-37: Auswahl der Direktnutzungskurven - Stufe 2

Es stellt sich aber die Frage, wie weit eine Reduktion gehen darf. Der Nutzer des Centrocheck möchte eventuell verschiedene Auslegungen testen und sehen wie sie sich auf den Direktnutzungsgrad auswirken. Sind alle Varianten, wie im Beispiel, zu sechs Kurven zusammengefasst, gibt es auch nur sechs mögliche Ergebnisse für einen Haushaltstyp. Stellt der Nutzer dann bei Südausrichtung die Neigung zum Beispiel von 15° auf 90° um, bleibt das Ergebnis unverändert. Das wahre Simulationsergebnis wäre dagegen um 1 bis 2 Prozentpunkte abweichend. Für die Realität ist diese geringe Abweichung unerheblich. Um Einstellungen zu vergleichen, kann sie jedoch hilfreich sein.

E.5 Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Ausrichtung

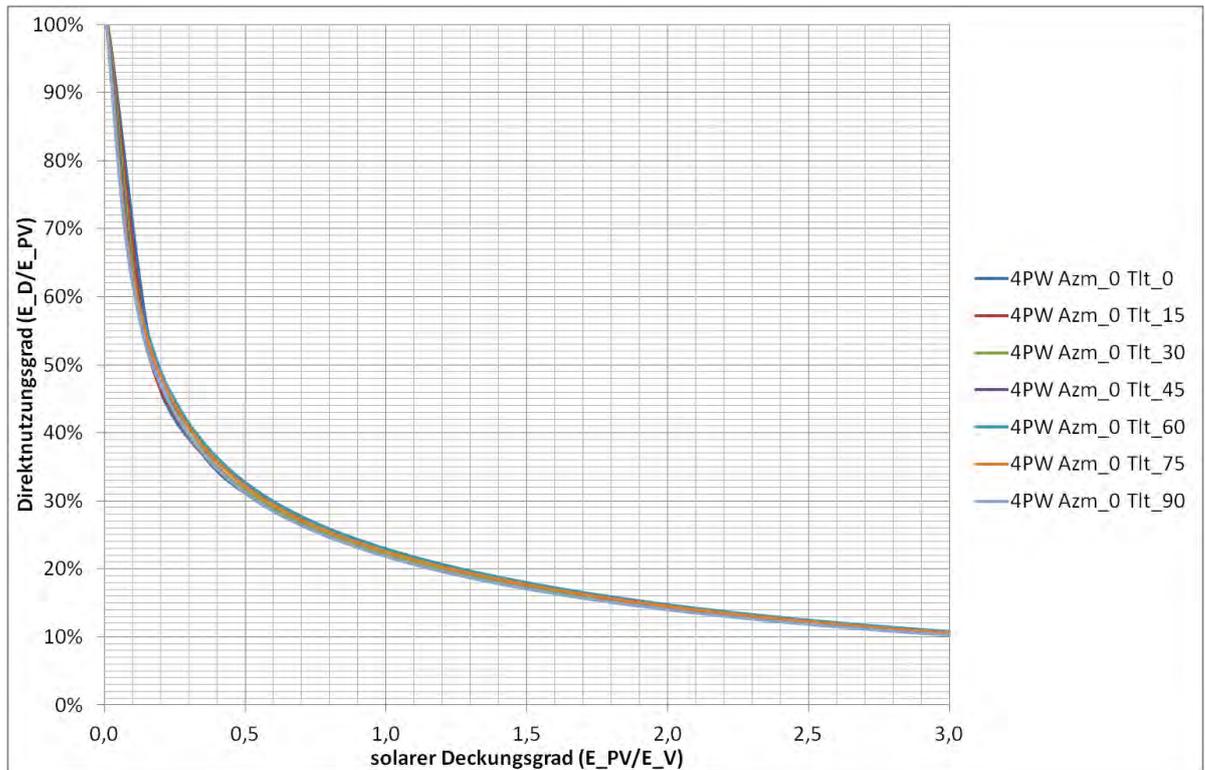


Abbildung A-38: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nord

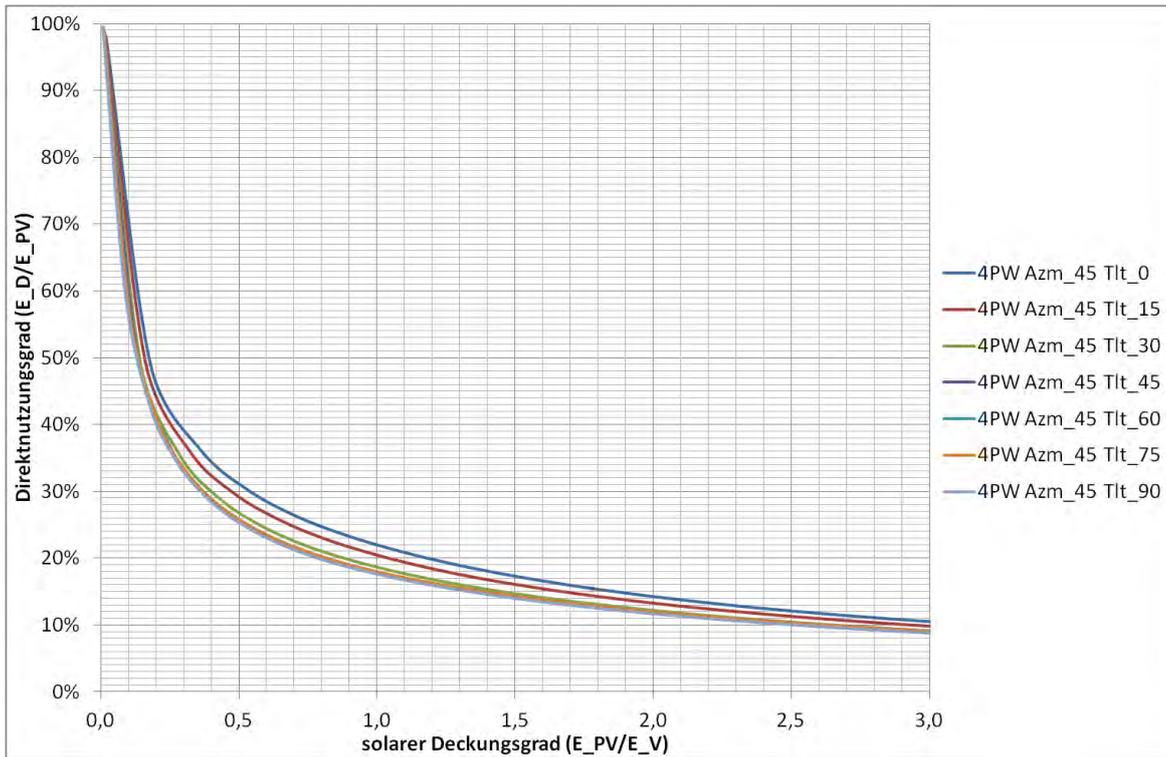


Abbildung A-39: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nord-ost

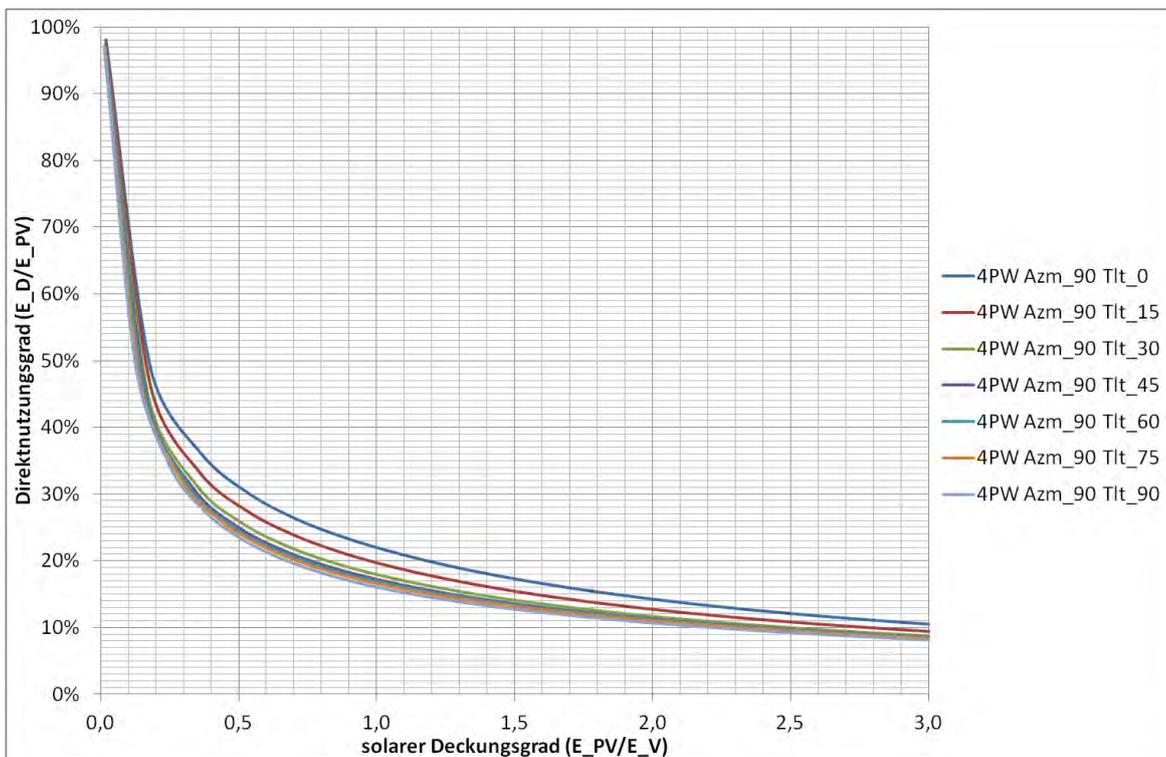


Abbildung A-40: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Ost

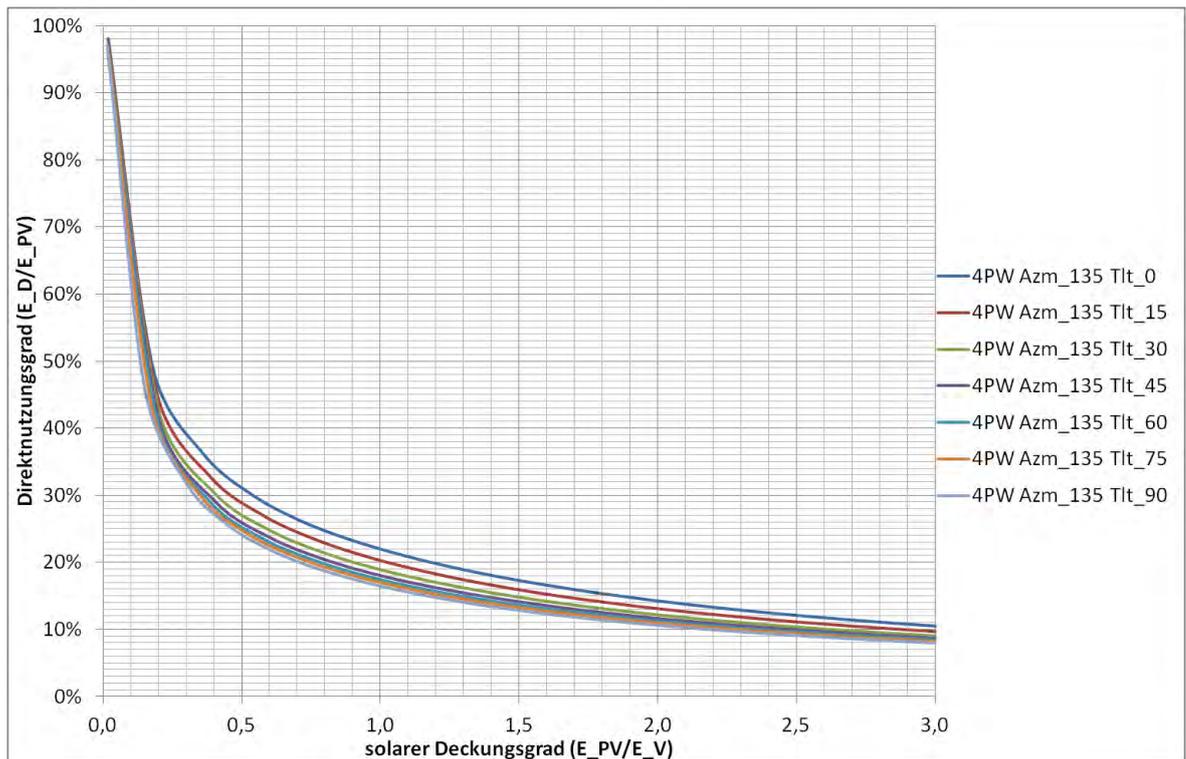


Abbildung A-41: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Südost

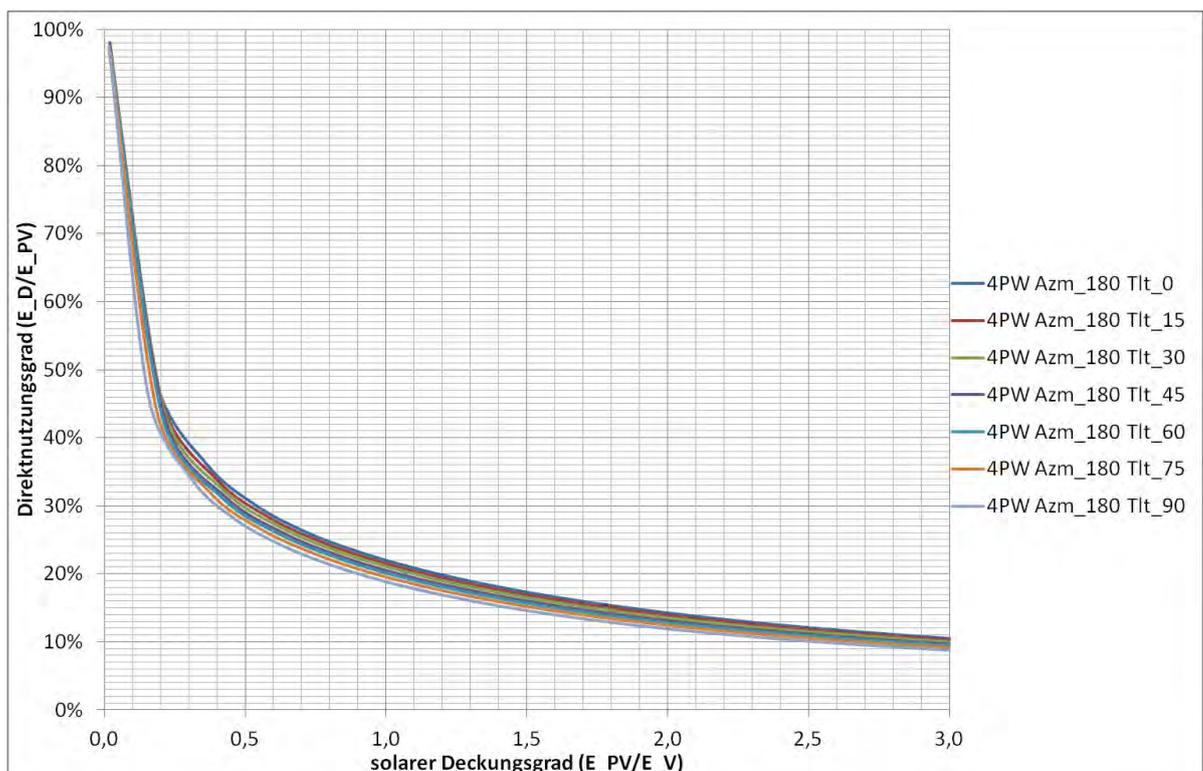


Abbildung A-42: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Süd

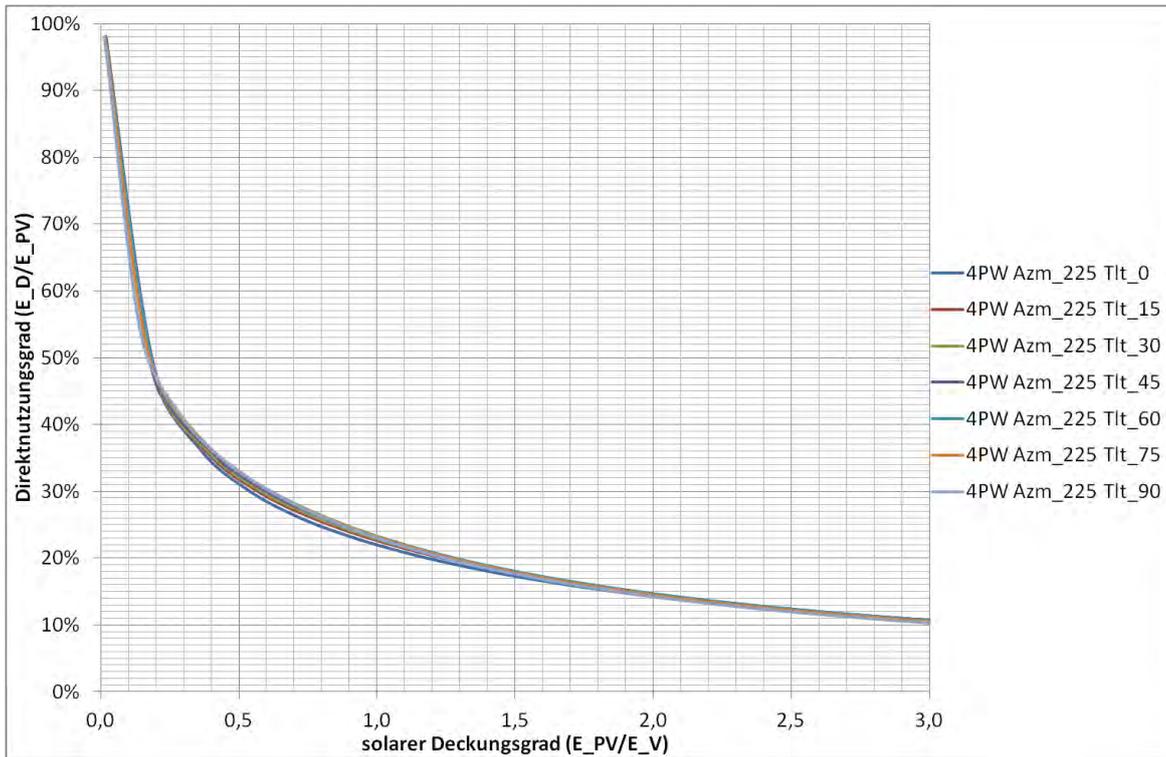


Abbildung A-43: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Südwest

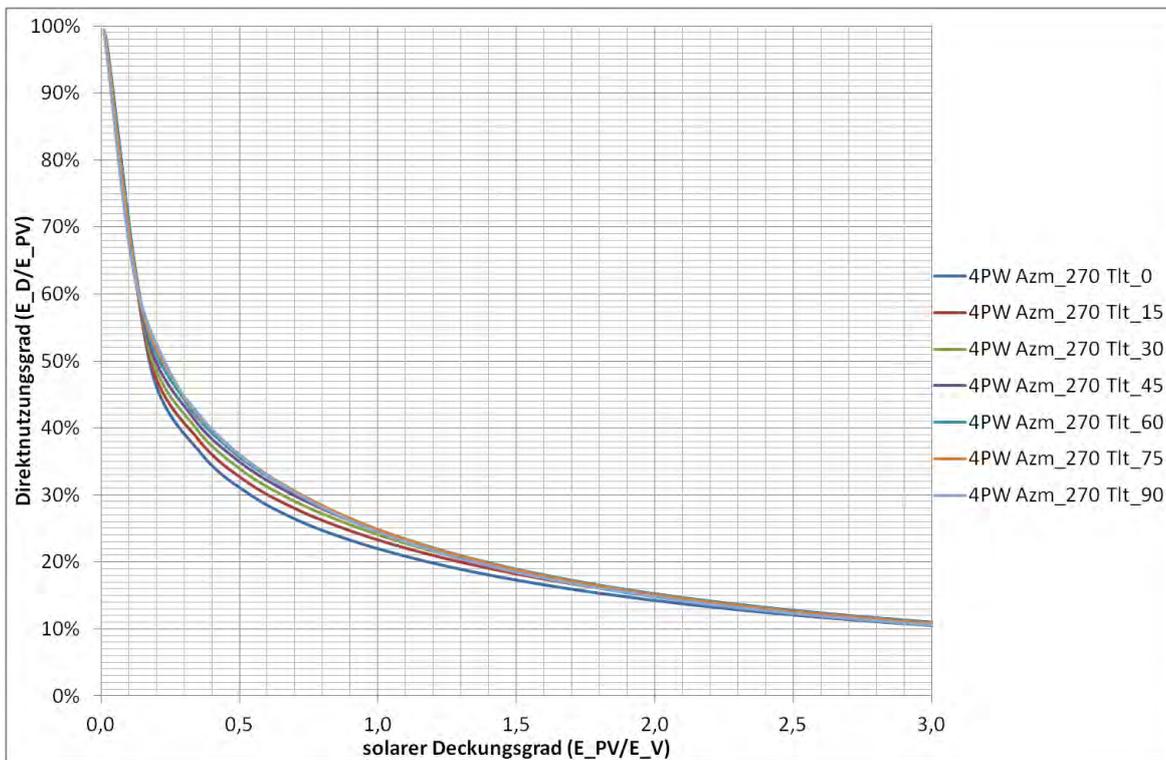


Abbildung A-44: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung West

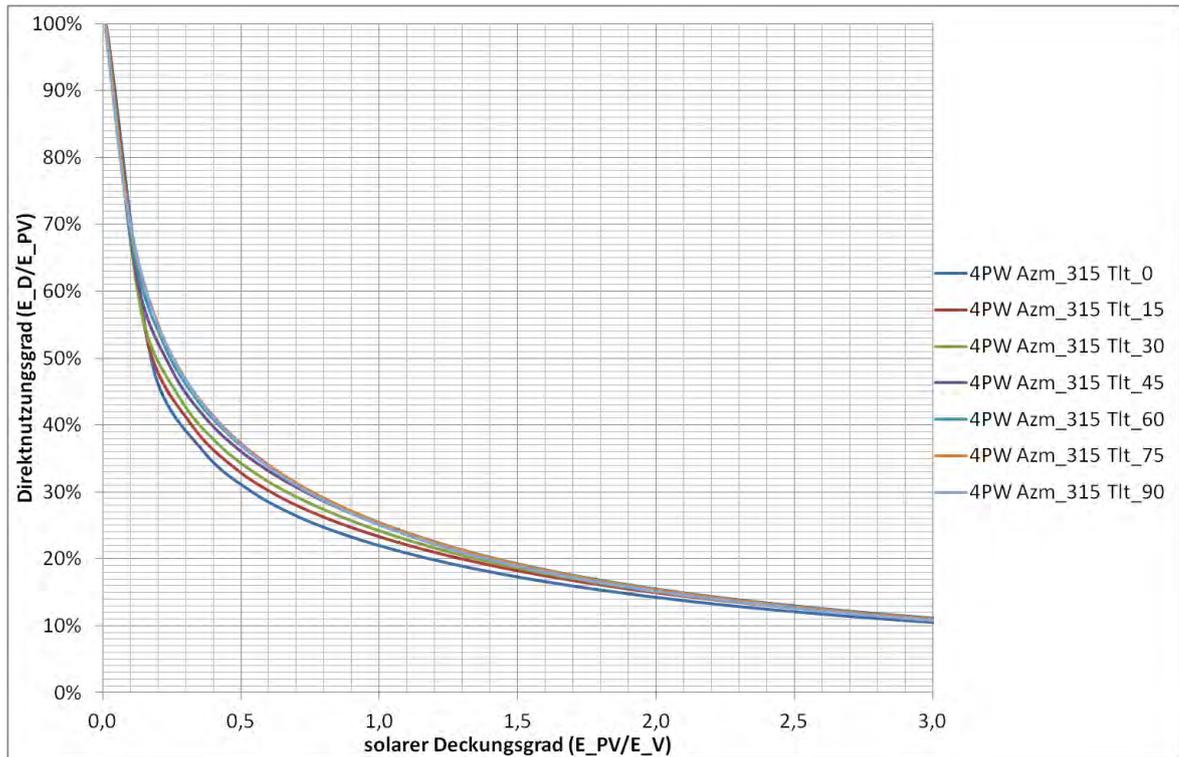


Abbildung A-45: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nord-west

E.6 Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Ausrichtung

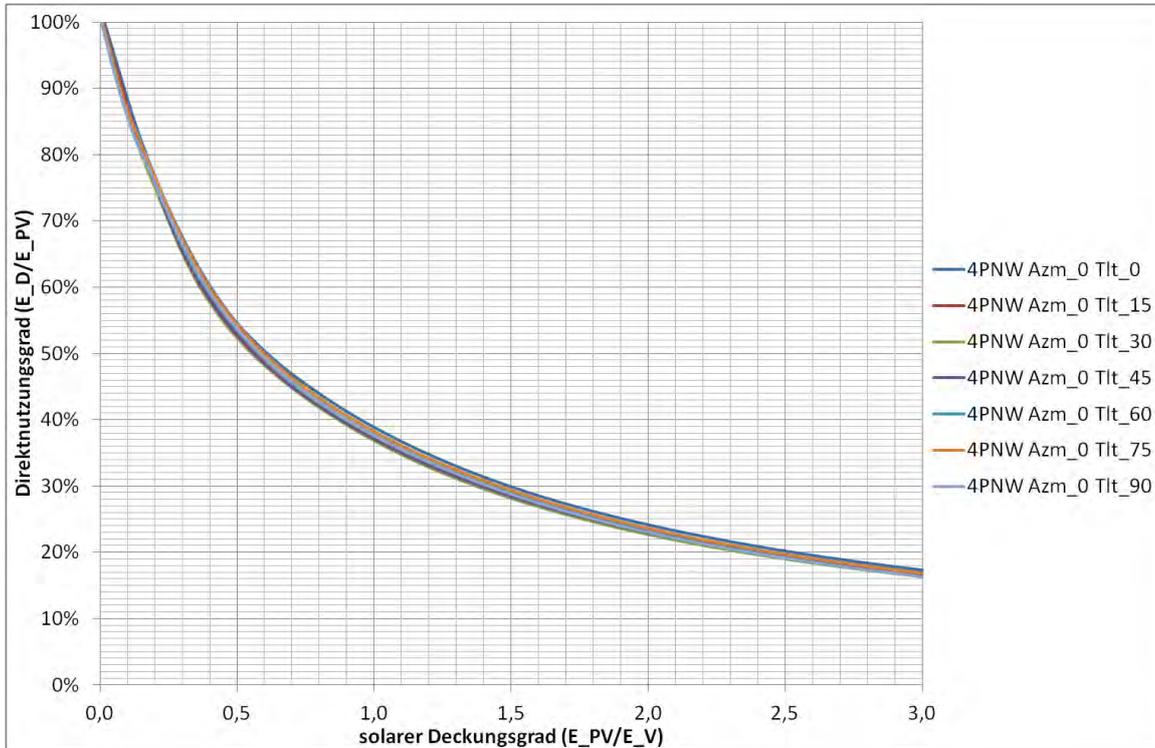


Abbildung A-46: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nord

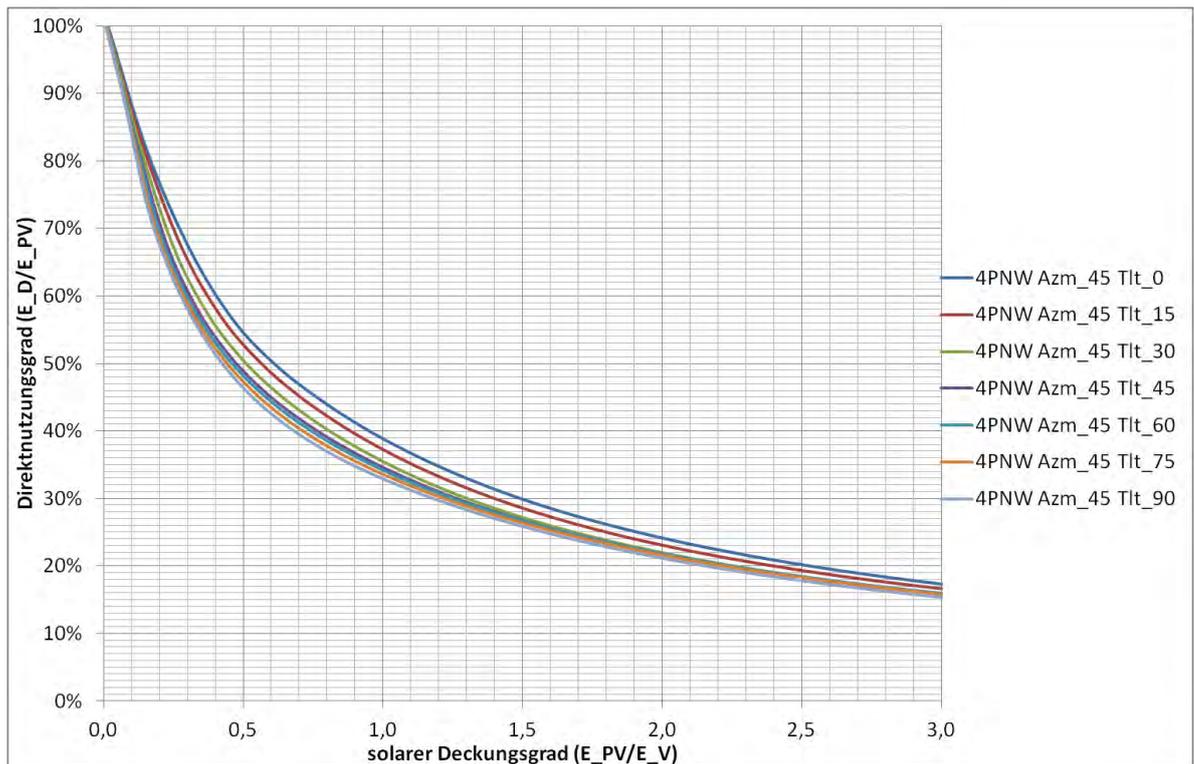


Abbildung A-47: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nordost

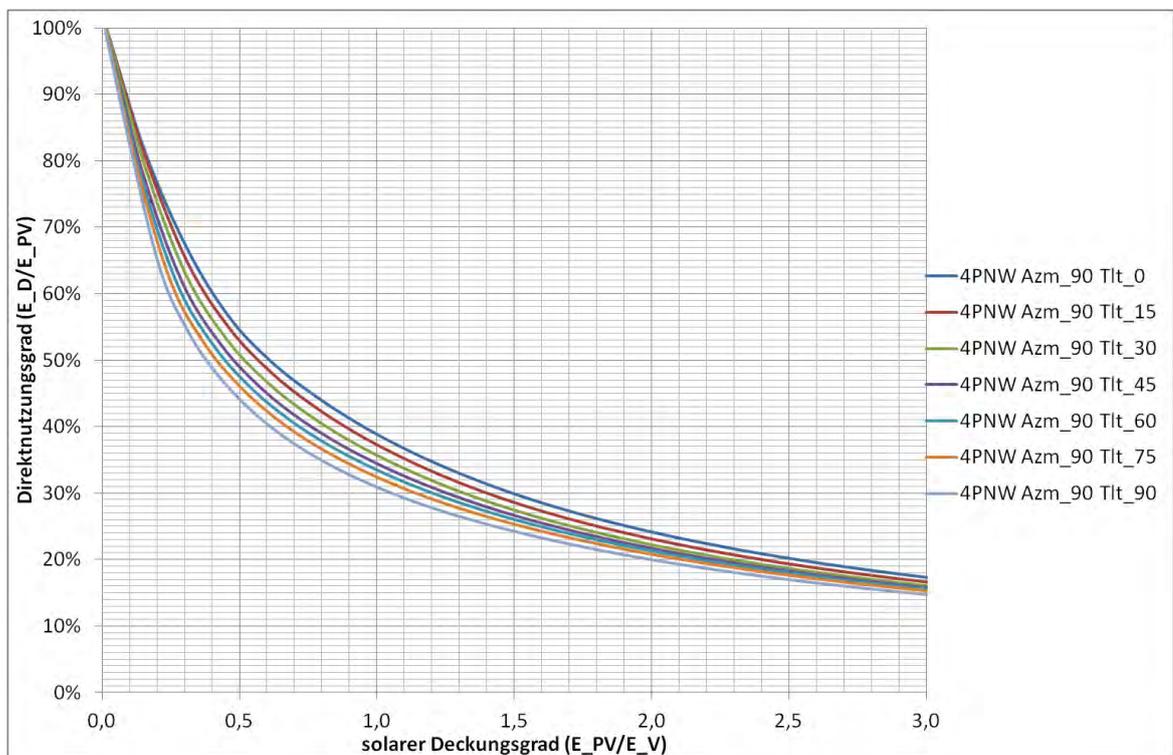


Abbildung A-48: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Ost

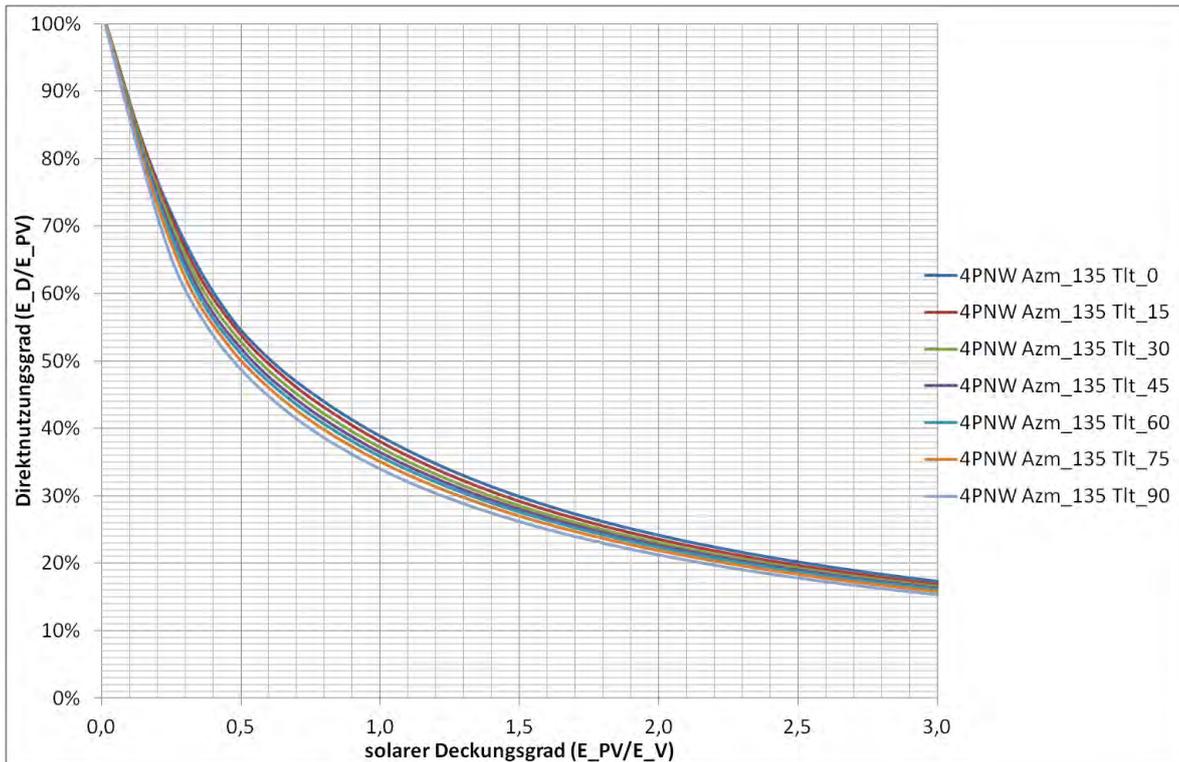


Abbildung A-49: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Süd-ost

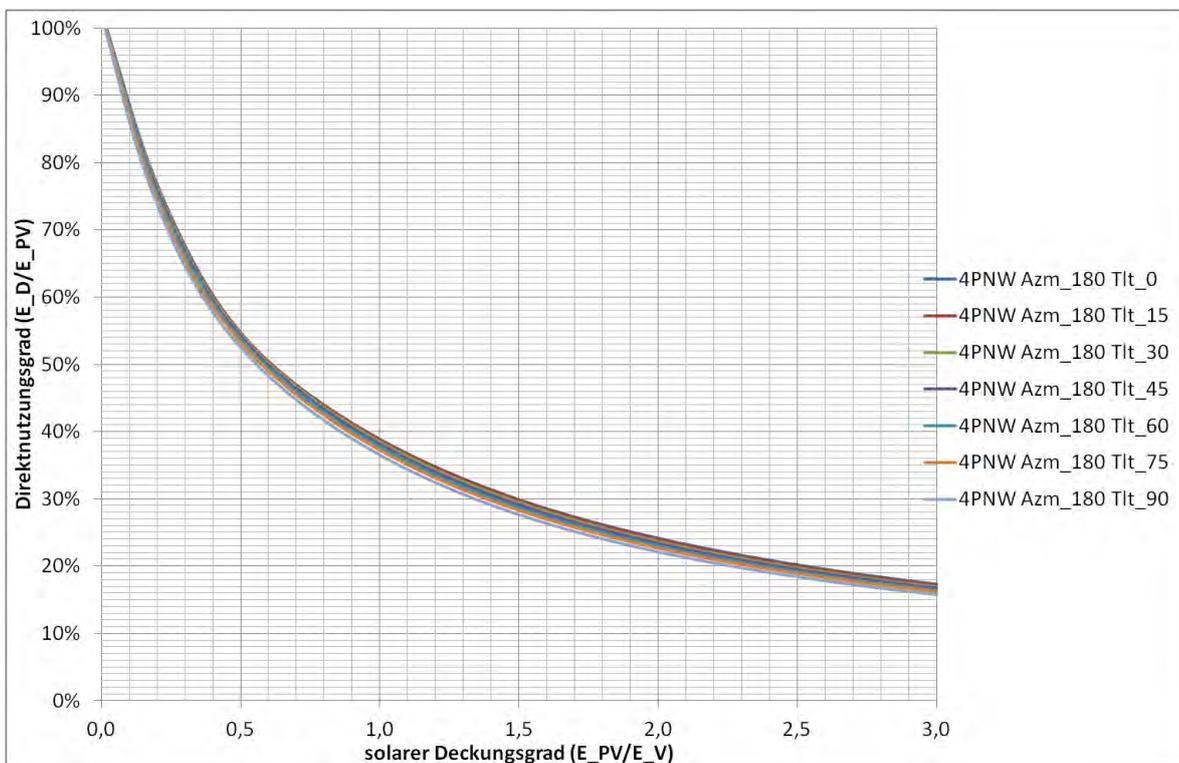


Abbildung A-50: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Süd

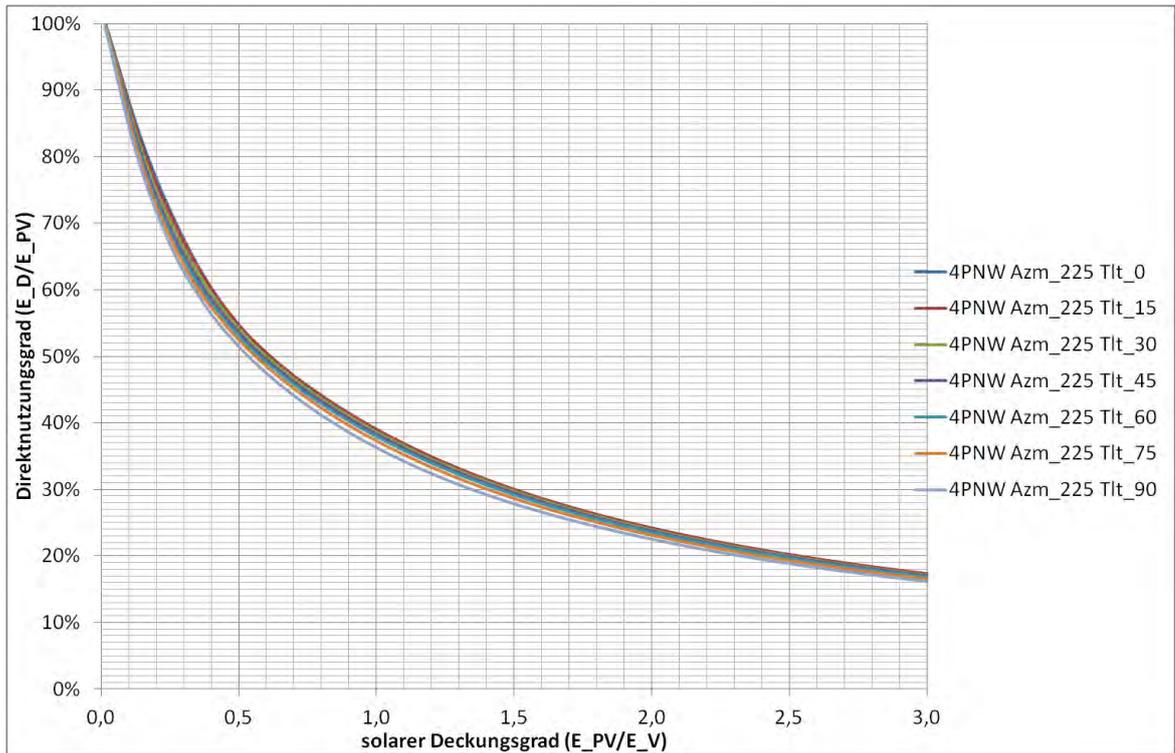


Abbildung A-51: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp **4PNW**, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung **Süd-west**

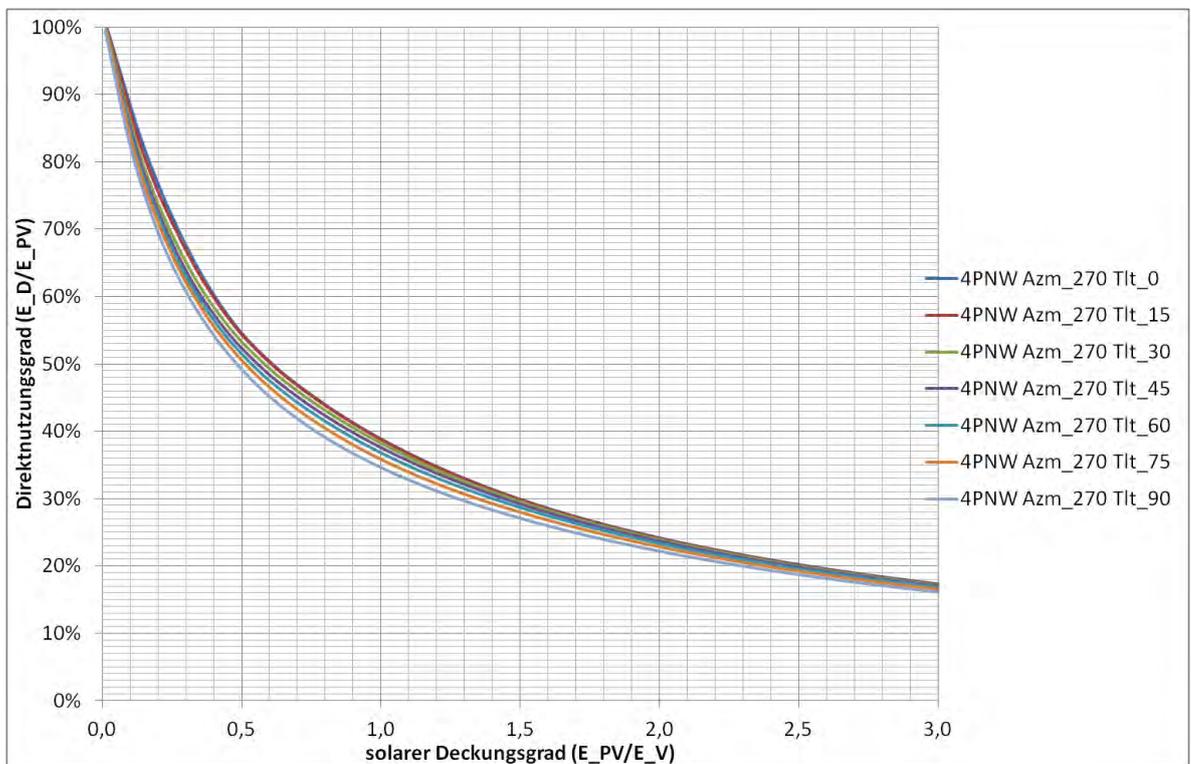


Abbildung A-52: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp **4PNW**, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung **West**

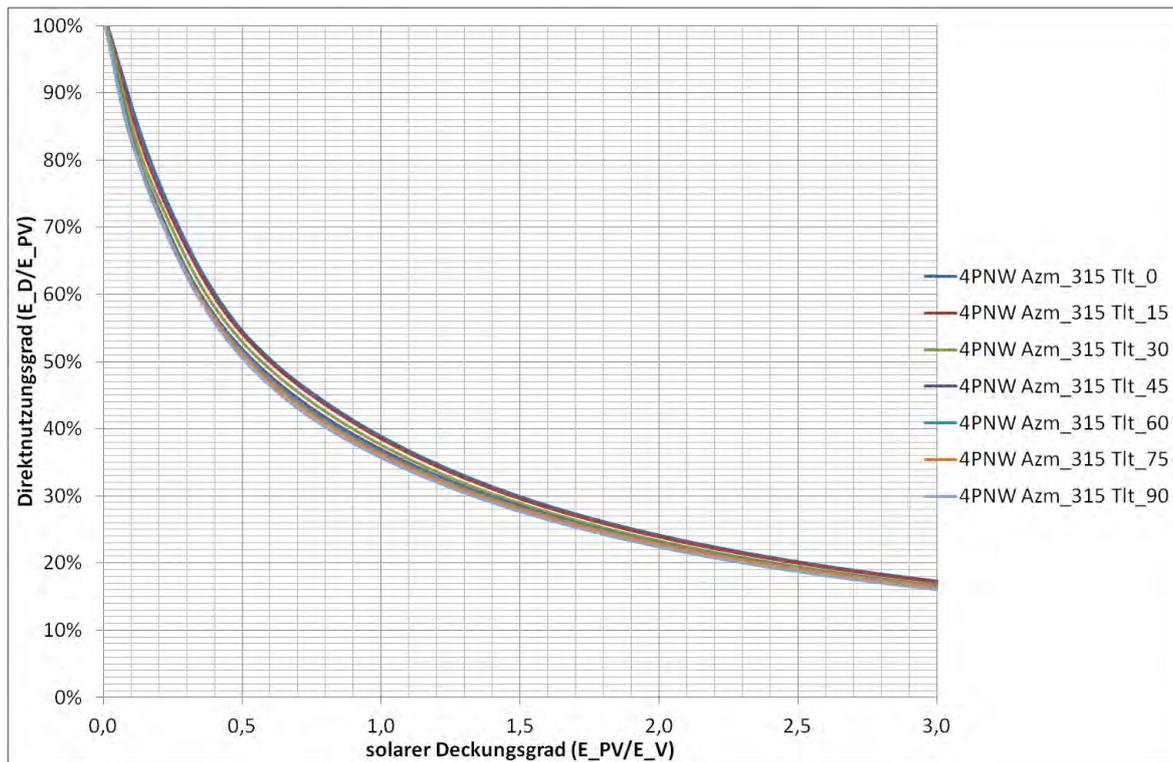


Abbildung A-53: Direktnutzungskurven für verschiedene Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Ausrichtung Nordwest

E.7 Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Neigung

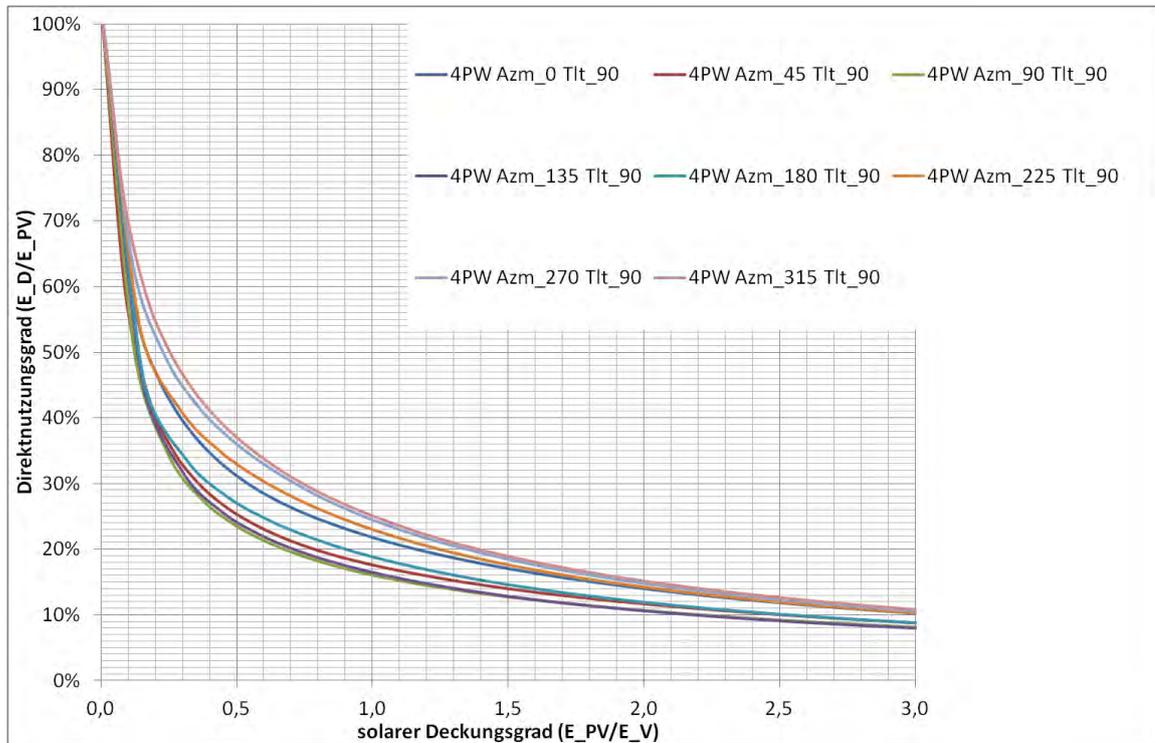


Abbildung A-54: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 90°

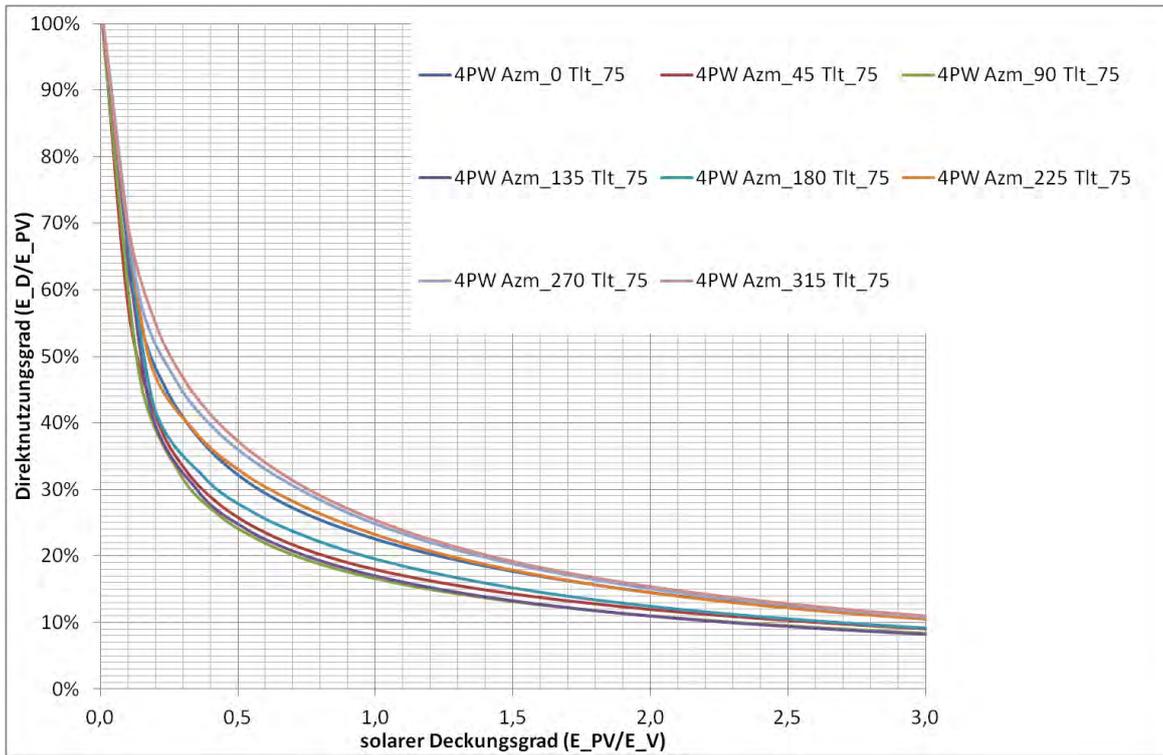


Abbildung A-55: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 75°

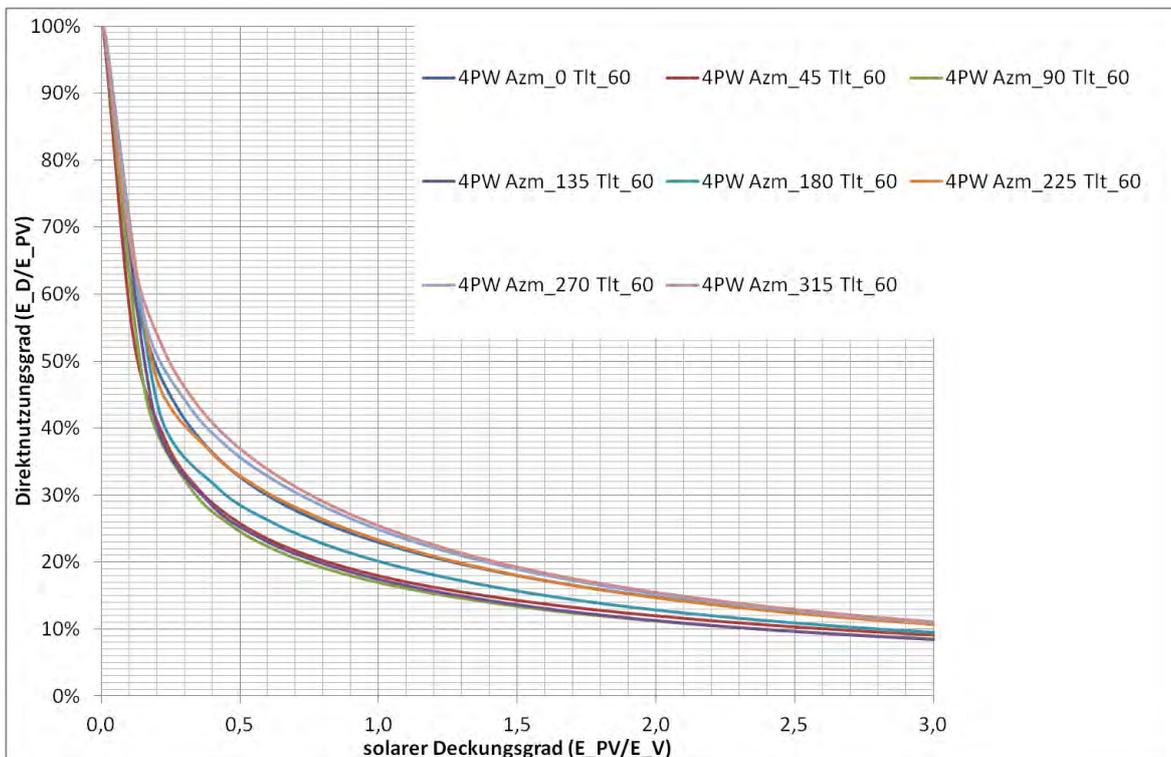


Abbildung A-56: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 60°

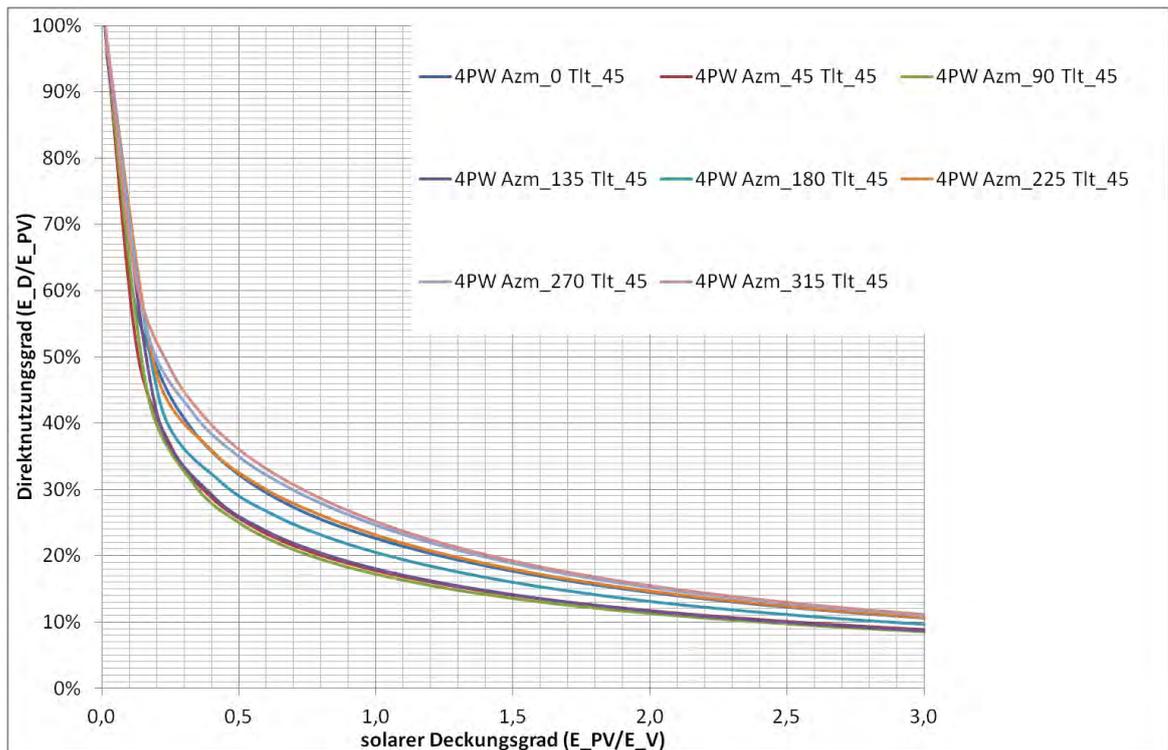


Abbildung A-57: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 45°

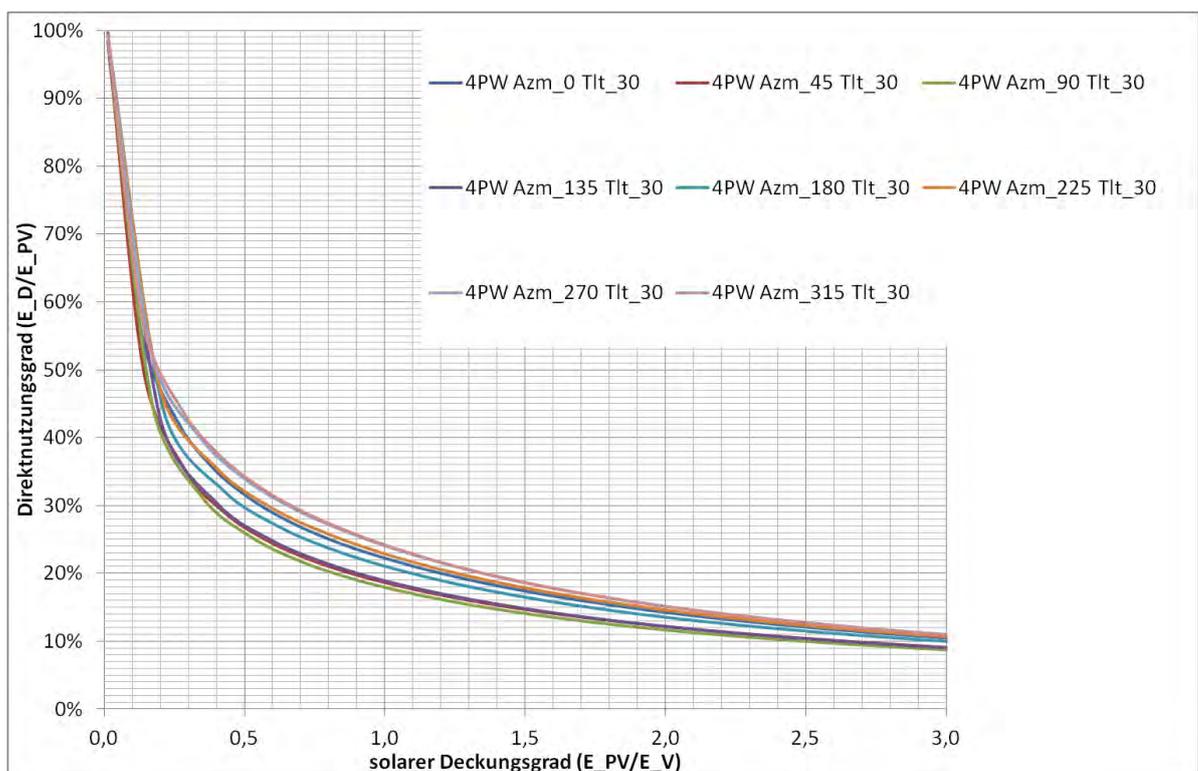


Abbildung A-58: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 30°

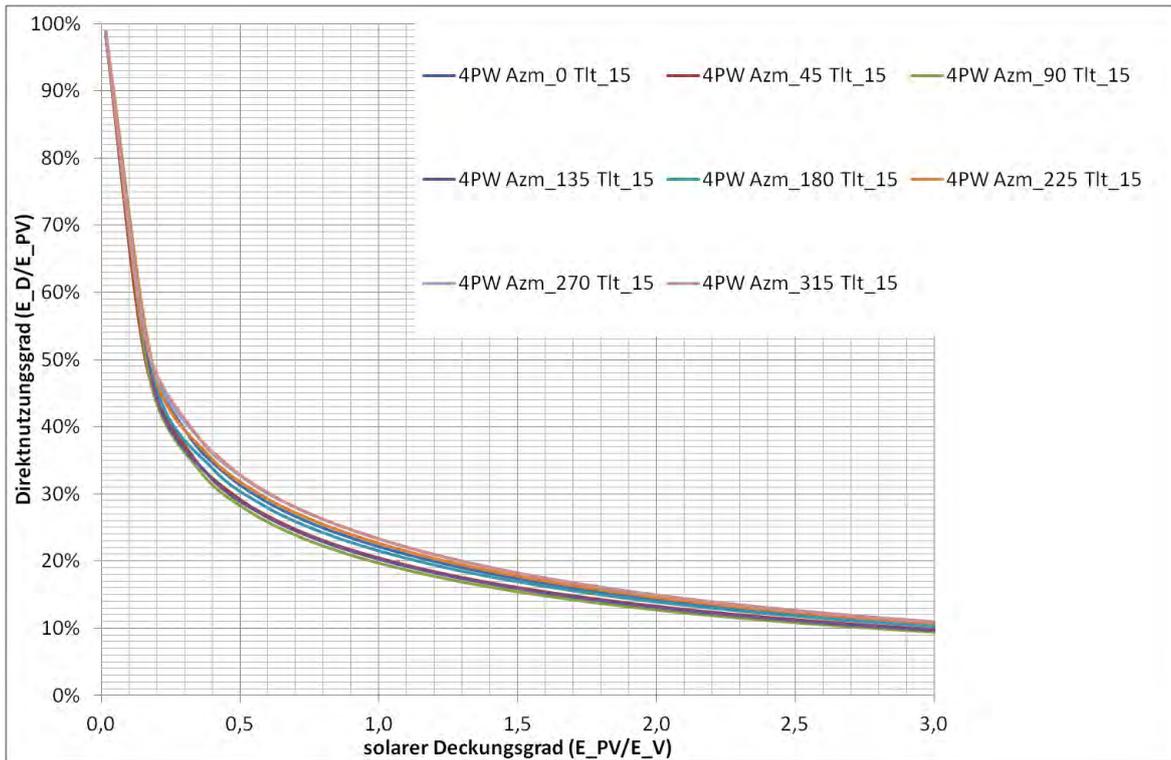


Abbildung A-59: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kW_p bei Neigung 15°

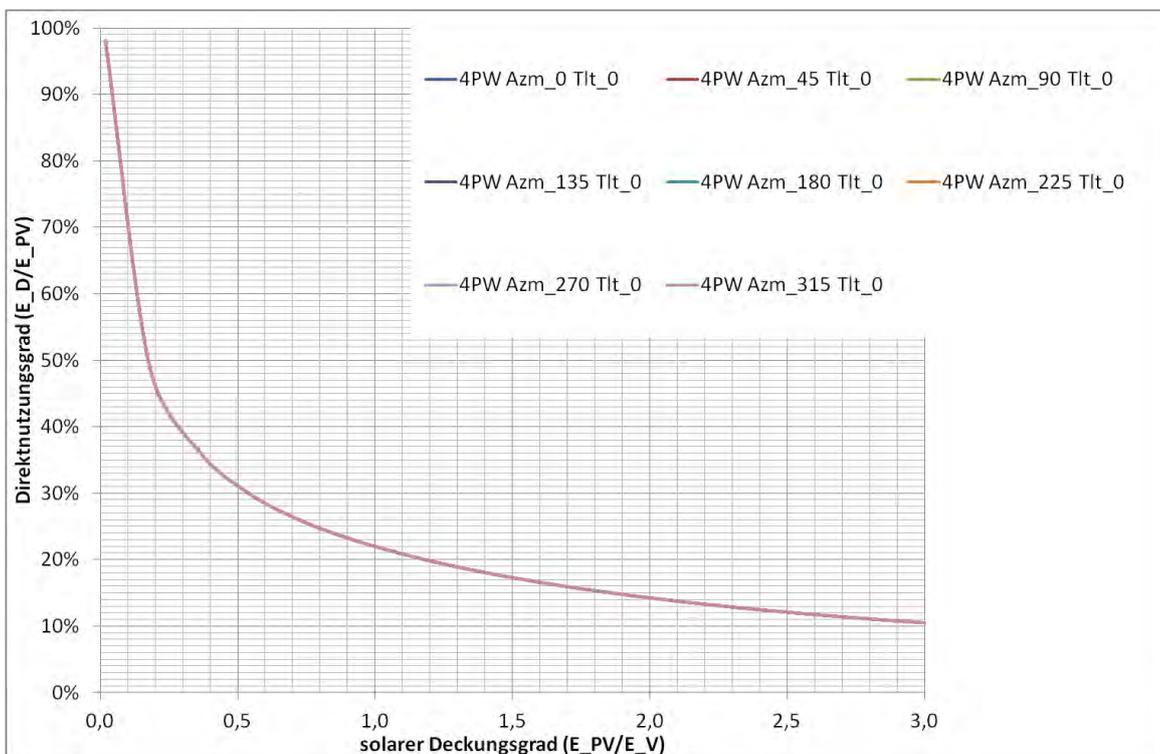


Abbildung A-60: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kW_p bei Neigung 0° (Horizontal)

Hinweis: Diese Grafik ist ein Test, ob alle Ausrichtungen das gleiche Ergebnis generieren.

E.8 Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp dargestellt nach Neigung

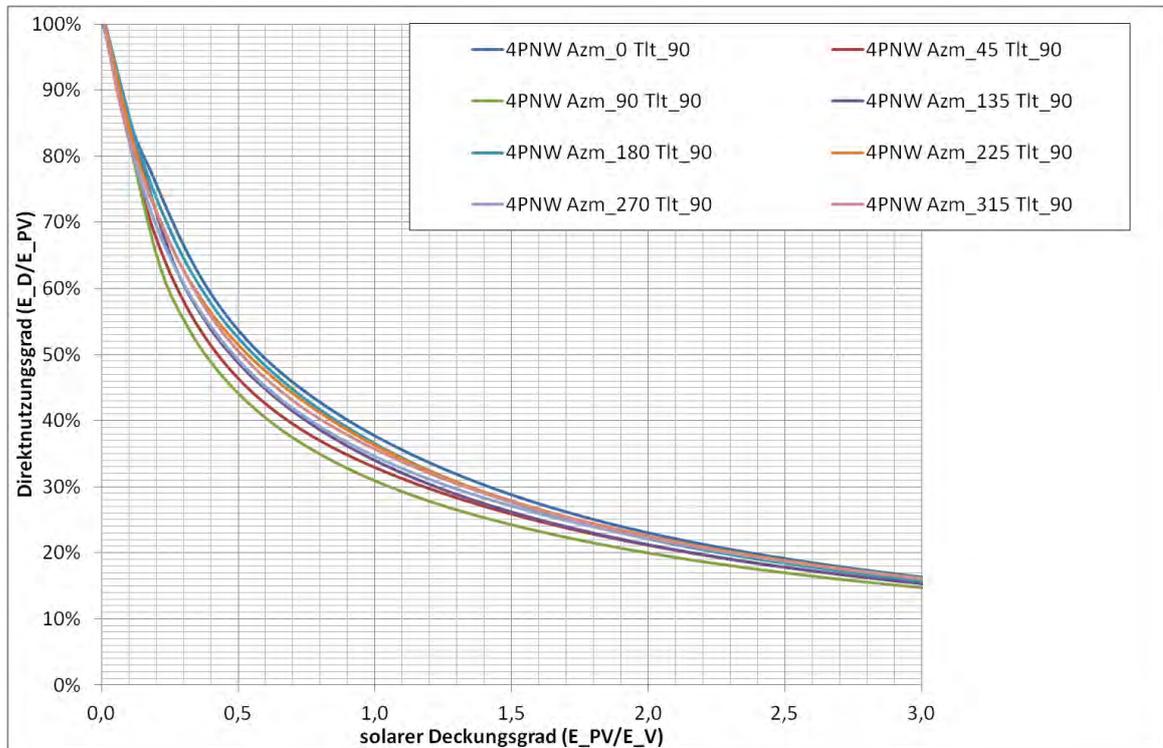


Abbildung A-61: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 90°

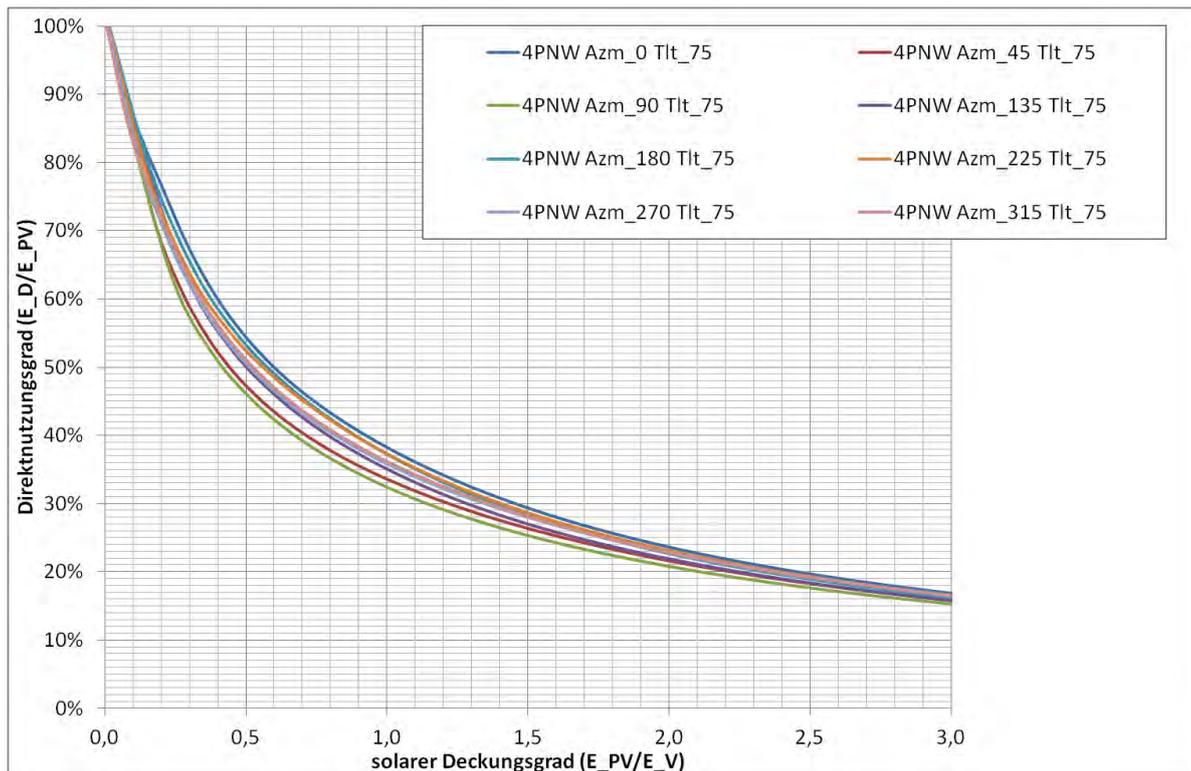


Abbildung A-62: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 75°

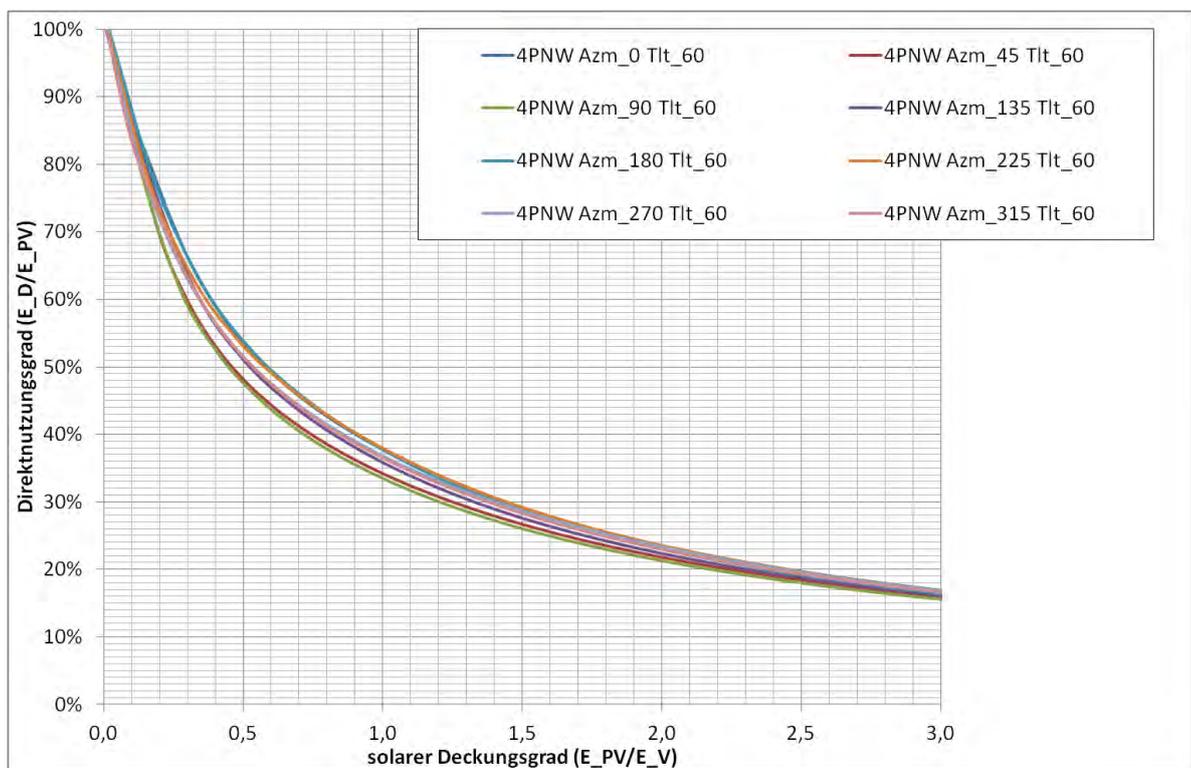


Abbildung A-63: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 60°

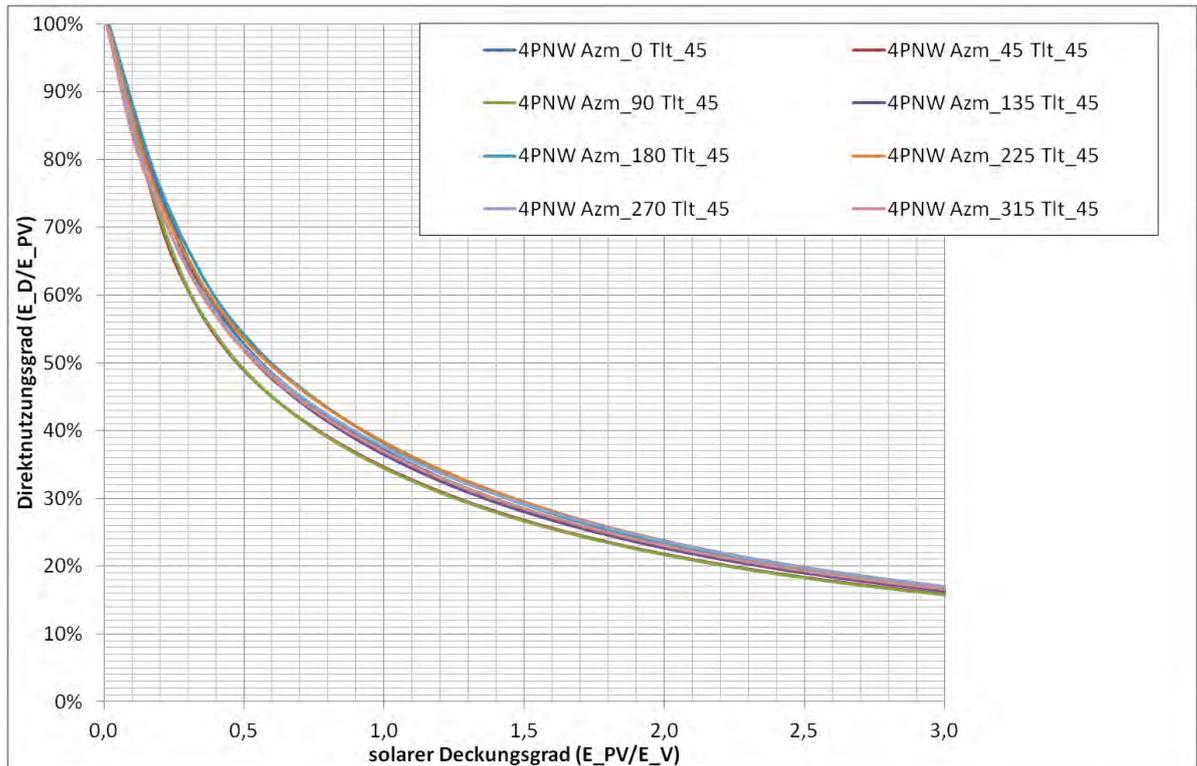


Abbildung A-64: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 45°

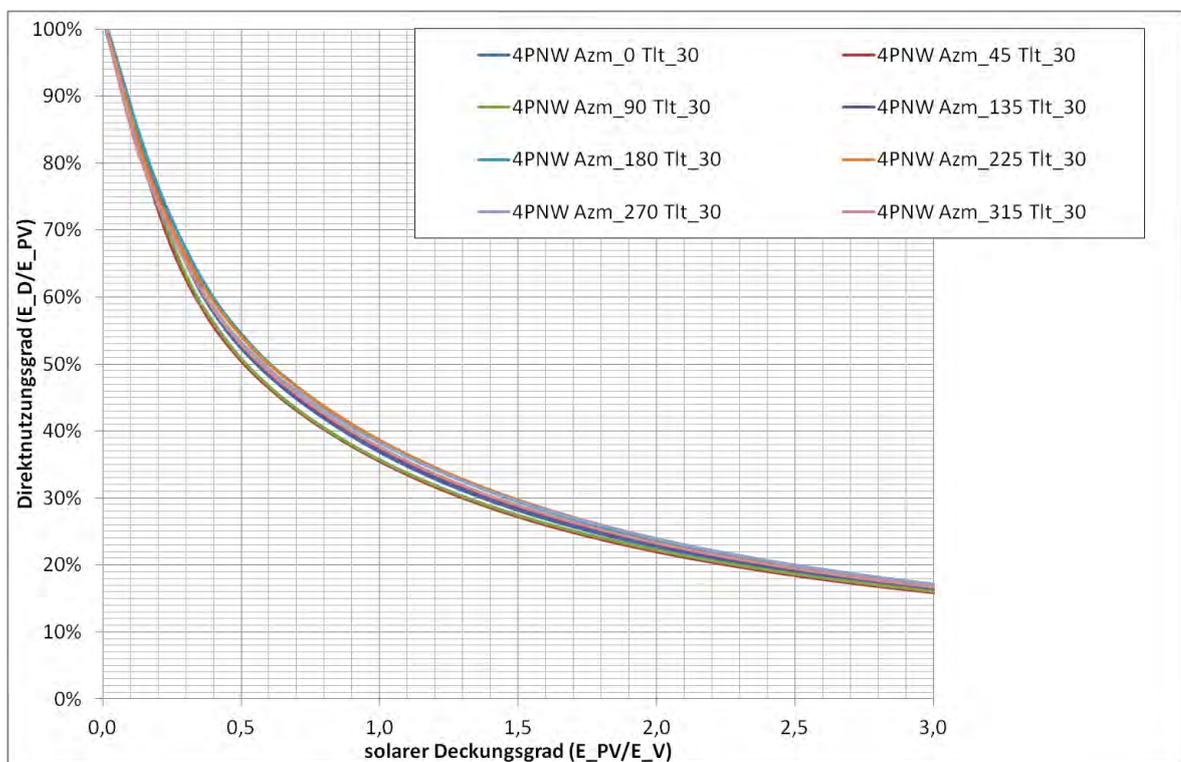


Abbildung A-65: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 30°

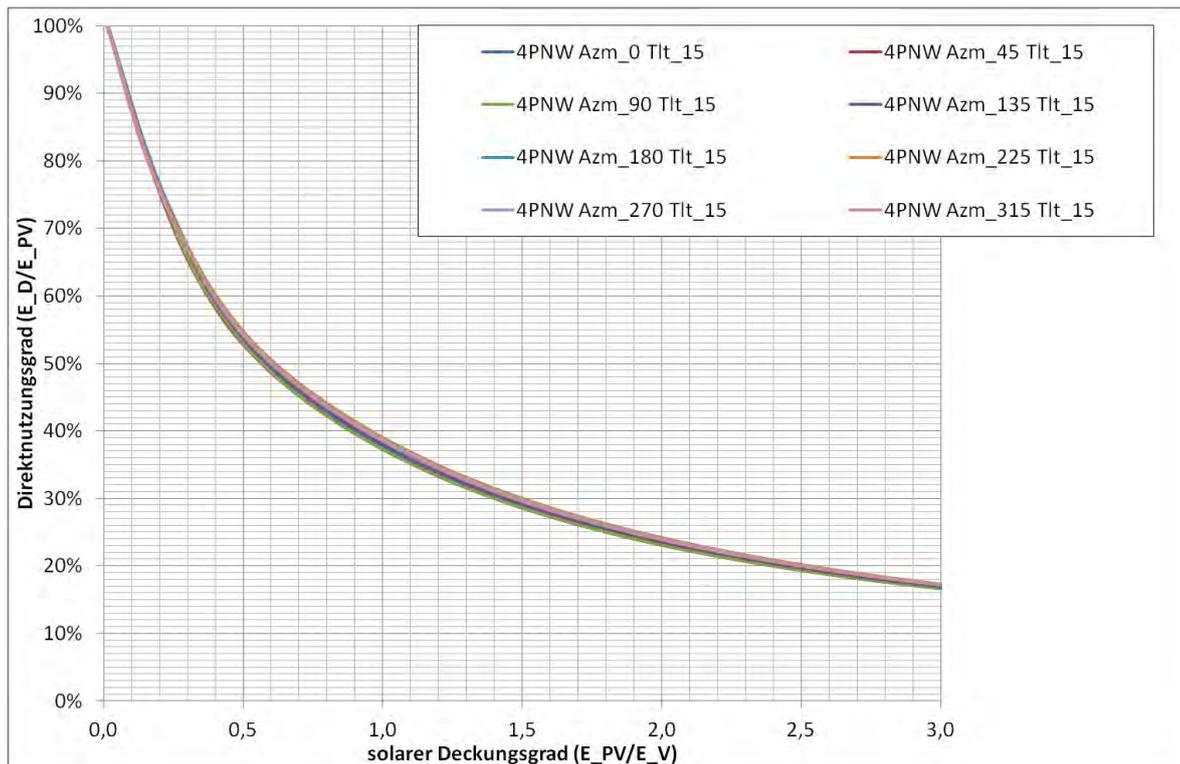


Abbildung A-66: Direktnutzungskurven für verschiedene Ausrichtungen bei Haushaltstyp 4PNW, sowie PV-Anlagengrößen 0,1 bis 100 kWp bei Neigung 15°

E.9 Entscheidungsbaum für die Reduzierung der Funktionsanzahl

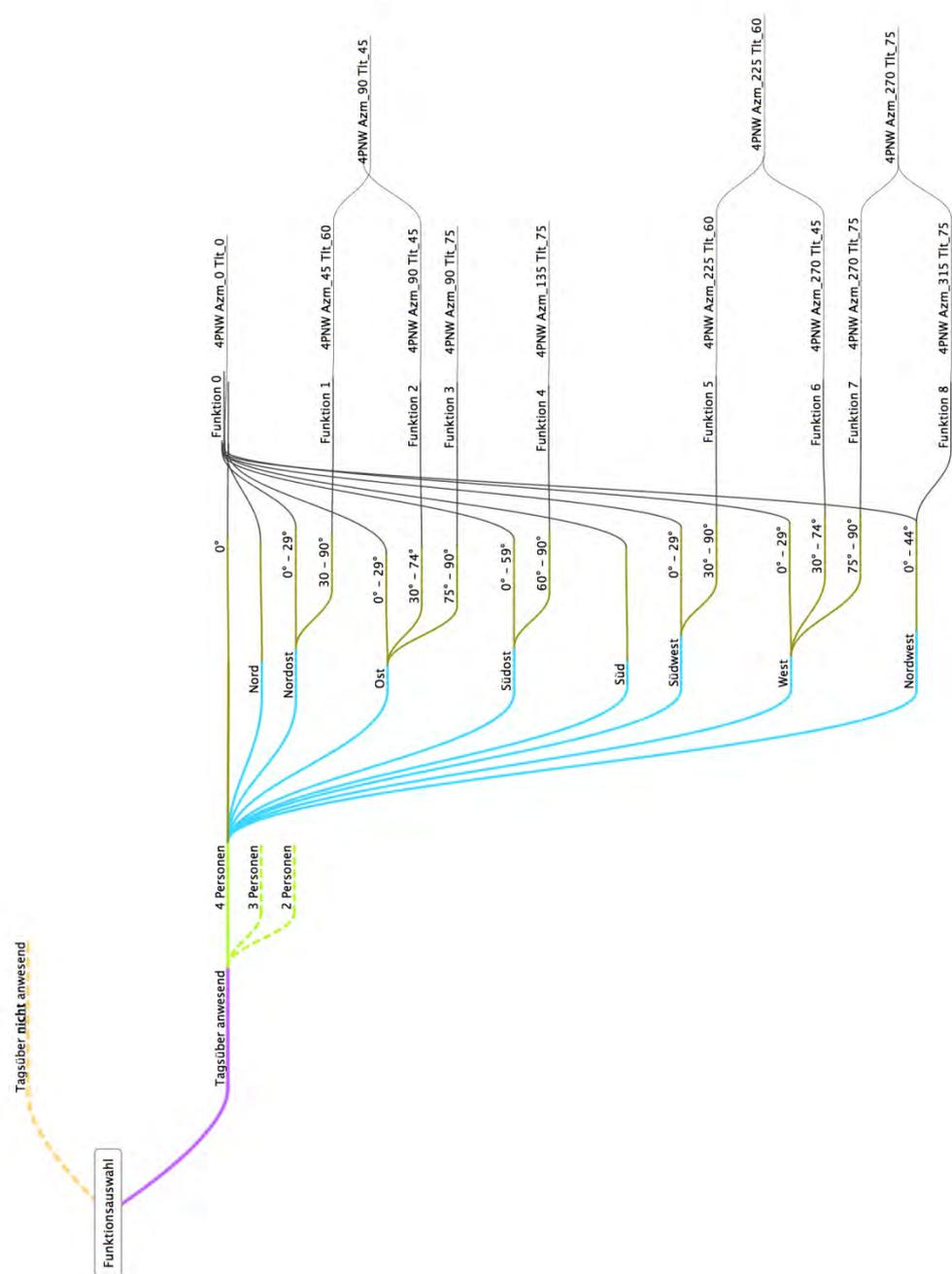


Abbildung A-67: Entscheidungsbaum für die Reduzierung der Funktionsanzahl

Sachwortverzeichnis

A

Albedo.....	26, 34
anisotrop.....	xii
Azimut.....	15

B

Backofen.....	52
Bereinigung der Einstrahlungsdaten.....	59
Besitzwahrscheinlichkeit.....	47
Bestimmtheitsmaß.....	76
Bodenreflexion.....	26
Box-Whisker-Plot.....	63
Breitengrad.....	xvii, 22

C

Centrocheck.....	2, 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 75, 76, 80, 82, xix, xv, x, xxiv, xxvi
Centrogrid.....	11, 12, 51

D

Datenauflösung.....	2, 17, 33
Datenmenge.....	18
Datenquelle.....	18
Diffusstrahlung.....	24
Diffusstrahlungsmodelle.....	xii
direkte Bestrahlungsstärke.....	24
Direktnutzung.....	6
Direktnutzungsgrad.....	6
Direktverbrauch.....	6
DKE-IEV.....	5, xxi

E

EEG.....	1, xix, xx, xxii, ix, xi, xii, xiii
Eigenverbrauch.....	5
<i>Eigenverbrauchsanteil</i>	6
Einfallswinkel auf die geneigte Ebene.....	23
Ekliptik.....	21
Energiesparlampe.....	53
Entscheidungsbaum.....	78, xxv, xlv
extraterrestrische Strahlung.....	xv, 25

F

Füllfaktor.....	28
-----------------	----

G

Generator-Korrekturfaktor.....	31
globale Bestrahlungsstärke.....	23
Grundeinstellung.....	33

H

Hay.....	25
----------	----

I

IEV.....	xv, xvi, 5, xxi
Internationales elektrotechnische Wörterbuch . <i>Siehe</i> IEV	
isotrop.....	xi
I-U-Kennlinie.....	28, 29, 30

K

Klarheitsindex.....	xv, 25, 59, 60, 61
Kleingeräte.....	56
Kolmogorov-Smirnov-Test.....	xi
Korrekturfaktor.....	27

L

Längengrad.....	xvii, 22
<i>Lastgang</i> i, 5, 35, 36, 37, 40, 47, 48, 52, 55, 56, 64, 70, 81	
Lastganglinie.....	5, 35
Lastprofil.....	5, 37, 79
Leistungsverluste.....	27

M

Markterschließung.....	1, ix
Meteonorm.....	14, 55, 60, 61, 62, 79, x
Modulwirkungsgrad.....	34
MPP-Spannung.....	30

N

Neigung.....	xvii, 15, 23, 62, 77, 78, 81, xxiv, xxvi, xxxvii, xxxviii, xxxix, xl, xli, xlii, xliii, xliv
NIALM.....	39
Nicht werktätig.....	40
<i>NOCT</i>	29, 34
Normalverteilungsfunktion.....	46, 53, xi, xiii, xiv, xv, xvi
Nullhypothese.....	xi, xii

O

Ortszeit.....	xvi, xvii, 22
---------------	---------------

P

Parallelwiderstand.....	30
Performance Ratio.....	xvi, 27, 31, 33, 34
Photovoltaikmarkt.....	1, xix
PR <i>Siehe</i> Performance Ratio	
PV*Sol.....	61, 62, 79
PV-Markt.....	<i>Siehe</i> Photovoltaikmarkt

S

Schaltschema.....	ix
Schlotheim.....	14, 19, 23, 33, 59, 60, 61, 81, x
Schwachlicht-Korrekturfaktor.....	29
<i>Selbstnutzung</i>	6
<i>Selbstverbrauch</i>	6
Selbstversorgungsanteil.....	x

Sensitivitätsanalyse xvi, 72, 73, 74, 80, 81, xxi, xvi, xix, xx, xxi, xxii, xxiii

Signifikanzniveau xi

Simulationsergebnis **75**

SLP-Vergleicher 71

Smart Meter 11, 18, 38

Solarer Deckungsgrad xv, 6

Sonnenazimut **22**

Sonnenbahnen 13, 23

Sonnendeklination xvii, 21, xi

Sonnenhöhe xvii, 14, 20, 22, 60

Sonnenposition **20**

Standardabweichung 46, 64, 65, 74, xi

Standardtestbedingungen **26**

Standby-Leistung **56**

Strahlungsdaten 3, 17, 19, 33, 81

Streuung 20, 61, 62, 64, 66

T

Temperaturkoeffizient 28, 34

Temperatur-Korrekturfaktor **28**

U

Umgebungshelligkeit 55

Unternehmensstrategie 7, xv

V

VBA **39**

VDEW-Standardlastprofil **36**

Vergleich mit professionellen Ertragssimulationsprogrammen **61**

Vergütung xxii, xiii, ix

Verifizierung der simulierten Jahressummen **66**

Verifizierung der Verteilung der Lasten über den Tag... **70**

Verifizierung der Verteilung der verbrauchten Strommengen auf die verschiedenen Geräte eines Haushalts **67**

W

Wahree Ortszeit **22**

Werktag **40**

Wirkungsgrad xvii, 29, 30, 31, 32

Wohnfläche 55

Z

Zeitgleichung **21**

Zeitzone **22**

Zelltemperatur 29

Zellwirkungsgrad 34

zirkumsolar xi