

Unsicherheiten von Ertragsprognosen für Photovoltaik-Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung langfristiger Variationen des Solarstrahlungs-Potenzials

Björn Müller

Vom Fachbereich Maschinenbau der Universität Kassel
zur Erlangung des Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)
angenommene Dissertation

Erster Gutachter: Prof. Dr. Klaus Vajen, Universität Kassel
Zweiter Gutachter: Prof. Dr. Hans Georg Beyer, University
of the Faroe Islands
Datum der Disputation: 13. April 2018

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	vii
Überblick und Kontext	1
1 Konzepte, Definitionen und Methodik	5
1.1 Ertragsprognosen für PV-Kraftwerke	5
1.1.1 Definitionen und Ablauf	5
1.1.2 Unsicherheiten	10
1.2 Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials	18
1.2.1 Definition	18
1.2.2 Datenquellen	19
1.2.3 Unsicherheiten	19
1.3 Statistische Kennzahlen und Methodik zur Abschätzung von Unsicherheiten	20
1.3.1 Bewertung von Zeitreihen der Solarstrahlung und des Energieertrags an einzelnen Standorten	20
1.3.2 Methodik zur Abschätzung von Unsicherheiten	21
1.4 Unsicherheiten von Solarstrahlungsmessungen	22
2 Unsicherheiten bei der Bestimmung der Solarstrahlung im Referenzzeitraum	25
2.1 Unsicherheiten von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten	25
2.1.1 Vergleich verschiedener Datenquellen	26
2.1.2 Abweichungen von SolarGIS im Vergleich zu Bodenmessungen des DWD	29
2.1.3 Zusammenfassung und Fazit	32
2.2 Unsicherheiten bei der Bestimmung der Einstrahlung in Modulebene	33
2.2.1 Modellvergleiche und Validierungen	34
2.2.2 Unsicherheiten bei Verwendung von satellitenbasierten Strahlungsdaten	40
2.2.3 Zusammenfassung und Fazit	42
3 Auswirkungen langfristiger Trends der Solarstrahlung	45
3.1 Verfügbare Daten und Qualitätskontrolle	45
3.2 Langfristige Trends der Globalstrahlung in die horizontale Ebene	46

3.3	Einfluss von Trends der horizontalen Globalstrahlung auf Solarstrahlungsprognosen	48
3.4	Trends der Direkt- und Diffusstrahlung in die horizontale Ebene	51
3.5	Trends für geneigte und nachgeführte Flächen	53
3.6	Diskussion der Ergebnisse	56
3.7	Zusammenfassung und Fazit	60
4	Vergleich von Ertragsprognosen und Messungen an realen Anlagen	63
4.1	Validierung von Ertragsprognosen mit Messdaten	63
4.1.1	Ertragsprognosen	63
4.1.2	Verwendete Messdaten und Unsicherheiten beim Vergleich der Prognosen mit Messungen	64
4.1.3	Für die Untersuchung verfügbare Anlagen	66
4.1.4	Vergleich der Prognosen mit Messdaten	68
4.2	Analyse der systematischen Abweichungen	70
4.2.1	Langfristige Veränderungen des Verhaltens des PV-Systems	70
4.2.2	Solarstrahlung	72
4.3	Aktualisierte Ertragsprognosen	75
4.3.1	Vorgehensweise zur Aktualisierung der Prognosen	75
4.3.2	Vergleich mit Messdaten	76
4.4	Unsicherheiten	77
4.4.1	Quantifizierung der Unsicherheiten aller Modellschritte	78
4.4.2	Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags und Vergleich mit Messdaten	80
4.5	Diskussion der Ergebnisse	83
4.6	Zusammenfassung und Fazit	85
	Zusammenfassung und Fazit	87
	Literatur	91
	Danksagung	107

Abkürzungsverzeichnis

- BSRN** Baseline Surface Radiation Network 23, 44, 56
- DHI** »direct horizontal irradiance« / Direktstrahlung in die horizontale Ebene 7, 22, 33, 46, 51–53
- DIF** »diffuse horizontal irradiance« / Diffusstrahlung in die horizontale Ebene 7, 22, 23, 26, 29–33, 40, 41, 43, 46, 51–53, 56, 57
- DNI** »direct normal irradiance« / Direktstrahlung normal zur Sonne 22, 23, 41–43, 53–57
- DWD** Deutscher Wetterdienst 23, 24, 26, 29–32, 41, 45, 49, 63, 64, 73, 74, 76, 87
- GHI** »global horizontal irradiance« / Globalstrahlung in die horizontale Ebene 6, 11, 13, 15, 20, 22–27, 29–33, 40–43, 45–48, 51–53, 55–57, 59, 73–76, 78, 81, 85
- GNI** »global normal irradiance« / Globalstrahlung normal zur Sonne 41, 42, 53–55
- GPOA** »global irradiance in plane of array« / Globalstrahlung in Modulebene 6, 11, 13, 19, 20, 22, 32–34, 39–43, 63–65, 68, 69, 72–77, 81, 83–86
- GTI** »global tilted irradiance« / Globalstrahlung in die geneigte Ebene 41, 42, 53–55, 79
- MAD** »mean absolute deviation« / mittlere absolute Abweichung 21, 22, 27, 29, 31, 36, 42
- MBD** »mean bias deviation« / mittlere systematische Abweichung 20–22, 25–29, 31, 32, 34–43, 64, 65, 68, 69, 71–73, 76, 77, 83, 84
- PR** »performance ratio« / Anlagennutzungsgrad 63–65, 68–71, 75–77, 83, 84
- PV** Photovoltaik 1, 2, 5–13, 15, 16, 19, 20, 22, 33–35, 41, 43–45, 49, 51, 55, 57, 60, 63–67, 70, 71, 73, 75, 78, 84, 86–88
- RMSD** »root mean square deviation« / Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung 21, 26–29, 31, 34, 36, 42, 50, 51
- SD** »standard deviation« / Standardabweichung 21, 26, 27, 29, 31, 32, 36, 42, 43, 64, 68, 70, 73, 76, 79
- SRA** »solar resource assessment« / Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials 7, 18–23, 33, 35, 43, 45, 48–51, 57, 58, 60, 61, 73

STC »standard test conditions« / Standard-Testbedingungen (Bestrahlungsstärke: 1000 W/m², Temperatur: 25 °C, Spektrum: AM1,5) 8, 11, 81

TMY »typical meteorological year« / Testreferenzjahr 6, 7, 13, 60, 63, 76

WMO World Meteorological Organisation 23, 30, 34

Abbildungsverzeichnis

1.1	Energieflussdiagramm für Gewinne und Verluste eines beispielhaften PV-Kraftwerks am Standort Freiburg	9
1.2	Ermittlung des <i>prognostizierten Ertrags</i> und Quantifizierung der Unsicherheiten	17
a	projizierter <i>Ertrag im Referenzzeitraum</i>	17
b	langfristige Ertragsänderungen	17
c	jährliche Variationen	17
d	kumulierter <i>prognostizierter Ertrag</i>	17
2.1	Histogramm der Abweichungen für die einzelnen Datenquellen.	28
2.2	Histogramm der Abweichungen der Modelle	39
2.3	Abweichung der Modelle Perez90, Klucher und Hay bei Verwendung von SolarGIS	43
3.1	Jährliche Anomalien der GHI für alle betrachteten Stationen im Zeitraum 1951 bis 2010	47
3.2	Abweichungen zwischen mittlerer Einstrahlung in Prognose- und Referenzzeitraum	50
3.3	Jährliche Anomalien und Trends der GHI, DIF und DHI für den Zeitraum 1991 bis 2010.	52
3.4	Jährliche Anomalien und Trends für GTI, GNI und DNI für den Zeitraum 1991 bis 2010.	54
3.5	Kumulierte energetische Verteilung der Einstrahlung am Beispiel Potsdam	56
3.6	Szenarien bei der Abschätzung des zukünftigen Solarstrahlungs-Potenzials	59
4.1	Karte der untersuchten PV-Anlagen	66
4.2	Vergleich von Prognosen und Messwerten	68
4.3	Histogramm der linearen Veränderungsrate des Systemverhaltens	70
4.4	Veränderungsrate in Abhängigkeit der Betriebsdauer	71
4.5	Vergleich mit berechneten Veränderungsrate	72
4.6	Jährliche Abweichungen der GHI zur prognostizierten GHI	74
4.7	Vergleich von aktualisierten Ertragsprognosen und Messungen	77
4.8	Vergleich von normal- und dreiecksverteilten Unsicherheiten	79
4.9	Unsicherheiten und gemessene Erträge	82
a	symmetrische Unsicherheiten	82
b	asymmetrische Unsicherheiten	82

Tabellenverzeichnis

1.1	Modellkette zur Berechnung des Ertrags im Referenzzeitraum	8
1.2	Messunsicherheiten der Globalstrahlungsmessung	24
2.1	Vergleich verschiedener Datenquellen mit Bodenmessungen der GHI	27
2.2	Vergleich verschiedener Datenquellen mit Bodenmessungen der DIF	29
2.3	Angaben zu den zur Verfügung stehenden Messstationen.	30
2.4	Vergleich von DWD-Bodenmessdaten mit SolarGIS	31
2.5	Beobachtete Abweichungen bei Modellen zur Berechnung der Einstrahlung in Modulebene	36
2.6	Ergebnisse aller Untersuchungen für die Modelle Hay, Perez90 und Klucher	37
2.7	Abweichungen der Umrechnungs-Modelle bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen der Eingangsdaten	40
2.8	Abweichungen zwischen SolarGIS und DWD-Bodenmessdaten für geneigte und nachgeführte Flächen	42
3.1	Langjährige Trends der GHI für alle betrachteten Stationen für den Zeitraum 1951 bis 2010	48
3.2	Trends der GHI, DIF und DHI für den Zeitraum 1991 bis 2010.	52
3.3	Trends für geneigte (GTI) und nachgeführte Flächen (GNI, DNI) für den Zeitraum 1991 bis 2010.	54
3.4	Abweichungen der mittleren GHI in verschieden langen Referenzzeiträu- men und den drei untersuchten Szenarien.	59
4.1	Details zu den betrachteten PV-Anlagen.	67
4.2	Geschätzte symmetrische und asymmetrische Unsicherheiten	81
4.3	Überschreitungs-Häufigkeiten und Abweichungen der berechneten P-Werte im Vergleich zum gemessenen Ertrag	83

Überblick und Kontext

Prognosen sind unsicher, besonders wenn sie die Zukunft betreffen.

(frei nach Niels Bohr oder Marc Twain oder Nostradamus oder ...)

Die **Photovoltaik (PV)** hat sich seit Anfang dieses Jahrtausends zu einer wichtigen Quelle unserer Energieversorgung entwickelt. **PV**-Anlagen mit einer installierten Leistung von einigen Kilowatt bis zu mehreren Megawatt wurden besonders mit der Einführung einer erhöhten Einspeisevergütung für Aufdach- und Freiflächenanlagen in Deutschland im Jahr 2004 finanziell lukrativ und erlebten damit einen Boom (Stryi-Hipp 2004). Die weltweit neu installierte **PV**-Leistung überschritt im gleichen Jahr erstmals die Marke von einem Gigawatt (Mason u. a. 2014). In 2007 und 2008 erlebte Spanien einen wahren **PV**-Goldrausch mit einem massiven Zubau an **PV**-Großkraftwerken; Italien folgte ab 2008. Seit 2010 erhöht sich die Anzahl der installierten Anlagen in weiteren Ländern Europas und in vielen anderen Teilen der Welt kontinuierlich. Im Jahr 2015 wurden weltweit etwa 50 Gigawatt **PV**-Leistung installiert, die weltweit installierte Leistung beläuft sich zum Jahresende 2015 auf etwa 230 Gigawatt (Schmela u. a. 2016). Die in 2015 installierte Leistung ist dabei zu etwa einem Drittel auf kleinere Aufdachanlagen (z.B. auf Einfamilienhäusern) und zu etwa zwei Dritteln auf kommerziell betriebene Großanlagen (»utility scale **PV**«) verteilt (Schmela u. a. 2016).

Kommerziell betriebene **PV**-Kraftwerke werden heutzutage von Investoren und Fremdkapitalgebern als Kapitalanlagen betrachtet, die eine definierte Rendite erreichen müssen. Zur Beurteilung der potentiellen Rendite dieser Investition sind Prognosen der zu erwartenden Stromerzeugung der Anlagen unerlässlich. Im Gegensatz zu einfacheren Ertragsabschätzungen bei kleinen Anlagen, die eher pauschale Annahmen zur am Standort verfügbaren Solarstrahlung und zu den Anlagencharakteristika verwenden, werden bei den für kommerzielle **PV**-Kraftwerke erstellten Ertragsprognosen die lokalen meteorologischen und klimatologischen Bedingungen am Anlagenstandort sowie individuelle Anlagendetails detailliert bewertet und im Rahmen von Ertragsgutachten dokumentiert.

Im Rahmen dieser Arbeit wird unter einer Ertragsprognose die Abschätzung des zu erwartenden Energieertrags eines **PV**-Systems durch einen *unabhängigen Dritten* verstanden. Die Eigenschaften des **PV**-Systems (z.B. Ausrichtung und Neigung, verwendete Anlagenkomponenten, Dimensionierung der Wechselrichter im Verhältnis zur installierten Modulleistung, ...) sind dabei bereits im Vorfeld vom Planer des Systems festgelegt und auf verschiedene Randbedingungen hin optimiert (etwa Investitionsbedarf, meteorologische Bedingungen am Standort, Stromgestehungs-Kosten, ...). Die durch den Dritten erstellte Ertragsprognose dient dann der unabhängigen Bewertung des zu erwartenden Ertrags des spezifizierten **PV**-Systems am betrachteten Standort sowie als Instrument zur Absicherung und Risikobewertung für Planer, Investoren und Fremdkapitalgeber. In vielen Projekten stellt sie auch eine Grundlage zur Preisgestaltung beim Verkauf der Kraftwerke an Investoren dar. Ertrags-

prognosen sind jedoch, wie alle Prognosen, mit Unsicherheiten behaftet. Die Quantifizierung dieser Unsicherheiten ist daher integraler Bestandteil der Erstellung von Ertragsprognosen und bei Verkauf und Finanzierung der Anlagen von grundlegender Bedeutung.

Aus Sicht von Investoren und Fremdkapitalgebern als Hauptadressaten bestehen mindestens zwei Risiken im Zusammenhang mit der Erstellung von Ertragsprognosen: zum einen besteht das Risiko der Nichterreichung der erwarteten Rendite durch Abweichung des prognostizierten Gesamtenergieertrags vom tatsächlich erreichten Gesamtenergieertrag über die Projektlaufzeit. Zum anderen stellen die durch Variationen der meteorologischen Bedingungen hervorgerufenen Schwankungen des Ertrags in einzelnen Jahren ein zusätzliches Liquiditätsrisiko dar, da schwankende Erträge auch Schwankungen der Geldeinnahmen in der jeweiligen Periode nach sich ziehen. Dieses Risiko kommt etwa dann zum tragen, wenn fällige Tilgungszahlungen für ausstehende Kredite nicht fristgerecht geleistet werden können. Neben der Bestimmung der Unsicherheiten des über den Prognosezeitraum kumulierten Energieertrags ist im Rahmen von Ertragsprognosen daher auch die Bewertung der Unsicherheiten des Energieertrags in einzelnen Jahren von Bedeutung.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist daher, neben der Identifizierung und Umsetzung möglicher Verbesserungs-Potenziale zur Prognose der Erträge von PV-Kraftwerken, vor allem die realistische Quantifizierung der auftretenden Unsicherheiten. Dazu ist zunächst eine systematische Erfassung und Beschreibung der verwendeten Methodik zur Erstellung dieser Prognosen unabdingbar. Darauf aufbauend werden dann die möglichen Unsicherheitsquellen identifiziert und eine Methodik entwickelt, die in der Lage ist, diese Unsicherheiten zu einer Unsicherheit des prognostizierten Ertrags zu kombinieren. Diese für die eigentliche Quantifizierung der Unsicherheiten notwendigen Grundlagen werden in [Kapitel 1](#) erarbeitet. Die Ergebnisse dieses Kapitels stellen darüber hinaus den überwiegend dem Finanzsektor zuzuordnenden Hauptadressaten von Ertragsprognosen wichtige Informationen zur Einschätzung von technischen Risiken zur Verfügung.

Während bereits eine Vielzahl an Veröffentlichungen zu den Unsicherheiten der einzelnen in Ertragsgutachten eingesetzten Modelle und Rechenschritte existiert, sind bisher nur sehr wenige Untersuchungen zur Gesamtunsicherheit von Ertragsgutachten veröffentlicht worden. In diesen Veröffentlichungen findet sich allerdings bisher keine systematische Erfassung und Quantifizierung der möglichen Auswirkungen von langfristigen Variationen des Solarstrahlungs-Potenzials auf Ertragsprognosen und deren Unsicherheiten. Als »langfristig« sollen dabei Variationen verstanden werden, die sich über mehrere Dekaden erstrecken und sich somit auf den prognostizierten Gesamtenergieertrag auswirken können. Die Berücksichtigung dieser Variationen sowie die Quantifizierung ihrer Auswirkungen auf die prognostizierten Erträge und deren Unsicherheiten stellt damit den Hauptschwerpunkt der vorliegenden Arbeit dar. In [Kapitel 2](#) werden daher zunächst die bei bisherigen Ertragsprognosen schon berücksichtigten Unsicherheiten bei der Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials noch einmal untersucht und quantifiziert. [Kapitel 3](#) widmet sich dann der Untersuchung langfristiger Trends der Solarstrahlung und deren Auswirkungen auf Ertragsprognosen.

[Kapitel 4](#) vergleicht schließlich in der Vergangenheit erstellte Ertragsprognosen mit mehrjährigen Messungen an den entsprechenden PV-Kraftwerken. Die Erkenntnisse der vorherigen Kapitel werden dabei bei der Erstellung von aktualisierten Ertragsprognosen berücksichtigt und bewertet. Anhand der beobachteten Abweichungen zwischen Prognosen

und Messungen wird der dem bisherigen Stand der Wissenschaft entsprechende Ansatz zur Quantifizierung von Unsicherheiten mit einem physikalisch sinnvoller erscheinenden Ansatz verglichen.

Kapitel 1

Konzepte, Definitionen und Methodik

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit den Unsicherheiten von Ertragsprognosen für PV-Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung langfristiger Variationen des Solarstrahlungspotenzials.

Im Rahmen dieses Kapitels werden daher zunächst Ertragsprognosen und die bei ihrer Erstellung relevanten Begrifflichkeiten definiert sowie ihr Ablauf beschrieben. Darüber hinaus wird eine Methodik zur Erfassung aller relevanten Unsicherheiten einer Ertragsprognose vorgestellt. Problematisch gestaltet sich an dieser Stelle die Tatsache, dass es bis heute keine Standards und veröffentlichte Literatur zum Thema Definition oder Ablauf von Ertragsprognosen gibt, auf die zurückgegriffen werden kann. Die hier getroffenen Aussagen zu »in der Praxis« oder »in der Regel« anzutreffenden Vorgehensweisen beziehen sich daher teilweise auf am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (im Folgenden Fraunhofer ISE) erworbenes Erfahrungswissen aus der Erstellung von Ertragsprognosen bzw. der Durchsicht und Prüfung von Ertragsprognosen anderer Anbieter. Da es sich dabei um streng vertrauliche Vorgänge handelt, sind entsprechende Quellenangaben nicht möglich.

Auf dieser Basis werden dann im folgenden Abschnitt dieses Kapitels die Begrifflichkeiten und der Ablauf zur Bestimmung des Solarstrahlungspotenzials erläutert sowie die im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchenden Unsicherheitsquellen identifiziert. Die abschließenden Abschnitte erläutern die angewendeten statistischen Kennzahlen, die Methodik zur Abschätzung von Unsicherheiten und die Unsicherheiten von Solarstrahlungsmessungen.

Für weitergehende Informationen zu physikalischen Grundlagen der Solarstrahlung und zu ihrer Messung sowie zu Grundlagen von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten sei auf weiterführende Literatur verwiesen (siehe z.B. Hammer 2000; Reise 2003).

Die Programmierung der zur Umsetzung dieser Arbeit erforderlichen Software erfolgte in der Programmiersprache »Python« (Python Software Foundation 2016) unter Verwendung der wissenschaftlichen Bibliotheken »NumPy« (T. E. Oliphant 2007), »SciPy« (Jones u. a. 2001), »Pandas« (McKinney 2010), »Matplotlib« (Hunter 2007) und »Seaborn« (Waskom u. a. 2016).

1.1 Ertragsprognosen für PV-Kraftwerke

1.1.1 Definitionen und Ablauf

Unter einer **Ertragsprognose** versteht man die Schätzung der Gesamt-Energieerzeugung eines definierten PV-Systems an einem spezifizierten Standort über einen festgelegten

Zeitraum (den *Prognosezeitraum*). Der Ablauf von Ertragsprognosen lässt sich wie folgt in drei Punkte gliedern (siehe auch B. Müller, Hardt, u. a. 2015):

1. **Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials im Referenzzeitraum:** Die Erzeugung oder Auswahl einer Zeitreihe, die die Solarstrahlung in die horizontale Ebene am Standort in einem *Referenzzeitraum* bestmöglich beschreibt sowie die Berechnung der Einstrahlung in Modulebene. Die Einstrahlung in Modulebene und andere meteorologische Parameter (wie z.B. die Umgebungstemperatur) werden der Zeitreihe hinzugefügt.
2. **Bestimmung des Ertrags im Referenzzeitraum:** Die Simulation des Energieertrags im *Referenzzeitraum* auf Basis der in [Punkt 1](#) bestimmten meteorologischen Zeitreihe sowie eines Modells des PV-Systems.
3. **Bestimmung des prognostizierten Ertrags:** Die Projektion des *Ertrags im Referenzzeitraum* auf den *Prognosezeitraum* und die Bestimmung und Berücksichtigung von Einflussfaktoren, die den Energieertrag im *Prognosezeitraum* verändern können (z.B. Degradation der PV-Module, Veränderungen des Solarstrahlungs-Potenzials im *Prognosezeitraum* gegenüber dem Potenzial im *Referenzzeitraum*, jährliche Schwankungen aufgrund von Variationen der meteorologischen Bedingungen).

Der **Prognosezeitraum** erstreckt sich in der Regel über die geplante wirtschaftliche Lebensdauer des zu untersuchenden PV-Kraftwerks, also vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage bis zum geplanten Zeitpunkt der Außerbetriebnahme. Durch wirtschaftliche und rechtliche Gründe (z.B. Eigentümerwechsel; von der Gesamtlebensdauer abweichende Investitionsphasen) kann der Prognosezeitraum allerdings auch von der wirtschaftlichen Lebensdauer des Kraftwerks abweichen (siehe z.B. B. Müller, Heydenreich, Reich, u. a. 2015).

Der **Referenzzeitraum** ist ein definierter (mehrjähriger) Zeitraum in der Vergangenheit mit bekannten meteorologischen Bedingungen. Der gewählte Zeitraum muss hinreichend lang sein, um die typischen meteorologischen Bedingungen am Standort abbilden zu können und den Einfluss von Schwankungen der meteorologischen Bedingungen in einzelnen Jahren nicht zu groß werden zu lassen (Lohmann, Schillings, u. a. 2006).

Im Rahmen der Bestimmung des **Solarstrahlung-Potenzials im Referenzzeitraum** wird eine Zeitreihe der meteorologischen Parameter (Solarstrahlung horizontal, Temperatur, Wind,...) im *Referenzzeitraum* für den spezifizierten Standort entweder erzeugt oder der bestmöglichen externen Datenquelle entnommen. Bei dieser Zeitreihe kann es sich entweder um eine mehrjährige meteorologische Zeitreihe oder um ein aus der mehrjährigen Zeitreihe abgeleitetes »typical meteorological year« / Testreferenzjahr (TMY) handeln (siehe z.B. Cebecauer und Šúri 2015). Während sich die bisher beschriebenen Schritte auf die horizontale Solarstrahlung beziehen, steht PV-Anlagen aufgrund ihrer Neigung und Ausrichtung die »global irradiance in plane of array« / Globalstrahlung in Modulebene (GPOA) zur Energieumwandlung zur Verfügung. Sofern die GPOA nicht bereits durch eine Bodenmessung in der meteorologischen Zeitreihe enthalten ist, wird sie mittels geometrischer Berechnungen und semi-empirischer Modelle aus der »global horizontal irradiance« / Globalstrahlung in die horizontale Ebene (GHI) beziehungsweise deren Komponenten,

der »direct horizontal irradiance« / Direktstrahlung in die horizontale Ebene (DHI) und der »diffuse horizontal irradiance« / Diffusstrahlung in die horizontale Ebene (DIF) abgeleitet und der Zeitreihe hinzugefügt. Als Bezeichnung für diesen ersten Schritt im Rahmen der Erstellung einer Ertragsprognose hat sich der Begriff »solar resource assessment« / Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials (SRA) etabliert, der im Folgenden in dieser Arbeit durchgehend verwendet und in Abschnitt 1.2 noch definiert und erweitert werden wird.

Der **Ertrag im Referenzzeitraum** wird als bester Schätzwert des mittleren jährlichen Ertrags des betrachteten PV-Systems am spezifizierten Standort im *Referenzzeitraum* definiert. Er wird im Rahmen von Punkt 2 mit Hilfe einer Kette von Modellen, die alle Gewinn- und Verlustmechanismen innerhalb eines PV-Systems umfassen, auf Basis der im SRA (Punkt 1) bestimmten meteorologischen Zeitreihe berechnet. Die Berechnung erfolgt typischerweise über kommerziell erhältliche (z.B. »PVsyst«, Mermoud und Wittmer 2014) oder eigen-entwickelte Simulationsprogramme, wie z.B. das am Fraunhofer ISE eingesetzte »Zenit« (B. Müller 2006). Der *Ertrag im Referenzzeitraum* wird unter Verwendung der bestmöglichen Schätzwerte für die Modellparameter (in anderen Worten: den wahrscheinlichsten Werten innerhalb eines unsicheren Parameterraums) aller Modelle innerhalb der Modellkette berechnet. Die derzeit in »Zenit« verwendete Modellkette zeigt Tabelle 1.1; eine Kette von typischen Gewinnen oder Verlusten für ein beispielhaftes PV-Kraftwerk am Standort Freiburg zeigt das Energieflussdiagramm in Abbildung 1.1.

In Abhängigkeit von der Art der verwendeten Zeitreihe wird der *Ertrag im Referenzzeitraum* entweder direkt (bei Verwendung eines TMY) oder als Mittelwert aller Jahre im *Referenzzeitraum* (bei Verwendung einer mehrjährigen Zeitreihe) berechnet. Er stellt damit den Ertrag für ein Jahr mit typischen meteorologischen Bedingungen im *Referenzzeitraum* dar. Der *Ertrag im Referenzzeitraum* wird typischerweise als absoluter Wert [$kWh/Jahr$] oder spezifischer Wert [$kWh/(kW_p * Jahr)$] angegeben. Als Ergebnis der Berechnungen in Punkt 2 liegen darüber hinaus die jeweiligen mittleren jährlichen Gewinne und Verluste aller Modellschritte vor.

Der **prognostizierte Ertrag** wird durch Projektion des *Ertrags im Referenzzeitraum* auf den *Prognosezeitraum* und Anwendung der besten Schätzwerte der zu erwarteten Veränderungen des Ertrags im *Prognosezeitraum* bestimmt. Dieses Vorgehen basiert auf der Annahme, dass sich die meteorologischen Bedingungen im *Referenz-* und *Prognosezeitraum* jeweils nicht signifikant von den »wahren« klimatologischen Bedingungen und damit nicht signifikant voneinander unterscheiden (siehe auch Gueymard und Wilcox 2011; Vignola u. a. 2012). Der für den *Referenzzeitraum* ermittelte Ertrag kann daher direkt als Schätzwert für die Zukunft (den *Prognosezeitraum*) verwendet werden.

Ein ideales Simulationsprogramm würde den *prognostizierten Ertrag* durch die Verwendung einer meteorologischen Zeitreihe für den *Prognosezeitraum* bestimmen. Das Konzept der Bestimmung des *Ertrags im Referenzzeitraum* und dessen Projektion auf den *Prognosezeitraum* wäre damit hinfällig. Eine mögliche Quelle von Zeitreihen für den *Prognosezeitraum*, die Klimaveränderungen beinhalten, wären Projektionen der langfristigen Entwicklung von meteorologischen Größen aus globalen Klimamodellen (für eine direkte Verwendung solcher Zeitreihen siehe z.B. Wild, Folini, u. a. 2015). Die die Solarstrahlung betreffenden Unsicherheiten dieser Projektionen sind allerdings groß (Wild und Schmucki 2011; Wild 2009b) und ihre räumliche Auflösung für eine standortspezifische Beurteilung im Rahmen eines Ertragsgutachtens zu gering. Eine direkte und dynamische Simulation des

Tabelle 1.1: Übersicht über die in »Zenit« verwendete Modellkette zur Berechnung des Ertrags im Referenzzeitraum

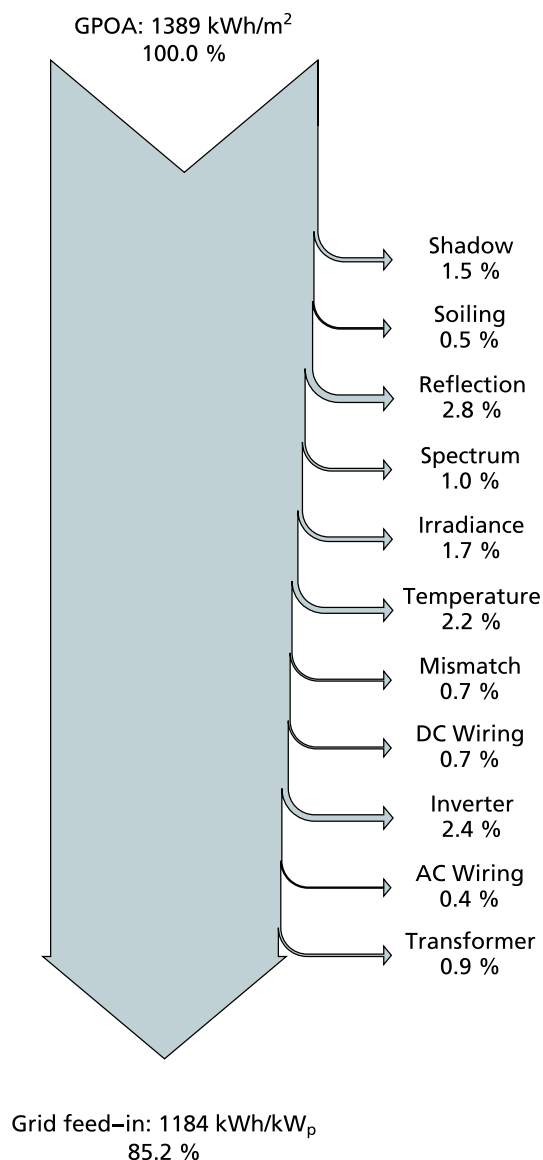
Modell	Bemerkung
Verschattung	Verluste durch Horizont-Verschattung (entfernte Objekte wie Berge), gegenseitige Verschattung innerhalb der Anlage (durch Modul-Reihen oder Nachführeinheiten) und lokale externe Verschattung (nahe externe Objekte wie Bäume oder Gebäude)
Verschmutzung	Verluste durch Verschmutzung der PV-Module; hier werden darüber hinaus auch Verluste durch Schneebedeckung erfasst
Reflexion	Reflexionsverluste der PV-Module durch nicht senkrechten Strahlungseinfall
Wirkungsgrad	Gewinne oder Verluste durch Abweichungen des in Stichproben gemessenen STC-Wirkungsgrades (bzw. der installierten Leistung) der PV-Module von Datenblattangaben
Spektrum	Gewinne oder Verluste durch ein von STC abweichendes Sonnenspektrum
Einstrahlung	Gewinne oder Verluste durch von STC abweichende Einstrahlungsniveaus
Temperatur	Gewinne oder Verluste durch von STC abweichende Modultemperaturen
Mismatch	Verluste durch die Verschaltung von Modulen zu Strängen und den Anschluss von mehreren Strängen an einen Wechselrichter; auch durch unterschiedliche Temperaturverteilungen oder Leitungslängen in den Strängen verursacht
Leistungsverluste	Verluste durch Leitungsverbindungen und Leitungsverbinder; diese sind sowohl auf der Gleichstrom-, wie auf der Wechselstromebene zu berücksichtigen
Wechselrichter	Verluste durch Wirkungsgrade, Leistungsbegrenzung und die Bereitstellung von Blindleistung
Transformator	Wirkungsgrad-Verluste des Transformators

im *Prognosezeitraum* zu erwartenden Energieertrags eines PV-Kraftwerks ist damit derzeit nicht sinnvoll.

Zur Ableitung des *prognostizierten Ertrags* aus dem projizierten *Ertrag im Referenzzeitraum* sind bei der oben beschriebenen Vorgehensweise noch zu erwartende Veränderungen des Ertrags im *Prognosezeitraum* gegenüber dem *Ertrag im Referenzzeitraum* zu berücksichtigen. Diese Veränderungen lassen sich in zwei Kategorien unterteilen:

1. langfristige Veränderungen, die den Gesamtertrag im *Prognosezeitraum* beeinflussen
 - a) langfristige Veränderungen des Verhaltens des PV-Systems, z.B. durch Degradation der PV-Module, unentdeckte Ausfälle einzelner Wechselrichter, Zunahme von Verlusten durch Verschmutzung;

Abbildung 1.1: Energieflussdiagramm der bei der Ermittlung des Ertrags im Referenzzeitraum auftretenden Gewinne und Verluste eines beispielhaften PV-Kraftwerks am Standort Freiburg (kristallines Silizium, Südausrichtung bei 20° Neigung). Im Beispiel treten in den Modellschritten »Spectrum«, »Irradiance« und »Temperature« ebenfalls Verluste auf. Gewinne in diesen Rechenschritten sind allerdings an anderen Standorten und / oder bei abweichenden Modultechnologien möglich.



b) langfristige Veränderungen der meteorologischen Bedingungen oder Klimaveränderungen, z.B. Änderungen der Solarstrahlung (siehe z.B. Wild, Gilgen, u. a. 2005; Wild 2012) oder der Temperatur;

2. Veränderungen in Einzeljahren aufgrund von Variationen der meteorologischen Bedingungen. Diese Schwankungen beeinflussen den Gesamtertrag im *Prognosezeitraum* kaum.

Zur Bestimmung der langfristigen Veränderungen des Systemverhaltens (**Punkt 1a**) sind derzeit keine Modelle verfügbar, die etwa die Degradation von PV-Modulen und deren Einfluss auf andere Einzelmodelle der verwendeten Modellkette auf Basis von standortspezifischen, zeitlich hoch aufgelösten meteorologischen Zeitreihen beschreiben können.

Daher werden die Auswirkungen der genannten Veränderungen auf den Energieertrag bisher in Form von linearen jährlichen Veränderungsdaten abgeschätzt und auf den in den *Prognosezeitraum* projizierten *Ertrag im Referenzzeitraum* angewendet. Die Abschätzung dieser langfristigen Veränderungseffekte im Verhalten des PV-Systems erfolgt in der Regel auf Basis eigener Erfahrungswerte und Messungen oder auf Basis der Literatur (siehe z.B. D. C. Jordan und S. R. Kurtz 2013).

Die Auswirkungen von langfristigen Veränderungen der meteorologischen Bedingungen im *Prognosezeitraum* (Punkt 1b) werden bisher bei der Erstellung von Ertragsprognosen für PV-Kraftwerke nicht berücksichtigt oder als vernachlässigbar angesehen (siehe z.B. Stoffel 2013; Thevenard und Pelland 2013; Vignola u. a. 2012; Gueymard und Wilcox 2011). Ihre Quantifizierung und Berücksichtigung bei der Bestimmung des *prognostizierten Ertrags* bilden den Hauptschwerpunkt der vorliegenden Arbeit.

Hintergrund der Berücksichtigung von jährlichen Variationen der meteorologischen Bedingungen (Punkt 2) ist die Tatsache, dass der *Ertrag im Referenzzeitraum* als bester Schätzwert für ein Jahr mit typischen meteorologischen Bedingungen im *Referenzzeitraum* definiert und berechnet wird. Die Solarstrahlung als Haupteinflussfaktor von jährlichen Ertragsschwankungen, variiert hingegen im *Prognosezeitraum* von Jahr zu Jahr. Die Höhe dieser jährlichen Schwankungen ist dabei stark vom geplanten Standort des zu untersuchenden PV-Kraftwerks abhängig. Jährliche Variationen können damit einen deutlichen Einfluss auf den *prognostizierten Ertrag* von einzelnen und den kumulierten Ertrag einiger weniger Jahre haben. Werden diese Variationen allerdings als Schwankung um mögliche zukünftige Trends der Solarstrahlung interpretiert, beeinflusst sie den über den *Prognosezeitraum* kumulierten *prognostizierten Ertrag* nur sehr wenig (siehe auch Drury u. a. 2014). Da die Auswirkungen auf den Gesamtertrag im *Prognosezeitraum* damit zu vernachlässigen sind und die Höhe der zukünftigen Schwankung in einem einzelnen Jahr des *Prognosezeitraums* nicht zu prognostizieren ist, erfolgt die Berücksichtigung von jährlichen Variationen in Form von Unsicherheiten für einzelne Jahre (siehe Unterabschnitt 1.1.2).

Der *prognostizierte Ertrag* stellt das Endergebnis der Ertragsprognose dar und wird typischerweise als absoluter Ertrag [kWh], spezifischer Ertrag [kWh/kW_p] oder in Prozent des *Ertrags im Referenzzeitraum* angegeben. Er kann für Einzeljahre (prognostizierter Ertrag im Jahr n), als jährlich kumulierter Ertrag oder als Mittelwert oder Summe über den *Prognosezeitraum* angegeben werden.

1.1.2 Unsicherheiten

Nach Hansen und Martin (2015) versteht man unter einer Unsicherheits-Analyse einen systematischen Prozess, um Unsicherheit in einem Modell oder dessen Eingangswerten in die Unsicherheit der Modellergebnisse fortzupflanzen. Dieser Prozess umfasst zwei Schritte: die Quantifizierung der Unsicherheiten aller Eingangsgrößen sowie aller Modellschritte und ihrer Parameter und die Kombination der Unsicherheiten zur Ermittlung einer Gesamtunsicherheit des Endergebnisses. Die Darstellung der ermittelten Unsicherheiten kann an dieser Stelle als dritter Schritt ergänzt werden (siehe etw Joint Committee for Guides in Metrology 2008a).

Quantifizierung der Unsicherheiten

Für ein Ertragsgutachten bedeutet eine vollständige Unsicherheits-Quantifizierung damit die Berücksichtigung von Unsicherheiten aller meteorologischen Eingangsgrößen, aller Parameter der Einzelmodelle in der Modellkette, die Quantifizierung der Unsicherheiten aller Einzelmodelle selbst sowie die Bestimmung der Korrelationen der Modelle, ihrer Parameter und der meteorologischen Eingangsgrößen. Die Unsicherheiten der meteorologischen Größen und vieler Einzelmodelle variieren mit den jeweiligen Umgebungsbedingungen im tages- und jahreszeitlichen Verlauf und sind nur mittels bedingter Unsicherheiten (z.B. in Abhängigkeit von jeweiligem Temperatur- und Strahlungsniveau, Einfallswinkel der Solarstrahlung, Anteil an Direkt- und Diffusstrahlung, ...) genau zu erfassen. Die Quantifizierung der Unsicherheiten ist dadurch und aufgrund der relativ hohen Anzahl an Einzelmodellen und Modellparametern sehr komplex (siehe dazu auch Strobel u. a. 2009; Hansen und Martin 2015). In der beschriebenen Form ist eine solche Unsicherheits-Quantifizierung daher in aktuellen Ertragsgutachten nicht enthalten.

Stattdessen erfolgt die Quantifizierung der Unsicherheit über die Zuordnung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zur Eingangsgröße **GHI** und zu den *Ergebnissen* aller weiteren Modellschritte sowie der Annahme, dass all diese Größen unkorreliert sind. Durch die in [Unterabschnitt 1.1.1](#) beschriebene Vorgehensweise liegen dabei sowohl die **GHI**, als auch die Ergebnisse der Einzelmodelle (in Form der berechneten relativen Gewinne oder Verluste des jeweiligen Rechenschritts) als jahresmittlere Werte vor. Die Modellgleichung zur Berechnung des *prognostizierten Ertrags* Y im Jahr n vereinfacht sich damit und lässt sich wie folgt darstellen (siehe dazu auch Dirnberger u. a. 2015b):

$$Y_n = GHI \Delta_{GPOA} \eta_{STC} A_{Generator} \prod_{i=1}^M (1 - \Delta_{i,n}) \quad (1.1)$$

wobei GHI die beste Schätzung der mittleren jährlichen **GHI** im *Referenzzeitraum*, Δ_{GPOA} der jahresmittlere Zugewinn oder Verlust durch die Umrechnung der **GHI** in die **GPOA**, η_{STC} der anfängliche Modulwirkungsgrad bei **STC**, $A_{Generator}$ die Fläche der **PV-Module** des Systems, $\Delta_{i,n}$ der relative Gewinn oder Verlust des i -ten Modellschritts im Jahr n und M die Anzahl der Modellschritte bis zur Bestimmung des *prognostizierten Ertrags* ist. Der Index n und damit die Abhängigkeit von der Zeit bzw. dem betrachteten Jahr des *Prognosezeitraums* wird dabei zur Berücksichtigung von zeitlich variablen Auswirkungen von langfristigen Veränderungen bei der Ermittlung des *prognostizierten Ertrags* eingeführt.

Die Unsicherheiten u_{GHI} , $u_{\Delta_{GPOA}}$, $u_{\eta_{STC}}$ und $u_{\Delta_{i,n}}$ können über Modellvalidierungen und Vergleiche von modellierten Ergebnissen mit Messdaten aus den Residuen des jeweiligen Modells abgeleitet und quantifiziert werden (siehe auch Hansen und Martin 2015). Zu beachten ist dabei, dass die zu beobachtenden Residuen bei Modellvergleichen aufgrund ihrer Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen auch von der Zeitdauer des Modellvergleichs abhängig sind. Die Zeitdauer einer zur Abschätzung von Unsicherheiten für Ertragsgutachten herangezogenen Modellvalidierung sollte daher mindestens dem hier betrachteten Zeitraum der zu beurteilenden Unsicherheit von einem Jahr entsprechen. Die Unsicherheit der installierten Generatorfläche kann im Allgemeinen ignoriert werden.

Die zu quantifizierenden Unsicherheiten lassen sich anhand [Gleichung 1.1](#) und entsprechend dem in [Unterabschnitt 1.1.1](#) dargestellten Ablauf wie folgt kategorisieren:

1. Unsicherheiten bei der Bestimmung des *Solarstrahlungs-Potenzials im Referenzzeitraum*
2. Unsicherheiten bei der Bestimmung des *Ertrags im Referenzzeitraum*
3. Unsicherheiten bei der Bestimmung des *prognostizierten Ertrags*

Die **Unsicherheiten bei der Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials im Referenzzeitraum** (u_{GHI} und $u_{\Delta_{GPOA}}$) sind Thema der vorliegenden Arbeit und werden im nächsten Abschnitt sowie den weiteren Kapiteln eingehend behandelt.

Die **Unsicherheiten bei der Bestimmung des Ertrags im Referenzzeitraum** setzen sich aus den Unsicherheiten aller Modellschritte bei der Modellierung und Simulation des Energieertrags im *Referenzzeitraum* zusammen. Diese werden durch Zuweisung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zu den mittleren jährlichen Gewinnen und Verlusten aller Schritte der Modellkette berücksichtigt, die als Ergebnis der Simulation vorliegen (siehe [Unterabschnitt 1.1.1](#)). Für einzelne Modelle können dabei die Verluste oder Gewinne sehr klein sein, während die Unsicherheit in Relation dazu sehr groß ist. Weiterhin ist es bei manchen Modellschritten physikalisch nicht sinnvoll, dass ihre Wahrscheinlichkeitsverteilungen positive Werte beinhalten und damit die Wahrscheinlichkeit von energetischen Gewinnen größer Null ist (z.B. ist es nur sinnvoll, das Verschmutzung, Verschattung, ... zu Verlusten führt, nicht zu Gewinnen). Da symmetrische Wahrscheinlichkeitsverteilungen in Fällen von relativ hohen Unsicherheiten im Vergleich zum Ergebnis des Modellschritts zu solchen physikalisch nicht sinnvollen Unsicherheits-Annahmen führen können, sind asymmetrische (schiefe) Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorzuziehen. Beispielhaft seien hier die Log-Normalverteilung, die bei vielen ähnlichen Problemstellungen angewendet wird (siehe z.B. Limpert u. a. 2001) oder die Dreiecksverteilung genannt. Darüber hinaus geht die Unsicherheit des anfänglichen Wirkungsgrades der PV-Module in die kombinierte Unsicherheit des *Ertrags im Referenzzeitraum* ein.

Zu Unsicherheiten bei der Simulation des Energieertrages von PV-Modulen und -Systemen (Friesen, Gottschalg, u. a. 2007; Friesen, Dittmann, u. a. 2009; Dittmann u. a. 2010; B. Müller, Kräling, u. a. 2010; B. Müller, Reis, u. a. 2012; Reich u. a. 2012; Thevenard und Pelland 2013; Hansen und Martin 2015) und zur Unsicherheit des anfänglichen Modulwirkungsgrades von PV-Modulen (Dirnberger und Kräling 2013; Dirnberger 2014; Jantsch u. a. 2012) existiert eine Vielzahl von Untersuchungen und Veröffentlichungen. Obwohl auch auf diesem Gebiet noch offene Fragestellungen vor allem für Dünnschichtmodule existieren (siehe z.B. Dirnberger u. a. 2015a; Dirnberger, Blackburn, u. a. 2015), erscheint die Simulation des Energieertrages auf Basis valider meteorologischer Zeitreihen jedoch insgesamt recht gut verstanden und mit relativ geringen Unsicherheiten behaftet. Die kombinierte Unsicherheit der Simulation des Energieertrages von PV-Systemen kann auf Basis der zitierten Literatur und bei Annahme von normalverteilten Unsicherheiten auf etwa 3 % bis 4 % geschätzt werden. Da dieser Punkt nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit ist, sei an dieser Stelle für weiterführende Informationen auf die angegebene Literatur verwiesen.

Um **Unsicherheiten bei der Bestimmung des prognostizierten Ertrags** zu berücksichtigen, können den angenommenen langfristigen Veränderungsraten im *Prognosezeitraum* Wahrscheinlichkeitsverteilungen zugeordnet werden. Zu beachten ist, dass sich damit die

Unsicherheiten des *prognostizierten Ertrags* im Zeitverlauf erhöhen. Während beispielsweise der Effekt einer Abweichung um 0,5 %/Jahr von der angenommenen Degradationsrate im ersten Jahr des *Prognosezeitraums* sehr klein ist, beträgt die resultierende Abweichung vom *prognostizierten Ertrag* am Ende des zehnten Jahres 5 %. Für die Berücksichtigung von Unsicherheiten der angenommenen Veränderungsraten des Verhaltens des PV-Systems erscheinen ebenfalls asymmetrische Wahrscheinlichkeitsverteilungen als vorteilhafter, da die beobachtete Verteilung von Degradationsraten ebenfalls asymmetrisch zu sein scheint (siehe D. C. Jordan und S. R. Kurtz 2013, Abbildung 2). In Darling u. a. (2011) wird dazu etwa eine Gamma-Verteilung verwendet, die nach D. C. Jordan und S. R. Kurtz (2013) die empirischen Verteilung gut abbildet. Die Annahme nicht-linearer Veränderungsraten kann je nach Modultechnologie, Klima und weiteren Faktoren möglicherweise den tatsächlichen Verlauf der Leistungsänderungen des PV-Systems besser beschreiben (D. C. Jordan, Sarah R. Kurtz, u. a. 2016). Belastbare Untersuchungen hierzu, die Aussagen zum tatsächlichen Verlauf treffen, sind allerdings bis heute nicht verfügbar. Hieraus resultierende weitere Unsicherheiten werden im weiteren nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zu einzelnen Veröffentlichungen und Studien mit eher betriebswirtschaftlichem Hintergrund (Del Fabbro u. a. 2016; Leicester u. a. 2016), werden Unsicherheiten der angenommenen Degradationsraten und sonstigen Veränderungen des Verhaltens des PV-Systems bisher bei der Ermittlung der Unsicherheit des *prognostizierten Ertrags* in Ertragsgutachten nicht berücksichtigt.

Mögliche langfristige Veränderungen der meteorologischen Bedingungen bleiben bei der Berechnung des *prognostizierten Ertrags* in der Praxis bisher unberücksichtigt oder werden als vernachlässigbar angesehen (siehe [Unterabschnitt 1.1.1](#)). Dies gilt auch für die entsprechenden Unsicherheiten. Neben der Bestimmung der Auswirkungen dieser Veränderungen, bildet die Quantifizierung der entsprechenden Unsicherheiten sowie ihre Berücksichtigung bei der Ermittlung der Gesamtunsicherheiten von Ertragsgutachten einen Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit.

Letzte Unsicherheits-Kategorie bei der Bestimmung des *prognostizierten Ertrags* sind die Unsicherheiten aufgrund jährlicher Variationen der meteorologischen Bedingungen. Sofern der *Ertrag im Referenzzeitraum* auf Basis einer mehrjährigen Zeitreihe simuliert wurde, können jährliche Variationen direkt aus der Variation des jährlichen Ertrags im *Referenzzeitraum* abgeleitet werden. Gegenüber der Verwendung der Variationen der **GHI** oder der **GPOA** als Schätzwert zur Quantifizierung der Variationen des Ertrags, hat dieses Vorgehen den Vorteil, dass alle Einflussfaktoren auf den Ertrag (z.B. saisonale Schwankungen bei der Einstrahlung, Schwankungen bei der Korrelation von Einstrahlung und Temperatur, ...) berücksichtigt sind. Bei der Berechnung des *Ertrag im Referenzzeitraum* auf Basis eines **TMY**, müssen andere Quellen zur Abschätzung von jährlichen Variation herangezogen werden.

Kombination der Unsicherheiten

Nach der Quantifizierung aller einzelnen Unsicherheiten werden diese zur Gesamtunsicherheit des *prognostizierten Ertrags* kombiniert. Zur Kombination von Unsicherheiten bei Simulationsrechnungen stehen vielfältige Methoden zur Verfügung (siehe z. B. Helton und Davis 2003). Die »klassische« Fortpflanzung von Unsicherheiten (siehe z.B. Joint Committee for Guides in Metrology 2008a) kann derzeit als der vorherrschende Standard

bei Ertragsgutachten angesehen werden. Dies gilt trotz Einschränkungen bei der Anwendbarkeit des Verfahrens im Falle des Vorliegens von asymmetrischen Unsicherheiten und nichtlinearen Modellgleichungen (siehe z.B. Wübbeler u. a. 2008; Joint Committee for Guides in Metrology 2009, Abschnitt 7.2.4). Für die einzelnen Unsicherheiten wird dabei angenommen, dass sie normalverteilt und unkorreliert sind.

Aufgrund steigender Rechenkapazitäten moderner Computer und ihrer relativ einfachen Anwendbarkeit auch bei komplexen Problemen verbreitet sich die Kombination von Wahrscheinlichkeitsverteilungen mittels Monte-Carlo Verfahren (Joint Committee for Guides in Metrology 2008a) allerdings immer mehr (siehe z.B. Hansen und Martin 2015; Thevenard und Pelland 2013). Der Begriff Monte-Carlo ist dabei nicht klar definiert: er umfasst vielmehr verschiedenste Ansätze, denen der Einsatz von Zufallszahlen zur Lösung numerischer Problem gemein ist.

Im »Supplement 1« (Joint Committee for Guides in Metrology 2008b) des »Guide to the expression of uncertainty in measurement« (Joint Committee for Guides in Metrology 2008a) und in Helton und Davis (2003) werden die Vorteile von Monte-Carlo Verfahren näher beschrieben. Für den konkreten Anwendungsfall bietet ein Monte-Carlo Verfahren gegenüber der »klassischen« Fortpflanzung von Unsicherheiten danach die folgenden relevanten Vorteile:

- Die Methode ist ohne Anpassungen für nichtlineare Modelle anwendbar.
- Die Unsicherheiten der Eingangsgrößen $u_{\Delta ij}$ und die der Ausgangsgröße können beliebig (auch asymmetrisch) verteilt sein.
- Bei der Simulation von komplexen Systemen treten oft große Unsicherheiten auf. Ein auf Zufallszahlen basierender Ansatz kann den vollen Bereich aller unsicheren Variablen berücksichtigen.
- Ein direkter Schätzer für die Verteilungsfunktion des Simulationsergebnisses wird bereitgestellt.
- Die Analysemöglichkeit ist konzeptionell einfach und leicht umzusetzen.
- Die Ergebnisse der Simulation können für die Analyse verwandter (z.B. nachgeschalteter) Modelle genutzt werden.
- Es stehen Möglichkeiten zur Sensitivitätsanalyse zur Verfügung.

Neben technischen Vorteilen gegenüber der derzeit eingesetzten Methode der Fortpflanzung von Unsicherheiten bietet sich damit ein weiterer Vorteil: Da die Anwendung von Monte-Carlo Verfahren auch im Finanzsektor sehr verbreitet ist (siehe z. B. Henking u. a. 2006; Frey und Nießen 2005), können die Ergebnisse einer Monte-Carlo basierten Unsicherheits-Analyse für Ertragsgutachten direkt in die Wirtschaftlichkeits-Modelle von Eigen- und Fremdkapitalgebern übernommen werden.

Die Kombination von Wahrscheinlichkeitsverteilungen mittels Monte-Carlo Verfahren zur Ermittlung der Gesamtunsicherheiten eines Ertragsgutachten ist damit der bisher angewendeten Methodik zur Fortpflanzung von Unsicherheiten vorzuziehen. Das Verfahren kommt daher auch in der vorliegenden Arbeit zur Anwendung.

Die konkrete Implementierung im Rahmen der vorliegenden Arbeit zieht dabei jeweils Z Realisationen aus der der **GHI** zugeordneten Wahrscheinlichkeitsverteilung u_{GHI} , der angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung des berechneten Zugewinns durch die Strahlungsumrechnung in die Modulebene $u_{\Delta_{GPOA}}$ sowie aus den zugeordneten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Ergebnisse aller weiteren Rechenschritte bis zur Ermittlung des *Ertrags im Referenzzeitraum*. Die Unsicherheiten bei der Ermittlung des *prognostizierten Ertrags* werden wie folgt berücksichtigt: Aus der der langfristigen Veränderungsrate des Systemverhaltens zugeordneten Wahrscheinlichkeitsverteilung werden ebenfalls Z Realisationen, entsprechend Z möglichen Veränderungsraten, gezogen. Mit Hilfe von **Gleichung 1.1** wird jetzt der Ertrag für jedes Jahr des *Prognosezeitraums* berechnet, wobei die jeweilige Auswirkung der Z Realisationen der langfristigen Veränderungsrate für das berechnete Jahr separat berücksichtigt wird. Im Unterschied zu den bisherigen Unsicherheits-Kategorien, werden zur Berücksichtigung von Unsicherheiten durch jährliche Variationen der Solarstrahlung für jedes Jahr unabhängig erneut Z Realisationen aus der zugeordneten Wahrscheinlichkeitsverteilung gezogen und als letzter Schritt zur Ermittlung des *prognostizierten Ertrag* in Jahr n berücksichtigt. Im Ergebnis liegen für jedes Jahr Z mögliche Realisationen des *prognostizierten Ertrags* vor.

Die bisher noch unberücksichtigten Unsicherheiten aufgrund von langfristigen Veränderungen der Solarstrahlung, werden in den nachfolgenden Berechnungen in **Kapitel 4** auf die gleiche Weise, wie die langfristige Veränderungsrate des Systemverhaltens berechnet.

Darstellung der Ergebnisse: Überschreitungswahrscheinlichkeiten

Zur Darstellung der Ergebnisse einer Unsicherheits-Analyse hat sich bei Ertragsgutachten für PV-Kraftwerke die Angabe von Überschreitungswahrscheinlichkeiten mittels sogenannter P-Werte durchgesetzt (wie z. B. auch bei Windgutachten oder in anderen Bereichen, wie der Ölförderung, siehe Schiozer u. a. 2004). Diese P-Werte werden verwendet, um Informationen zur Verteilung der Unsicherheiten des *prognostizierten Ertrags* zu kommunizieren. Sie sind geeignet, sowohl symmetrische als auch asymmetrische Unsicherheiten zu beschreiben.

Der P-Wert gibt den *prognostizierten Ertrag* an, der mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum überschritten wird. Ein beispielhafter P90 des *prognostizierten Ertrags* von 1000 kWh/kW_p in einem Jahr n des *Prognosezeitraums* stellt damit etwa den spezifischen *prognostizierten Ertrag* dar, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % überschritten wird. Die P-Werte werden damit in der gleichen Einheit und für die gleichen Größen wie die zuvor deterministisch berechneten Erträge angegeben.

Sofern die Fortpflanzung von Unsicherheiten zur Berechnung der Gesamtunsicherheiten verwendet wird, lassen sich P-Werte über die Quantile der Normalverteilung berechnen. Im Falle der Verwendung eines Monte-Carlo-Ansatzes können die Quantile der empirischen Verteilung aller Z Realisationen des *prognostizierten Ertrags* zur Ableitung der P-Werte verwendet werden. Zu beachten ist, dass bei Verwendung eines Monte-Carlo Verfahrens der deterministisch berechnete *prognostizierte Ertrag* (unter Ansatz der besten bzw. wahrscheinlichsten Schätzwerte aller Parameter der Modelle) nicht notwendig dem probabilistisch berechneten P50 (also dem Median) des *prognostizierten Ertrags* entsprechen muss.

Abbildung 1.2 fasst die Ergebnisse der verschiedenen Schritte zur Ermittlung des *pro-*

prognostizierten Ertrags und zur Quantifizierung seiner Unsicherheiten anhand beispielhaft gewählter Annahmen zu den Unsicherheiten aller Einzelmodelle noch einmal grafisch zusammen. Die Kombination der Unsicherheiten erfolgt dabei mit dem vorgestellten Monte-Carlo-Ansatz; als Dauer des *Prognosezeitraums* wurden 20 Jahre angenommen. Durch die Annahme von asymmetrischen Wahrscheinlichkeitsverteilungen für einige u_{Δ_i} zeigt sich bereits beim in den *Prognosezeitraum* projizierten *Ertrag im Referenzzeitraum* (siehe [Abbildung 1.2a](#)) eine Abweichung zwischen deterministisch ermitteltem Ertrag und dem P50 des Ertrags. Da auch die Unsicherheit der angenommenen Veränderungsrate des PV-Systems im Rahmen der Ermittlung des *prognostizierten Ertrags* über eine asymmetrischen Verteilung quantifiziert wurde, steigt die Differenz zwischen deterministisch ermitteltem Ertrag und dem P50 des Ertrags darüber hinaus im *Prognosezeitraum* an (siehe [Abbildung 1.2b](#)). [Abbildung 1.2b](#) zeigt darüber hinaus deutlich die generelle Zunahme der Unsicherheiten im *Prognosezeitraum*. Die in [Abbildung 1.2c](#) dargestellte Berücksichtigung der Unsicherheiten durch jährliche Variationen der meteorologischen Bedingungen führt zu einem relativ starken Anstieg der Unsicherheiten für Einzeljahre. Wie zu erwarten, zeigen die kumulierten *prognostizierten Erträge* in [Abbildung 1.2d](#) dann allerdings einen Rückgang der Unsicherheit in einem Zeitraum von nur wenigen Jahren.

Die in diesem Abschnitt vorgestellte Methodik zur Ermittlung des *prognostizierten Ertrags* und der Quantifizierung seiner Unsicherheiten ist damit grundsätzlich in der Lage, alle ertragsbeeinflussenden Effekte und alle Arten von Unsicherheiten bei der Erstellung von Ertragsgutachten zu berücksichtigen und abzubilden. Dies gilt auch für die noch zu quantifizierenden Auswirkungen möglicher langfristiger Veränderungen des Solarstrahlungspotenzials und der dabei auftretenden Unsicherheiten.

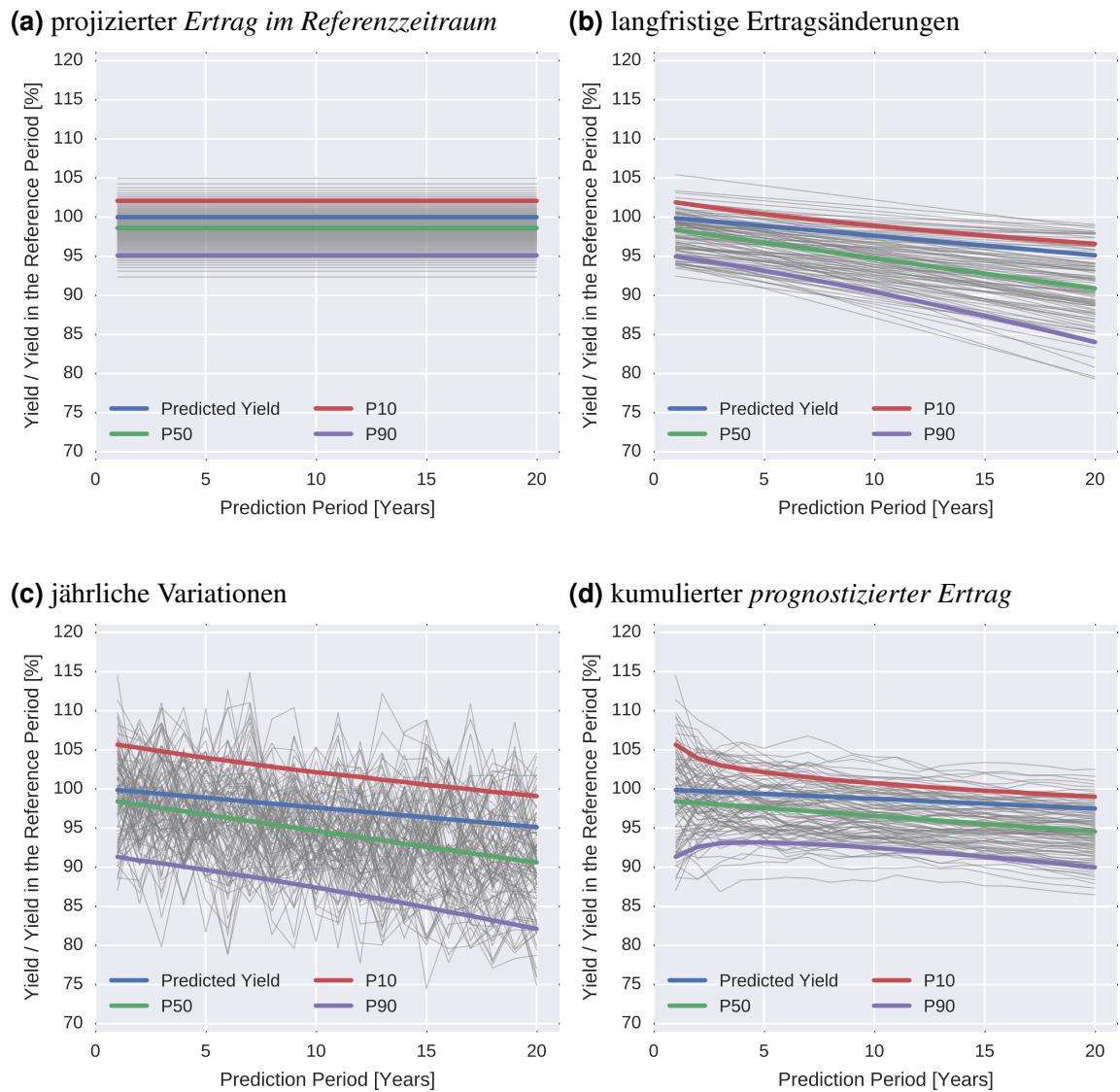


Abbildung 1.2: *Abbildung 1.2a* zeigt den projizierten *Ertrag im Referenzzeitraum* sowie die entsprechenden Unsicherheiten als P10-, P50- und P90-Werte (inklusive der Unsicherheiten aus der Ermittlung des Solarstrahlungs-Potenzials im *Referenzzeitraum*). Als graue Linien sind jeweils die jährlichen Verläufe der P01- bis P99-Werte des Gesamtertrags aufgeführt. *Abbildung 1.2b* zeigt die Berücksichtigung der langfristigen Ertragsänderungen sowie ihrer Unsicherheiten. In *Abbildung 1.2c* werden schließlich die Unsicherheiten durch jährliche Variationen der meteorologischen Bedingungen mit aufgenommen. *Abbildung 1.2d* zeigt dann den kumulierten *prognostizierten Ertrag* als expandierenden jährlichen Mittelwert.

1.2 Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials

1.2.1 Definition

Stoffel (2013) definiert ein *SRA* als »... the characterisation of solar irradiance available for energy conversion for a region or specific location over a historical time period of interest«. Im Rahmen eines *SRA* wird danach die verfügbare Solarstrahlung im *Referenzzeitraum* charakterisiert und als Schätzwert für die Verfügbarkeit der Solarstrahlung am Standort (oder der Region) verwendet. Solche *SRA*s basieren damit auf der schon in [Unterabschnitt 1.1.1](#) beschriebenen Annahme, dass die Solarstrahlung in der Vergangenheit sich nicht signifikant vom »wahren« klimatologischen Wert unterscheidet und daher direkt als Schätzwert für die Zukunft verwendet werden kann.

Es gibt jedoch starke Hinweise darauf, dass auch langfristige Mittelwerte der Solarstrahlung nicht konstant sind, sondern Trends unterliegen, die mehrere Dekaden umfassen. Viele Untersuchungen stellen einen generellen Rückgang der am Boden gemessenen Solarstrahlung im Zeitraum vom Beginn weit verbreiteter Messungen in den 1950er Jahren bis in die 1980er Jahre fest (siehe z.B. Ohmura und Lang 1989; Liepert u. a. 1994; Stanhill und Cohen 2001; Gilgen u. a. 1998; Wild 2009a, und die dort angegebenen Referenzen). Dieses Phänomen ist unter dem Namen »global dimming« bekannt geworden. Neuere Untersuchungen, in denen aktuelle Messdaten untersucht wurden, stellten an vielen Standorten eine Trendumkehr seit Mitte der 1980er Jahre fest, was als »brightening« bezeichnet wird (Wild, Gilgen, u. a. 2005). Steigende und sinkende Luftverschmutzung und damit zusammenhängende Aerosol-Effekte und deren Auswirkungen auf die Wolkenbildung werden als Hauptgründe sowohl für das »dimming« als auch für das »brightening« angesehen. Der Zeitpunkt des Übergangs vom »dimming« zum »brightening« stimmt mit dem Zeitpunkt einer Trendumkehr bei der Luftverschmutzung und Aerosol-Belastungen der Atmosphäre während der 1980er Jahre überein. Dies gilt vor allem für die industrialisierten Regionen der Welt und kann auf erhöhte Vorgaben zu Luftreinhaltung und auf den Zusammenbruch der Wirtschaft in vielen osteuropäischen Staaten zurückgeführt werden. Veränderungen der Solarstrahlung außerhalb der Erdatmosphäre und Veränderungen des Aerosolgehalts der Stratosphäre aufgrund von Vulkanausbrüchen werden als weniger bedeutend für die Erklärung der zu beobachtenden langfristigen Veränderungen der Solarstrahlung am Erdboden angesehen. Für eine detailliertere Diskussion der Gründe für »global dimming und brightening« sei auf Wild (2009a,b, 2012) verwiesen.

Im Gegensatz zur oben zitierten Definition von Stoffel (2013) und dem gegenwärtig vorherrschenden Stand der Wissenschaft und Technik (siehe z.B. Gueymard und Wilcox 2011; Vignola u. a. 2012; Thevenard und Pelland 2013) wird in dieser Arbeit ein *SRA* daher wie folgt definiert:

Bei der **Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials** wird die einem Solar-Kraftwerk für die Energieumwandlung zur Verfügung stehende Solarstrahlung für einen definierten Zeitraum in der Zukunft (den *Prognosezeitraum*) unter Berücksichtigung der Solarstrahlung in einem Zeitraum der Vergangenheit (dem *Referenzzeitraum*) sowie historischer und potentieller zukünftiger Trends der Solarstrahlung charakterisiert.

Diese Definition kann als Paradigmenwechsel angesehen werden: während bisherige *SRA*s rein vergangenheitsbezogen definiert sind, ist die im Rahmen dieser Arbeit ent-

wickelte Definition zukunftsbezogen. Sie erweitert darüber hinaus den Umfang und die Bedeutung eines **SRA** im Rahmen der Erstellung einer Ertragsprognose: statt sich auf die Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials im *Referenzzeitraum* zu beschränken (siehe **Punkt 1** des in **Unterabschnitt 1.1.1** definierten Ablaufs einer Ertragsprognose), sind auf Basis der hier verwendeten Definition auch Veränderungen des Solarstrahlungs-Potenzials im *Prognosezeitraum* (**Punkt 3** des Ablaufs einer Ertragsprognose) im Rahmen eines **SRA** zu bestimmen.

1.2.2 Datenquellen

Grundsätzlich stehen für die Charakterisierung der Solarstrahlung im *Referenzzeitraum* (mindestens) drei mögliche Arten von Datenquellen zur Verfügung, die den Qualitätsanforderungen bei der Erstellung von Ertragsprognosen für **PV**-Kraftwerke gerecht werden können:

- lokale Bodenmessungen,
- die Extrapolation oder Interpolation der Solarstrahlung von benachbarten Bodenmessstationen, und
- satellitenbasierte Solarstrahlungsdaten.

Qualitativ hochwertige lokale Bodenmessungen sind relativ aufwändig (siehe z.B. World Meteorological Organization 2012) und weisen auch bei hohen Qualitätsstandards noch nicht zu vernachlässigende Messunsicherheiten auf (siehe **Abschnitt 1.4**). Langjährige Bodenmessungen der Solarstrahlung am zu untersuchenden Standort stehen daher aus Kostengründen und aufgrund zeitlicher Restriktionen in der Regel für Ertragsgutachten nicht zur Verfügung. Die Extrapolation oder Interpolation der Strahlung von benachbarten Messstationen führt darüber hinaus aufgrund der räumlichen Variabilität der Solarstrahlung zu zusätzlichen Unsicherheiten (Perez, Seals, und Zelenka 1997). Aus diesem Grund werden für **SRA** im Rahmen von aktuellen Ertragsprognosen für **PV**-Kraftwerke satellitenbasierte Solarstrahlungsdaten verwendet. Diese sind heute (fast) weltweit in sehr guter Qualität und zu konkurrenzfähigen Preisen verfügbar. Alle weiteren Untersuchungen zur Charakterisierung der Solarstrahlung im *Referenzzeitraum* beziehen sich daher auf satellitenbasierte Solarstrahlungsdaten.

Für die Charakterisierung möglicher langfristiger Veränderungen und Variationen der Solarstrahlung im *Prognosezeitraum* können langjährige Bodenmessungen untersucht werden. Die Analyse der Entwicklung der Solarstrahlung in der Vergangenheit kann Rückschlüsse auf zu erwartende zukünftige Trends und Variationen ermöglichen. Daneben stehen Projektionen aus globalen Klimamodellen zur Verfügung, um mögliche Trends in der Zukunft abzuschätzen.

1.2.3 Unsicherheiten

Die auftretenden Unsicherheiten bei der Bestimmung der einem konkreten **PV**-Kraftwerk an einem konkreten Standort zur Verfügung stehenden **GPOA** lassen sich damit den folgenden Quellen zuordnen:

1. Mögliche Abweichungen zwischen satellitenbasierter GHI und »wahrer« GHI im Referenzzeitraum,
2. Mögliche Abweichungen zwischen prognostizierter GPOA und »wahrer« GPOA im Referenzzeitraum, die durch Modelle zur Strahlungsumrechnung in Modulebene hervorgerufen werden
3. Mögliche Abweichungen zwischen »wahrer« GPOA im Referenzzeitraum und »wahrer« GPOA im Prognosezeitraum (hervorgerufen durch langjährige Veränderungen der Solarstrahlung und klimatologische Trends),

Die beiden ersten Punkte beziehen sich auf Unsicherheiten bei der Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials im Referenzzeitraum. Für diese Unsicherheitsquellen existieren in der Literatur bereits veröffentlichte Ergebnisse. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Unsicherheiten in Kapitel 2 daher im Wesentlichen basierend auf Ergebnissen aus der Literatur analysiert.

Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt auf den Unsicherheiten durch mögliche Abweichungen zwischen der Solarstrahlung im Referenz- und Prognosezeitraum. Dieser Punkt beinhaltet auch die Frage nach der optimalen Zeitdauer des Referenzzeitraumes: bei Vorliegen langfristiger Trends können unterschiedlich lange Referenzzeiträume das Ergebnis eines SRA signifikant beeinflussen. Eine Quantifizierung der auftretenden Strahlungs-Trends in der Vergangenheit sowie die Bestimmung einer geeigneten Zeitdauer für den Referenzzeitraum werden daher in Kapitel 3 untersucht. Die Auswirkungen dieser Trends und der Verwendung unterschiedlicher Zeiträume für den Referenzzeitraum auf den prognostizierten Ertrag und die Unsicherheiten von Ertragsprognosen werden dann in Kapitel 4 näher analysiert.

1.3 Statistische Kennzahlen und Methodik zur Abschätzung von Unsicherheiten

1.3.1 Bewertung von Zeitreihen der Solarstrahlung und des Energieertrags an einzelnen Standorten

Zur Bewertung der Qualität von modellierten Solarstrahlungsdaten oder simulierten Erträgen von PV-Anlagen existiert eine Vielzahl von möglichen statistischen Kennzahlen. Eine gute Übersicht zu diesem Thema findet sich etwa in Beyer u. a. (2009) oder Gueymard (2014). Auf diesen Veröffentlichungen basieren auch die angegebenen Formeln zur Berechnung der statistischen »Fehlermaße« in diesem Abschnitt. Die Benennung der Variablen orientiert sich an Gueymard (2014) mit den beobachteten Datenpunkten o_i , den prognostizierten Datenpunkten p_i und der Anzahl der Datenpunkte N .

Für die Bestimmung der langfristigen Unsicherheiten im Rahmen eines SRA ist zunächst die mittlere Abweichung einer Datenquelle oder eines Modells von Bedeutung, da diese sich direkt in die Ergebnisse des SRA fortpflanzt. Als Kennzahl hierfür hat sich die »mean bias deviation« / mittlere systematische Abweichung (MBD) etabliert:

$$MBD = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (p_i - o_i) \quad (1.2)$$

Die »standard deviation« / Standardabweichung (SD), die »root mean square deviation« / Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung (RMSD) und die »mean absolute deviation« / mittlere absolute Abweichung (MAD) können zur Beurteilung der Streuung von Einzelwerten innerhalb einer Zeitreihe verwendet werden:

$$SD = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N (p_i - o_i)^2 - \left[\sum_{i=1}^N (p_i - o_i) \right]^2}}{N} \quad (1.3)$$

$$RMSD = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (p_i - o_i)^2} \quad (1.4)$$

$$MAD = \frac{\sum_{i=1}^N |p_i - o_i|}{N} \quad (1.5)$$

Im Gegensatz zur RMSD und SD gewichtet die MAD Ausreißer weniger stark, da ihre Abweichungen nicht quadratisch in das Ergebnis eingehen. Die MAD kann daher als robustes Maß für die Abweichungen der Einzelwerte angesehen werden.

Durch Umformung kann die RMSD auch als Kombination von MBD (als systematische Abweichung) und SD (als statistische Abweichung) dargestellt werden (Beyer u. a. 2009, Gleichung 2.5):

$$RMSD = \sqrt{MBD^2 + SD^2} \quad (1.6)$$

Alle Gleichungen sind zunächst für die absoluten Größen gegeben. Sofern nicht abweichend angegeben, erfolgt in der vorliegenden Arbeit die Berechnung von relativen Werten jeweils durch Normierung auf den Mittelwert der beobachteten Datenpunkte.

1.3.2 Methodik zur Abschätzung von Unsicherheiten

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Ableitung von (langfristigen) Unsicherheiten für ein SRA beziehungsweise eine Ertragsprognose an einem beliebigen Standort. Die Menge der potentiellen Abweichungen an allen möglichen Standorten kann damit als Grundgesamtheit angesehen werden. Allerdings stehen nicht für alle diese potentiellen Standorte Messdaten zur Verfügung. Grundgedanke bei der Anwendung der statistischen Kennzahlen über eine Stichprobe von Standorten, an denen solche Messdaten zur Verfügung stehen, ist die Ermittlung einer »typischen« oder »zu erwartenden« relativen Abweichung zwischen prognostizierter und gemessener Größe an einem beliebigen Einzelstandort für eine bestimmte Datenquelle oder ein bestimmtes Modell (siehe dazu z.B. auch Lange 2003; Šúri und Cebecauer 2014; Gueymard 2015).

Dazu wird zunächst für jeden untersuchten Standort die relative MBD errechnet (bzw. der Literatur entnommen). Dies ermöglicht eine Bewertung der Abweichungen über Standorte

mit unterschiedlichen Skalenniveaus. Durch Ersetzung des Terms $p_i - o_i$ in den in [Unterabschnitt 1.3.1](#) gegebenen Formeln mit den relativen MBD_i der Standorte i bis N , können dann Kennzahlen zur Beurteilung der empirischen Verteilung der Abweichungen über alle untersuchten Standorte gebildet werden. Zur Unterscheidung von den Kennzahlen für Einzelstandorte werden die empirischen Kennzahlen der Stichprobe mit einem Überstrich gekennzeichnet. Die empirische MAD der $MBDs$ einer Stichprobe von Standorten wird damit beispielsweise als \overline{MAD} bezeichnet. Da durch die Ersetzung des Terms in [Gleichung 1.2](#) die \overline{MBD} dem arithmetischen Mittelwert der Stichprobe entspricht, wird sie im Text auch als »Mittel« oder »Mittelwert« bezeichnet.

Neben den in [Unterabschnitt 1.3.1](#) genannten Kennzahlen, wird für die Charakterisierung der empirischen Verteilung der MBD in einer Stichprobe auch das Minimum, das Maximum und die Spannweite angegeben.

Kritisch zu bemerken bei diesem Vorgehen ist die Tatsache, dass die untersuchten Stichproben nicht repräsentativ für alle möglichen Standorte und Klimabedingungen sein können. Mit Hilfe der hier abgeleiteten Kennzahlen kann daher lediglich eine allgemeine Einschätzung zu den auftretenden Unsicherheiten gegeben werden. Diese Unsicherheiten sollten im Rahmen einer konkreten Ertragsprognose bzw. eines SRA auf den spezifizierten Standort und das zu untersuchende PV -System angepasst werden.

1.4 Unsicherheiten von Solarstrahlungsmessungen

Zur Abschätzung der Unsicherheiten von $SRAs$ und Ertragsprognosen ist ein Verständnis der Unsicherheiten von Strahlungsmessungen unerlässlich. Messunsicherheiten wirken sich direkt auf Vergleiche und Validierungen etwa von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten, aber auch auf Modellvalidierungen für die Umrechnung der GHI in die $GPOA$ sowie auf alle weiteren im Rahmen von Ertragsprognosen vorgenommenen Rechenschritte aus. Die Quellen der Unsicherheit von Strahlungsmessungen sind sehr vielfältig (siehe z. B. Stoffel u. a. 2010; World Meteorological Organization 2012; Vuilleumier u. a. 2014; Sengupta u. a. 2015). Derzeit hat sich noch keine einheitliche Vorgehensweise zur Berücksichtigung aller Unsicherheitsquellen etabliert. Ein Standardvorgehen zur dynamischen Bestimmung der Unsicherheiten über unterschiedliche zeitliche Skalen existiert zudem nicht.

Gueymard und Myers (2009) bezeichnen die indirekte Messung der GHI als die Methode, die die geringsten Unsicherheiten aufweist. Dabei wird die »direct normal irradiance« / Direktstrahlung normal zur Sonne (DNI) mit Hilfe eines Pyrheliometers gemessen. Die DIF wird über ein mit einem Schattenring versehenes Pyranometer gemessen. Durch geometrische Umrechnung der DNI in die DHI und Addition beider Komponenten wird daraus dann die GHI errechnet. Mit Ausnahme der in [Kapitel 4](#) verwendeten Referenzzellen-Messungen, wurden jedoch alle in dieser Arbeit untersuchten Globalstrahlungs-Messdaten direkt mit Pyranometern gemessen. Die folgende Analyse der Unsicherheiten bezieht sich daher auf die direkte Messung der GHI mittels Pyranometer. Die Unsicherheit der Messung mit Silizium-Referenzzellen wird in [Kapitel 4](#) diskutiert.

Reda (2011) zeigt, dass die Unsicherheit aus der Kalibrierung des Pyranometers die anderen Unsicherheitsquellen dominiert. Entsprechend der im »Guide to the expression of uncertainty in measurement« gegebenen Kategorisierung wird eine Standardunsicherheit

vom »Typ B« (siehe Joint Committee for Guides in Metrology 2008a) in Höhe von 2,1 % angegeben. Durch Berücksichtigung winkelabhängiger Kalibrierfaktoren kann diese auf 1,4 % reduziert werden. In Gueymard und Myers (2009) werden als wesentliche Einflussgrößen der Unsicherheit die Winkelabhängigkeit und der thermische Offset des Pyranometers identifiziert, jedoch für eine detaillierte Berücksichtigung noch nicht ausreichend quantifiziert. Gueymard und Wilcox (2011) nehmen eine systematische Unsicherheit von 2 % über alle Messzeitpunkte an. Strobel u. a. (2009) berücksichtigen bei der Abschätzung der Messunsicherheiten signalabhängige und signalunabhängige Terme. Bei Annahme einer perfekten Korrelation beider Terme wird eine Messunsicherheit von $\pm (3,10 \% + 5,12 \text{ W/m}^2)$ angegeben. Das Datenerfassungssystem ist dabei mit einem Offset von $\pm 4,02 \text{ W/m}^2$ für den überwiegenden Teil der signalunabhängigen Unsicherheit verantwortlich. In Sengupta u. a. (2015) werden Messunsicherheiten der GHI für Feldmessungen von $\pm 3,0 \%$ bei Einfallswinkeln von 30° bis 60° und von $\pm 7 \%$ bis $\pm 10 \%$ für Einfallswinkel größer 60° angegeben. Die World Meteorological Organisation (WMO) gibt die erreichbare erweiterte Messunsicherheit mit 3 % für Stunden- und 2 % für Tagessummen an (World Meteorological Organization 2012, Tabelle 7.5). »Calibration errors« werden aus dieser Angabe ausgeschlossen (siehe World Meteorological Organization 2012, Abschnitt 7.3.2.5). Das Baseline Surface Radiation Network (BSRN) stellt das weltweite Strahlungsmess-Netzwerk mit den zur Zeit höchsten Qualitätsansprüchen für die Strahlungsmessung dar (Ohmura, Gilgen, u. a. 1998). Die Zielgrößen zur Unsicherheit liegen derzeit bei 0,5 % für die DNI und bei 2 % für die GHI und die DIF (McArthur 2005). In Vuilleumier u. a. (2014) wird exemplarisch die Messunsicherheit der BSRN-Station Payerne untersucht. Die tatsächlich erreichbaren Messunsicherheiten einer nach BSRN-Standard betriebenen Messstation werden hier auf 1,8 % bis 2,4 % für GHI und DIF sowie auf etwa 1,5 % für die DNI geschätzt. Die Angaben beziehen sich auf Minutenwerte unter Bedingungen mit hohen Einstrahlungen. Bei kleineren Einstrahlungswerten ergeben sich höhere Unsicherheiten, was im Wesentlichen auf das Datenerfassungssystem zurückgeführt wird.

Für SRAs und die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit sind in erster Linie die Messunsicherheiten über längere Zeiträume, z.B. Jahressummen oder -mittelwerten von Bedeutung. Das Vorliegen signal- und winkelabhängiger Unsicherheiten führt dazu, dass sich die über ein Jahr integrierten Unsicherheiten von Strahlungsmessungen je nach den meteorologischen Gegebenheiten von Standort zu Standort und von Jahr zu Jahr unterscheiden. Da in dieser Arbeit allerdings lediglich externe Pyranometer-Messungen sowie Angaben aus der Literatur verwendet werden, ist eine detaillierte Abschätzung der Unsicherheiten für jede Einzelmessung nicht möglich. Zur Ermittlung standortspezifischer Messunsicherheiten wird hier daher der Ansatz von Strobel u. a. (2009) aufgegriffen, um eine einfache Abschätzung der zu erwartenden monatlichen und jährlichen Unsicherheiten von GHI-Messungen zu ermöglichen. Die Unsicherheiten werden dabei im Folgenden exemplarisch für die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Messungen des Deutschen Wetterdienst (DWD) berechnet (siehe Abschnitt 2.1 für Details zu den Messstationen und Daten).

Während in Strobel u. a. (2009) die Unsicherheiten für ein »worst case« Szenario ermittelt werden, sollen hier die typisch auftretenden Unsicherheiten untersucht werden. Für signalunabhängige Faktoren, wie etwa Offsets des Datenerfassungssystems oder nicht korrigierte thermische Offsets des Pyranometers, wird eine Standardunsicherheit von 5 W/m^2 angenommen. Die signalabhängige Standardunsicherheit wird auf 0,5 % geschätzt (entsprechend

Zeitraum	Arkona %	Fichtelberg %	Hohenpeißenberg %
Januar	6,1	3,9	3,1
Februar	3,9	2,9	2,4
März	2,4	2,6	2,1
April	1,9	2,0	1,9
Mai	1,7	1,9	1,8
Juni	1,6	1,9	1,8
Juli	1,7	1,9	1,7
August	1,8	1,9	1,7
September	2,2	2,5	1,9
Oktober	3,1	3,1	2,5
November	5,6	4,2	3,2
Dezember	7,3	4,9	3,5
Jahr	2,3	2,4	2,0

Tabelle 1.2: Geschätzte mittlere Standard-Unsicherheiten für Globalstrahlungsmessungen des DWD.

einer Unsicherheit von 5 W/m^2 bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2). Beide Bestandteile werden als normalverteilt und unkorreliert angesehen. Die Berechnung und Kombination der Unsicherheiten mittels klassischer Fortpflanzung erfolgt für jeden Zeitschritt der vorliegenden Datenreihe. Anschließend werden die absoluten Unsicherheiten summiert und die relativen Unsicherheiten durch Normierung auf die jeweilige Strahlungssumme im entsprechenden Zeitraum berechnet.

Tabelle 1.2 zeigt die kombinierte mittlere monatliche und jährliche relative Standardunsicherheit beispielhaft für die Stationen Arkona (Nordosten Deutschlands), Fichtelberg (Mitte Deutschlands, Mittelgebirgslage) und Hohenpeißenberg (Süden Deutschlands). Die Unsicherheiten dieser drei Standorte bilden die gesamte Bandbreite der berechneten Unsicherheiten über alle 15 untersuchten Standorte ab. Der Verlauf der Unsicherheiten in den einzelnen Monaten sowie die jährlichen Unsicherheiten unterscheiden sich entsprechend der meteorologischen Bedingungen am Standort. Sie entsprechen damit den Erwartungen und vom saisonalen Verlauf den in Gueymard und Myers (2009, Abbildung 4) gezeigten Abweichungen einer direkten Messung gegenüber der optimalen indirekten Messung. Die jährlichen Unsicherheiten unterscheiden sich allerdings von Standort zu Standort nicht deutlich. Für die in dieser Arbeit untersuchten Standorte in Deutschland wird daher von einer generalisierten Messunsicherheit der GHI von etwa 2,0 % bis 2,5 % ausgegangen.

Kapitel 2

Unsicherheiten bei der Bestimmung der Solarstrahlung im Referenzzeitraum

2.1 Unsicherheiten von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten

Ziel dieses Abschnitts ist die Bestimmung der Unsicherheiten von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten im Vergleich zur »wahren« Solarstrahlung im Referenzzeitraum für einen beliebigen potentiellen Standort. Die Beurteilung der einzelnen Datenquellen erfolgt dabei aus »Anwenderperspektive«, da in der Regel bei der Erstellung von Ertragsprognosen Daten von externen Anbietern verwendet werden. Vergleichbar zur Methodik bei der Erstellung von Ertragsprognosen (siehe [Abschnitt 1.1](#)), verwenden Verfahren zur Ableitung von Solarstrahlungsdaten aus Satellitendaten ebenfalls eine Kette von Modellen und Eingangsparametern (die darüber hinaus in unterschiedlicher räumlicher und zeitlicher Auflösung vorliegen können). Eine umfassende Charakterisierung der Unsicherheiten einzelner Satellitendatenquellen würde damit die räumliche und zeitliche Quantifizierung und Kombination der Unsicherheiten dieser Modelle, deren Eingangsdaten und der verwendeten Parameter erfordern (siehe z.B. Cebecauer, Šúri, und Gueymard 2011). Bis heute wird eine solche umfassende standortspezifische Unsicherheits-Quantifizierung von keinem Anbieter satellitenbasierter Strahlungsdaten durchgeführt bzw. angeboten (vergleiche dazu z.B. auch Beyer u. a. 2009).

In Ermangelung einer flächendeckenden Unsicherheits-Quantifizierung kann eine Abschätzung der auftretenden Unsicherheiten im Rahmen der vorliegenden Arbeit lediglich auf der Basis von »Stichproben«-Standorten erfolgen, für die qualitativ hochwertige Strahlungsmessungen vorliegen. Der Schwerpunkt bei der Bewertung der verschiedenen Datenquellen liegt dabei auf einer Analyse der auftretenden **MBDs** der **GHI** an diesen Standorten. Die nach [Unterabschnitt 1.3.2](#) aus den **MBDs** berechneten Kennzahlen können dann zur Abschätzung der Unsicherheiten durch mögliche Abweichungen zwischen satellitenbasierter **GHI** und »wahrer« **GHI** im Referenzzeitraum herangezogen werden. Auf dieser Basis lassen sich allerdings nur generelle Aussagen zu den Unsicherheiten einzelner Satellitendatenquellen treffen. Im Rahmen einer konkreten Ertragsprognose sollten diese Analysen durch den Vergleich der verwendeten Datenquelle mit anderen Datenquellen (z.B. auch nahe gelege-

nen Bodenmessstationen) vertieft werden (siehe Beyer u. a. 2009, Kapitel 4). Auftretende Abweichungen bei der DIF werden bereits in diesem Abschnitt quantifiziert, die aus diesen Abweichungen resultierenden Unsicherheiten werden allerdings erst in Abschnitt 2.2 näher analysiert.

Es existiert eine Vielzahl von Anbietern und Datenquellen zu satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten. Eine exzellente Übersicht und Analyse der Abweichungen dieser Quellen gegenüber sehr guten Bodenmessdaten findet sich in den Arbeiten von Ineichen (Ineichen 2011a, 2013a,b). Im folgenden Abschnitt sollen daher zunächst diese Ergebnisse aufgegriffen und interpretiert werden, um im darauf folgenden Abschnitt eigene Validierungen mit Hilfe von Messdaten des DWD vorzunehmen.

2.1.1 Vergleich verschiedener Datenquellen

In Ineichen (2013b) werden 13 vorwiegend satellitenbasierten Datenquellen mit Bodenmessungen an 18 europäischen Standorten verglichen. Details zu den Standorten, zur Quelle der Messdaten und den verwendeten Instrumenten finden sich in Ineichen (2013b, Abschnitt 2). Angaben zu den untersuchten Datenquellen finden sich in Abschnitt 3 der Veröffentlichung. Die Maßnahmen zur zusätzlichen Qualitätskontrolle durch den Autor sind in Abschnitt 5 beschrieben.

Tabelle 2.1 zeigt die in Unterabschnitt 1.3.2 erläuterten statistischen Kenngrößen für die von Ineichen ermittelten relativen MBDs der GHI aller Standorte. Einige Kennzahlen wie z.B. die \overline{SD} sind bereits in der Originalquelle gegeben. Abweichungen zu den in der vorliegenden Arbeit gezeigten Werten lassen sich auf die Tatsache zurückführen, dass im Original die mittleren Prozentangaben auf Basis der Absolutwerte berechnet wurden¹, während die Basis für die hier durchgeführten Berechnungen die prozentualen Angaben bilden. Unter der Bezeichnung der Datenquelle ist jeweils der Zeitraum der aus dieser Datenquelle verfügbaren Daten angegeben².

Die statistischen Kenngrößen zeigen deutliche Unterschiede in der Qualität der untersuchten Strahlungsdatenquellen auf. Die \overline{MBD} zwischen modellierter und gemessener GHI liegt für viele Datenquellen im Bereich von $\pm 1\%$, während andere Datenquellen wie der »European Solar Radiation Atlas« (ESRA) oder Daten des »World Radiation Data Center« (WRDC) negative \overline{MBD} s von mehreren Prozent aufweisen. Dies ist umso bemerkenswerter, als die beiden genannten Datenquellen entweder direkt Bodenmessdaten liefern (WRDC) oder auf diesen basieren (ESRA: Bodenmessungen in Kombination mit Satellitendaten). Zu beachten ist allerdings, dass die verfügbaren Zeiträume der einzelnen Datenquellen nicht in jeden Fall dem Zeitraum der zur Verfügung stehenden Messdaten (2004 - 2010) entsprechen. Tatsächlich weisen alle Datenquellen, deren Referenzzeiträume vor dem Messzeitraum liegen (ESRA, WRDC, MN 7, Satellight, Retscreen) eine Unterbewertung der bodengemessenen GHI bei zum Teil geringer \overline{SD} und \overline{RMSD} auf (siehe z.B. MN7). Mögliche Ursache dieser Unterbewertung sind langfristige Strahlungstrends, die zu zeitabhängigen Veränderungen mehrjähriger Mittelwerte der GHI führen können (siehe Kapitel 3).

¹P. Ineichen, Persönliche Mitteilung per E-Mail vom 08.06.2015

²die Angabe zur Datenverfügbarkeit für PVGIS-CM SAF fehlt in der Originalquelle; die Angabe wurde daher Huld u. a. (2012) entnommen.

Tabelle 2.1: Vergleich verschiedener Datenquellen mit Bodenmessungen der **GHI** an 18 europäischen Standorten in den Jahren 2004 bis 2010. Die statistischen Kenngrößen wurden aus den prozentualen Angaben zur **MBD** der **GHI** der untersuchten Einzelstandorte in Ineichen (2013b, Tabelle IV, S. 31) berechnet und sind in Prozent gegeben. Die Datenquellen sind nach der berechneten **RMSD** aufsteigend geordnet.

Datenquelle (Zeitraum)	\overline{MBD}	\overline{SD}	\overline{RMSD}	\overline{MAD}	Min	Max	Spannweite
SolarGIS (2004 – 2011)	−0,3	2,4	2,4	1,9	−4,2	4,2	8,4
Heliomont (2006 – 2011)	0,4	3,4	3,4	3,0	−4,8	5,9	10,7
MN 7 (1980 – 2000)	−2,4	2,5	3,5	3,1	−6,3	2,1	8,4
EnMetSol (2004 – 2011)	−0,9	3,7	3,8	3,1	−8,3	5,2	13,5
PVGIS-CM SAF (1998 – 2011)	0,6	4,2	4,3	3,4	−9,2	9,4	18,6
Solemi (2004 – 2011)	1,5	4,7	4,9	4,1	−13,2	7,3	20,5
WRDC (1981 – 1993)	−4,0	3,0	5,0	4,4	−8,4	1,0	9,4
Helioclim (2004 – 2011)	1,6	4,9	5,1	4,0	−6,4	11,5	17,9
IrSOLaV (2006 – 2011)	0,1	5,4	5,4	3,5	−17,6	5,3	23,9
Satellite (1996 – 2000)	−1,7	5,3	5,9	5,0	−17,5	6,0	23,5
NASA-SSE (1983 – 2005)	−2,4	5,4	5,6	4,0	−9,8	9,1	18,9
ESRA (1981 – 1990)	−4,6	3,8	5,9	5,2	−12,3	4,3	16,6
RetScreen (1961 – 1990)	−3,0	5,2	6,0	4,9	−15,0	9,2	24,2

Für die Datenquellen SolarGIS, Heliomont, EnMetSol, PVGIS-CM SAF und IrSOLaV liegt die \overline{MBD} innerhalb von $\pm 1\%$. Diese Datenquellen weisen damit keine signifikante systematische Abweichung auf. Die deutlich beste Übereinstimmung mit den Bodenmessungen im Hinblick auf die Streuung der \overline{MBD} an den einzelnen Standorten zeigt allerdings die Datenquelle SolarGIS: \overline{SD} , \overline{RMSD} , \overline{MAD} und Spannweite weisen für diese Datenquelle die besten Werte auf.

Die sehr gute Übereinstimmung von SolarGIS sowie systematische Abweichungen bei den älteren Datenquellen werden auch im Histogramm der \overline{MBDs} in **Abbildung 2.1** deutlich.

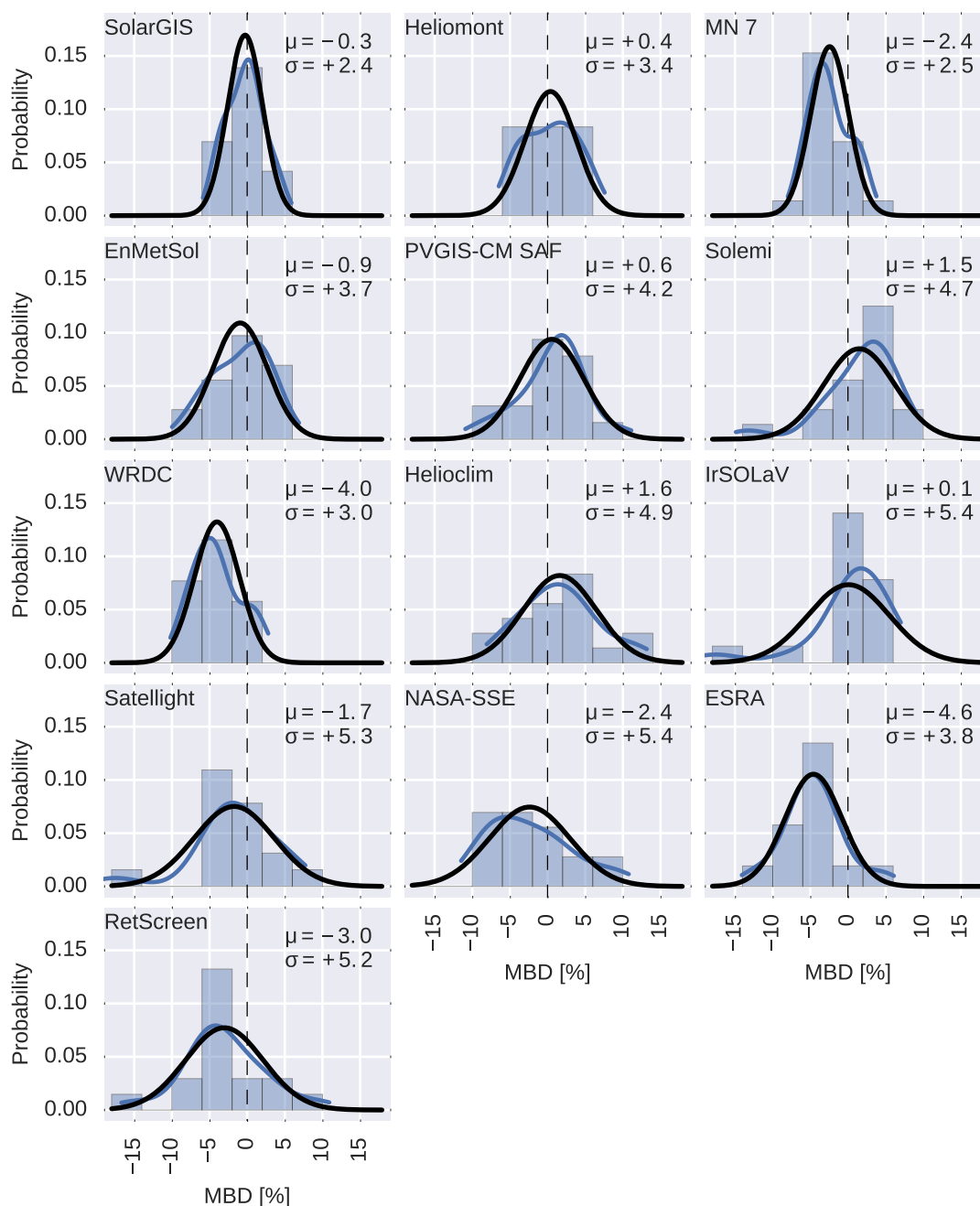


Abbildung 2.1: Histogramm der MBDs für die einzelnen Datenquellen nach Ineichen (2013b, Tabelle IV, S. 31). Neben einem Kerndichteschätzer (blaue Linie) ist eine auf den Werten basierende Normalverteilung für jede Datenquelle als schwarze Linie gegeben. Zudem sind Mittelwert und Standardabweichung der Normalverteilung gegeben.

Während nach [Abbildung 2.1](#) die MBDs für SolarGIS annähernd normalverteilt zu sein scheinen und einen deutlichen Modus um Null aufweisen, zeigt sich etwa bei Heliomont (als zweitbeste Datenquelle in Bezug auf die [RMSD](#)) eine eher rechteckige Verteilung. Die Verteilung bei älteren Datenquellen, wie etwa WRDC scheint wiederum annähernd

Tabelle 2.2: Vergleich verschiedener Datenquellen mit Bodenmessungen der **DIF** an 18 europäischen Standorten in den Jahren 2004 bis 2010. Die statistischen Kenngrößen wurden aus den prozentualen Angaben zur **MBD** der **DIF** der untersuchten Einzelstandorte in Ineichen (2013b, Tabelle a-Id, S. 53) berechnet und sind in Prozent gegeben. Die Datenquellen sind nach der berechneten **RMSD** aufsteigend geordnet.

Datenquelle	\overline{MBD}	\overline{SD}	\overline{RMSD}	\overline{MAD}	Min	Max	Spannweite
SolarGIS (2004 – 2011)	5,5	5,4	7,7	6,6	–4	16	20
EnMetSol (2004 – 2011)	0,9	8,7	8,7	6,6	–25	11	36
Heliomont (2006 – 2011)	3,5	8,4	9,1	7,1	–15	19	34
Helioclim (2004 – 2011)	–9,6	8,7	12,9	10,9	–32	9	41
IrSOLaV (2006 – 2011)	2,6	16,0	16,2	11,4	–28	44	72
Solemi (2004 – 2011)	24,8	6,2	25,6	24,8	12	38	26

normalverteilt zu sein, weist allerdings eine signifikante Verschiebung zu negativen **MBDs** auf.

Für eine Teilmenge der zur **GHI** untersuchten Datenquellen, wurden in Ineichen (2011b) auch die Abweichungen der **DIF** gegenüber den Bodenmessungen untersucht. Die Kennzahlen zu den untersuchten Datenquellen für die **DIF** sind in **Tabelle 2.2** dargestellt.

Im Vergleich zu den Kenngrößen der **GHI**, fallen die Abweichungen bei der **DIF** deutlich größer aus. Während SolarGIS auch hier die besten Kenngrößen bei der \overline{SD} , \overline{RMSD} und der \overline{MAD} aufweist, liegt die \overline{MBD} der prognostizierten **DIF** allerdings bei 5,5 %. Andere Datenquellen, wie etwa EnMetSol zeigen hier deutliche geringere Abweichungen.

Da die bisherigen Analysen zeigen, dass es sich bei SolarGIS um eine der besten Datenquellen handelt und diese Datenquelle vorrangig bei den am Fraunhofer ISE erstellten Ertragsprognosen eingesetzt wird, sollen die Unsicherheiten dieser Datenquelle im folgenden Abschnitt noch näher analysiert werden.

2.1.2 Abweichungen von SolarGIS im Vergleich zu Bodenmessungen des DWD

Verfügbare Daten und Datenfilterung

Der **DWD** misst die Global- und Diffusstrahlung horizontal an etwa 30 Messstationen in Deutschland. Für einige dieser Stationen stehen Daten für mehr als 50 Jahre zur Verfügung; in der Station Potsdam wird die Solarstrahlung sogar seit mehr als 70 Jahren gemessen. Von Beginn an werden Pyranometer zur Messung verwendet. Die Pyranometer zur Messung der

Tabelle 2.3: Angaben zu den zur Verfügung stehenden Messstationen.

Messstation (Kürzel)	WMO Stations-Nr.	Breite	Länge	Höhe	Messbeginn
Arkona (Ark)	10091	54°41' N	13°26' O	42 m	04/1981
Braunschweig (Bra)	10348	52°18' N	10°27' O	83 m	07/1962
Chemnitz (Che)	10577	50°48' N	12°52' O	418 m	03/1981
Fichtelberg (Fic)	10578	50°26' N	12°57' O	1219 m	05/1958
Fürstencell (Für)	10893	48°35' N	13°28' O	412 m	03/1979
Hamburg (Ham)	10147	53°38' N	10°0' O	14 m	07/1949
Hohenpeißenberg (Hoh)	10962	47°48' N	11°1' O	990 m	01/1953
Lindenberg (Lin)	10393	52°13' N	14°7' O	122 m	01/1981
Mannheim (Man)	10729	49°31' N	8°33' O	106 m	01/1979
Potsdam (Pot)	10379	52°22' N	13°5' O	107 m	01/1937
Stuttgart (Stu)	10739	48°50' N	9°12' O	318 m	10/1979
Trier (Tri)	10609	49°45' N	6°40' O	278 m	01/1964
Weihenstephan (Wei)	10863	48°24' N	11°42' O	472 m	01/1961
Würzburg (Wür)	10655	49°46' N	9°58' O	275 m	05/1957
Zinnwald (Zin)	10582	50°44' N	13°45' O	877 m	01/1981

Diffusstrahlung sind dabei mit einem Schattenband ausgestattet. Da das Schattenband mehr als die tatsächliche Fläche der Sonne bedeckt, werden die Messdaten zur Diffusstrahlung mit Hilfe eines Standardverfahrens (World Meteorological Organization 2012) korrigiert.

Tabelle 2.3 listet die im Rahmen der vorliegenden Arbeit zur Verfügung stehenden Messstationen zusammen mit ihrer WMO Stations-Nummer, geografischen Koordinaten und dem Zeitpunkt des Beginns der Messung auf.

Die Einstrahlungsdaten sind in stündlicher Auflösung gespeichert. GHI-Daten sind für diese Untersuchung von 1951 (oder vom Messbeginn) bis zum Jahr 2010 verfügbar. Messdaten zur DIF liegen von 1991 bis 2010 vor. Alle Daten unterliegen einer Qualitätsprüfung durch den DWD; fehlerhafte Messwerte wurden aus der Zeitreihe entfernt.

Im vorliegenden Abschnitt werden die Messdaten der Jahre 2005 bis 2009 verwendet und mit Satellitendaten des gleichen Zeitraums verglichen. In Kapitel 3 werden Daten eines Teils der Standorte darüber hinaus zur Bestimmung von langfristigen Trends verwendet.

Um Messfehler auszuschließen, wurden zusätzliche Filtermethoden angewendet, die auf den in Younes u. a. (2005) und Journée und Bertrand (2011) genannten Verfahren beruhen. Für den Hüllkurven-Qualitätstest (siehe Journée und Bertrand 2011, Abschnitt 2.4) wurde eine vereinfachte Methodik angewandt: Zunächst wird der Clearness Index

$$K_t = GHI/E \quad (2.1)$$

berechnet, wobei E die extraterrestrische Strahlung auf die horizontal Ebene ist. Anschließend wird als Basiswert der Hüllkurve der Diffusstrahlungs-Anteil mit Hilfe des Dekompositions-Modells von Erbs u. a. 1982 berechnet. Um die Einhüllende zu konstruieren, wird die durch das Modell von Erbs vorgegebene Kurve um $\pm 0,2$ Punkte in Richtung

Tabelle 2.4: MBDs sowie darauf aufbauende statistische Kenngrößen von SolarGIS im Vergleich zu DWD-Bodenmessdaten. Alle Angaben sind in Prozent gegeben.

Messtation	GHI	DIF
Arkona	-2,4	9,6
Braunschweig	0,5	7,5
Chemnitz	-2,6	7,4
Fichtelberg	-0,1	12,4
Fürstenzell	0,0	8,4
Hamburg	1,5	10,9
Hohenpeißenberg	-0,9	0,5
Lindenberg	-4,4	7,2
Mannheim	0,1	10,2
Potsdam	-2,4	11,1
Stuttgart	-0,5	7,7
Trier	1,1	9,4
Weihenstephan	-0,9	1,7
Würzburg	0,5	6,2
Zinnwald	0,1	10,8
\overline{MBD}	-0,7	8,1
\overline{SD}	1,6	3,3
\overline{RMSD}	1,7	8,7
\overline{MAD}	1,2	8,1
Min	-4,4	0,5
Max	1,5	12,4
Spannweite	5,9	11,9

der x- (Clearness Index) und y-Achse (Diffusstrahlungs-Anteil) verschoben, wobei die physikalischen Grenzen

$$K \geq 0.0, K_t \leq 1.0 \quad (2.2)$$

berücksichtigt werden. Alle Messwerte außerhalb der so gebildeten Hüllkurve werden ausgeschlossen. Durch dieses Vorgehen, werden Messungen mit physikalisch nicht sinnvollen Korrelationen (wie zum Beispiel hoher Clearness Index bei gleichzeitig hohem Diffusstrahlungs-Anteil) aus den Daten entfernt.

Für den Vergleich mit den in viertelstündlicher Auflösung vorliegenden Satellitendaten, werden zunächst aus den Satellitendaten Stundenwerte generiert. Stunden, für die keine Messdaten vorliegen oder die aufgrund der Filterung ausgeschlossen wurden, werden aus beiden Zeitreihen ausgeschlossen.

Auftretende Abweichungen und statistische Kennzahlen

Zur Analyse werden zunächst die MBDs für die GHI und die DIF an allen untersuchten Standorten berechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnung sowie die nach [Unterabschnitt 1.3.2](#) berechneten statistischen Kennzahlen zeigt [Tabelle 2.4](#).

Die Ergebnisse für die **GHI** bestätigen danach die auf Basis von Ineichen (2013b) berechneten Werte (siehe [Tabelle 2.1](#)). Für die Streuung der **MBDs** an den einzelnen Standorten ergibt sich sogar nochmals eine Verbesserung. Für die **DIF** ergibt sich hingegen im Vergleich zu den Ergebnissen nach Ineichen (2013b) eine Verschlechterung der \overline{MBD} (siehe [Tabelle 2.2](#)). Mit Ausnahme der Standorte Hohenpeißenberg und Weihenstephan wird die **DIF** an den Standorten um jeweils mehr als 6 % überschätzt. Während diese offenbar systematische Abweichung zunächst keine direkte Auswirkung auf die abzuschätzenden Unsicherheiten für die Einstrahlung in die horizontale Ebene hat, kann sie jedoch die Ergebnisse der Umrechnung in die **GPOA** beeinflussen. Die entsprechenden Auswirkungen und resultierenden Unsicherheiten bei der Umrechnung in die **GPOA** werden daher in [Abschnitt 2.2](#) noch näher analysiert.

2.1.3 Zusammenfassung und Fazit

Die Abweichungen von mehrjährigen Mittelwerten der **GHI** aus der Datenquelle SolarGIS im Vergleich zu sehr guten Bodenmessungen liegen im Mittel über die hier untersuchten Standorte unter $\pm 1\%$. Sie weisen daher keine signifikanten systematischen Abweichungen gegenüber den mehrjährigen Mittelwerten der betrachteten Messdaten auf.

Die Abweichungen an einzelnen Standorten können auf Basis der hier vorgenommenen Analysen als normalverteilt angesehen werden. Die \overline{SD} liegt in einem Bereich von etwa 1,5 % bis 2,5 %. Diese Werte liegen unter der vom Anbieter der Daten angegebenen Standardabweichung für die **GHI** von 3 % (Šúri und Cebecauer 2014). Zu beachten ist, dass die **MBD** an Einzelstandorten und damit die \overline{SD} durch die jeweiligen Unsicherheiten der Bodenmessung beeinflusst sind. Diese wurden in [Abschnitt 1.4](#) für die Messstationen des **DWD** ebenfalls auf etwa 1,5 % bis 2,5 % geschätzt. Eine ähnliche Größenordnung ist auch für die weiteren hier untersuchten Messdaten zu erwarten. Damit erscheint eine zusätzliche Berücksichtigung der Messunsicherheiten zur Ermittlung der »User's uncertainty« (also der kombinierten Unsicherheit gegenüber dem »wahren« Werte) wie in Šúri und Cebecauer (2014) nicht sinnvoll.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu berücksichtigen, dass alle in der vorliegenden Arbeit verwendeten Messdaten grundsätzlich auch den Anbietern von Satellitendaten zur Verfügung stehen. Sie werden sehr wahrscheinlich auch zur Entwicklung und Anpassung der jeweiligen Modelle verwendet. Die zur Validierung verwendeten Messdaten sind damit nicht unabhängig. Die berechneten \overline{SD} können daher nur eingeschränkt zur Abschätzung von Unsicherheiten an beliebigen (unabhängigen) Standorten herangezogen werden. Die Unsicherheit bei der Bestimmung der **GHI** im Referenzzeitraum auf Basis von SolarGIS wird daher wie vom Anbieter der Daten in Šúri und Cebecauer (2014) angegeben und durch die hier durchgeführten Analysen bestätigt, als normalverteilt mit einer Standardunsicherheit von 3 % angenommen.

Aus Sicht der Anwender von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten wäre es wünschenswert, wenn zukünftig standortspezifische Angaben zur Unsicherheit direkt von den Anbietern der Satellitendaten angegeben würden, die über die besten Informationen zur Abschätzung von lokalen Unsicherheiten verfügen. Aufgrund der Komplexität der Problemstellung existieren solche Angaben allerdings bis heute nicht. Erste Angaben zur Quantifizierung der Unsicherheiten entsprechend einer räumlichen Klassifikation (geografi-

scher Standort bzw. Gebiete mit höherer und niedrigerer Unsicherheit) werden in Šúri und Cebecauer (2014) vorgeschlagen.

2.2 Unsicherheiten bei der Bestimmung der Einstrahlung in Modulebene

Im vorherigen Abschnitt wurden Unsicherheiten bei der Bestimmung des Solarstrahlungspotentials für die horizontale Ebene untersucht. PV-Anlagen steht allerdings die GPOA für die Energieumwandlung zur Verfügung. Während die DHI über geometrische Zusammenhänge in die geneigte Fläche umgerechnet werden kann, sind für die Umrechnung der diffusen Strahlung Modelle entwickelt worden, die je nach Komplexität des Modells eine isotrope oder anisotrope Verteilung der Diffusstrahlung annehmen. Eine gute Übersicht und Beschreibung der verschiedenen Modelle findet sich etwa in Muneer u. a. 2004.

Bei diesen Umrechnungs-Modellen handelt es sich um empirische Modelle, die anhand der GHI und DIF, der Ausrichtung und Neigung der Empfangsfläche und des Sonnenstandes Beziehungen zur Einstrahlung in die geneigte Fläche beschreiben. Die Modelle wurden in der Regel anhand von Messungen an einem oder einigen wenigen Standorten und einiger weniger Kombinationen von Ausrichtung und Neigung entwickelt. Aus diesem Grund variiert die Güte der Anpassung je nach Ausrichtung und Neigung der Empfangsfläche und von Standort zu Standort.

Für SRAs und Ertragsprognosen stehen in der Regel jedoch keine lokalen Strahlungsmessungen zur Verfügung, anhand derer die Parameter der Modelle lokal angepasst bzw. die Qualität des jeweiligen Modells beurteilt werden kann. Um die Unsicherheiten der Modelle für einen beliebigen Standorte ohne lokale Strahlungsmessung einschätzen zu können, sollen daher im Folgenden eine Vielzahl von Standorten mit einer möglichst hohen räumlichen Abdeckung und unterschiedlichen Ausrichtungen und Neigungen untersucht werden. Da solch eine Vielzahl von Messungen an unterschiedlichen Standorten für die vorliegende Arbeit nicht verfügbar ist, stützt sich diese Untersuchung im Wesentlichen auf Literaturangaben.

Neben den Modellunsicherheiten (Unterabschnitt 2.2.1) werden im vorliegenden Abschnitt auch Unsicherheiten betrachtet, die durch die Verwendung von satellitenbasierten Zeitreihen der Solarstrahlung zu Berechnung der GPOA auftreten können (Unterabschnitt 2.2.2).

Mögliche Abweichungen der empirischen Verteilung und des zeitlichen Verlaufs der für den Referenzzeitraum bestimmten Zeitreihe der GPOA (bzw. der Direkt- und Diffusstrahlung in Modulebene) von den »wahren« Werten beeinflussen im Folgenden viele Modellschritte bei der *Simulation des Ertrags* im Referenzzeitraum (siehe Tabelle 1.1) und sind bei diesen Modellschritten als Unsicherheiten zu berücksichtigen. Dies betrifft z.B. die Ermittlung der Verluste durch Verschattung, Reflexionsverluste oder einstrahlungsabhängige Verluste der PV-Module und des Wechselrichters. Die Bestimmung der durch diese Abweichungen auftretenden Unsicherheiten im Rahmen der Systemsimulation ist allerdings nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Die Auswirkungen dieser Abweichungen sind jedoch Bestandteil der Gesamtunsicherheiten von Ertragsprognosen, die in Kapitel 4 durch

einen Vergleich von Prognosen mit langjährigen Strahlungs- und Ertragsmessungen an kommerziell betriebenen PV-Kraftwerken analysiert werden.

2.2.1 Modellvergleiche und Validierungen

Die Beurteilung der Umrechnungs-Modelle erfolgt in der Literatur in der Regel über die **MBD**. Daneben werden die Modelle häufig nach der **RMSD** und über den Korrelationskoeffizienten beurteilt. Da in dieser Arbeit die systematischen Abweichungen über den gesamten Prognosezeitraum quantifiziert werden sollen, erfolgt die Analyse hier anhand der **MBD**.

Neben drei am Fraunhofer ISE durchgeführten Messungen und Modellvergleichen (Reise und Hoefler 1997; Hadek 2010; Kiese 2011) werden in die folgende Literaturstudie alle Veröffentlichungen aufgenommen, die die folgenden Kriterien erfüllen:

- Veröffentlichung in einer wissenschaftlichen Zeitschrift mit Peer-Review
- Verwendung von Messungen über mindestens ein Jahr
- Messung von Global- und Diffusstrahlung horizontal (keine Anwendung von Modellen zur Bestimmung des Diffusstrahlungs-Anteils) sowie der **GPOA** mit Messinstrumenten, die dem »Secondary Standard« der **WMO** (World Meteorological Organization 2012) entsprechen
- Beschreibung und Anwendung einer Qualitätskontrolle, um nicht sinnvolle Messwerte zu eliminieren
- Angabe der relativen **MBD** des Modells bezogen auf die gemessene **GPOA** (bzw. der zur Berechnung der relativen **MBD** notwendigen absoluten Werte)
- Verwendung der ursprünglichen Parameter des veröffentlichten Modells ohne Anpassungen an lokale Messungen

Die formulierten Kriterien wurden dabei mit einer Ausnahme eingehalten: Der von Pierre Ineichen (Ineichen 2011b) durchgeführte Vergleich wurde nicht in einer wissenschaftlichen Zeitschrift publiziert, allerdings aufgrund der Qualität der Publikation und der Reputation des Autors trotzdem eingeschlossen. Auf dieser Basis wurden insgesamt 25 Veröffentlichungen identifiziert, die an 23 Standorten 110 Messungen mit unterschiedlichen Kombinationen aus Ausrichtung und Neigung beschreiben und mit den simulierten Einstrahlungen von diversen Umrechnungs-Modellen vergleichen. Der gesamte Datensatz inklusive nicht berücksichtigter Veröffentlichungen und Angabe der Gründe der Nichtberücksichtigung steht frei zur Verfügung (B. Müller 2016).

Es existieren relativ viele Veröffentlichungen, die die Einstrahlung an Fassaden untersuchen (d.h. die Neigung beträgt 90°). Darüber hinaus werden häufig auch Ausrichtungen entgegen dem Äquator untersucht. Die ermittelten **MBDs** der Umrechnungs-Modelle sind für diese Ausrichtungen und Neigungen tendenziell höher und weisen eine höhere Streuung in den einzelnen Untersuchungen auf (siehe z.B. Hay und McKay 1985; Vartiainen 2000; Ineichen 2011b). Ursächlich hierfür sind zum einen die Unsicherheiten der Modelle selbst, die sich durch den höheren Diffusstrahlungs-Anteil bei solchen Ausrichtungen und Neigungen

stärker auf die auf die Globalstrahlung bezogene relative **MBD** auswirken. Zum anderen sind allerdings auch die auftretenden Messunsicherheiten bei den für diese Ausrichtungen und Neigungen charakteristischen niedrigeren Strahlungsniveaus deutlich höher einzuschätzen (siehe [Abschnitt 1.4](#)). Darüber hinaus sind die Unsicherheiten bei großen Neigungswinkeln durch den stärkeren Einfluss der Annahmen zur Boden-Albedo deutlich höher (Gueymard 2009).

Kommerzielle **PV**-Großanlagen, für die Ertragsprognosen erstellt werden, werden hingegen in der Regel so geplant, dass ihre Module in Richtung Äquator weisen und die Neigung relativ gering ist, um Verluste durch gegenseitige Verschattung zu reduzieren. Im Rahmen der am Fraunhofer ISE erstellten Ertragsprognosen, wurden seit 2012 keine kommerziellen Anlagen mit einer Neigung von mehr als 45° untersucht. Der Anteil der Anlagen mit einer um mehr als $\pm 90^\circ$ von Äquator-Richtung abweichenden Ausrichtung lag im gleichen Zeitraum bei 7%. Um die für Ertragsprognosen realistisch auftretenden Unsicherheiten quantifizieren zu können, werden daher zwei weitere Kriterien aufgenommen:

- Neigung höchstens 45°
- Ausrichtung in Richtung Äquator mit einer Abweichung von höchstens $\pm 90^\circ$

Der für die weiteren Untersuchungen verfügbare Datensatz besteht damit aus 20 Veröffentlichungen, 19 Standorten und 35 Messungen und Modellvergleichen mit unterschiedlichen Kombinationen aus Ausrichtung und Neigung. [Tabelle 2.5](#) zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse für diese Messungen.

Nach [Tabelle 2.5](#) zeigen die drei am häufigsten untersuchten Modelle Perez90 (Perez, Ineichen, u. a. 1990), Klucher (Klucher 1979) und Hay (Hay 1979) sehr gute Übereinstimmungen mit den jeweiligen Messwerten. Während die Modelle Perez90 und Klucher bei der **MBD** sehr Nahe an Null liegen, scheint das Modell von Hay die Einstrahlung in die Empfangsfläche allerdings systematisch zu unterschätzen. Gleiches gilt in stärkerer Ausprägung für das rein isotrope Modell Liu Jordan (Liu und R. C. Jordan 1963). Da eine größere Anzahl von Modellvergleichen eine bessere Einschätzung der möglichen Abweichungen erlaubt und sich kein anderes Modell unter Berücksichtigung der in [Tabelle 2.5](#) gezeigten Kenngrößen signifikant besser darstellt, werden im Folgenden lediglich die drei erstgenannten Modelle näher untersucht.

[Tabelle 2.6](#) zeigt für diese drei Modelle noch einmal alle in die Auswertung eingegangenen **MBDs** nach Quelle und Standort. Auffällig wird hier, dass die in den Auswertungen untersuchten Messungen und Modellvergleiche alle für Standorte mit nördlicher Breite durchgeführt wurden. Lediglich eine Quelle untersucht Messungen an einem Standort mit weniger als 30° nördlicher Breite (Li und Cheung 2005, Hong Kong). Darüber sind einzelne Standorte wie Freiburg und Turku mit jeweils fünf oder mehr Einzelmessungen vertreten, was zu einer Überbewertung der Abweichungen der Modelle unter den lokalen Bedingungen dieser Standorte führt. Darüber hinaus enthalten die Daten viele Vergleiche bei relativ großen Neigungswinkeln. Lediglich drei Vergleiche (in Kiese 2011; Li und Cheung 2005) untersuchen die Abweichungen bei geringen Neigungswinkel von $<25^\circ$. Kommerzielle **PV**-Kraftwerke, für die **SRA**s und Ertragsprognosen erstellt werden, werden allerdings aufgrund des reduzierten Platzbedarfs und geringerer Reihenverschattung heutzutage häufig mit solchen Neigungswinkeln geplant und gebaut.

Tabelle 2.5: Überblick über die ausgewerteten Messungen und Modellvergleiche. Die Kenngrößen sind für alle Modelle dargestellt, für die mehr als ein Modellvergleich vorliegt. Sie basieren auf den Angaben zur relativen **MBD** der einzelnen Modellvergleiche. Die Spalte Anzahl gibt die einbezogenen Messungen an. Alle anderen Größen sind in Prozent gegeben.

Modell	Anzahl	$\overline{\text{MBD}}$	$\overline{\text{SD}}$	$\overline{\text{RMSD}}$	$\overline{\text{MAD}}$	Min	Max	Spannweite
Hay	29	-2,1	2,2	3,1	2,5	-6,2	2,7	8,9
Perez90	27	-0,1	2,4	2,4	2,0	-3,9	4,2	8,1
Klucher	27	0,2	2,9	2,9	2,4	-4,5	5,8	10,3
Liu Jordan	27	-4,5	2,5	5,1	4,5	-9,1	0,0	9,1
Reindl	14	-2,4	3,3	4,1	3,1	-10,9	2,0	12,9
Gueymard	13	-1,7	2,7	3,2	2,5	-7,0	4,1	11,1
Temps-Coulson	10	-0,9	9,8	9,8	8,6	-16,0	12,0	28,0
Willmott	6	-5,0	4,1	6,5	5,4	-10,0	1,4	11,4
Muneer	6	-1,0	2,5	2,7	1,8	-6,2	2,3	8,5
Skartveit-Olseth	5	0,3	7,2	7,2	5,4	-6,8	14,2	21,0
Perez87	4	-0,3	2,7	2,7	2,3	-3,0	4,0	7,0
Bugler	4	-4,7	7,9	9,2	8,9	-11,2	8,5	19,7
Sandia (King)	4	-0,9	0,5	1,1	0,9	-1,5	0,0	1,5
Perez86	3	-0,9	0,9	1,3	1,1	-1,8	0,3	2,1
Ma-Iqbal	3	0,6	5,0	5,1	4,1	-5,3	7,0	12,3
Jimenez-Castro	2	5,5	4,8	7,3	5,5	0,7	10,3	9,6
Koronakis	2	-4,1	3,0	5,1	4,1	-7,0	-1,1	5,9
Olmo	2	4,6	0,2	4,6	4,6	4,5	4,8	0,3
circumsolar	2	11,8	5,6	13,1	11,8	6,2	17,4	11,2

Tabelle 2.6: Ergebnisse aller Untersuchungen für die Modelle Hay, Perez90 und Klucher. Die Ausrichtung ist als Abweichung von der Äquator-Richtung gegeben.

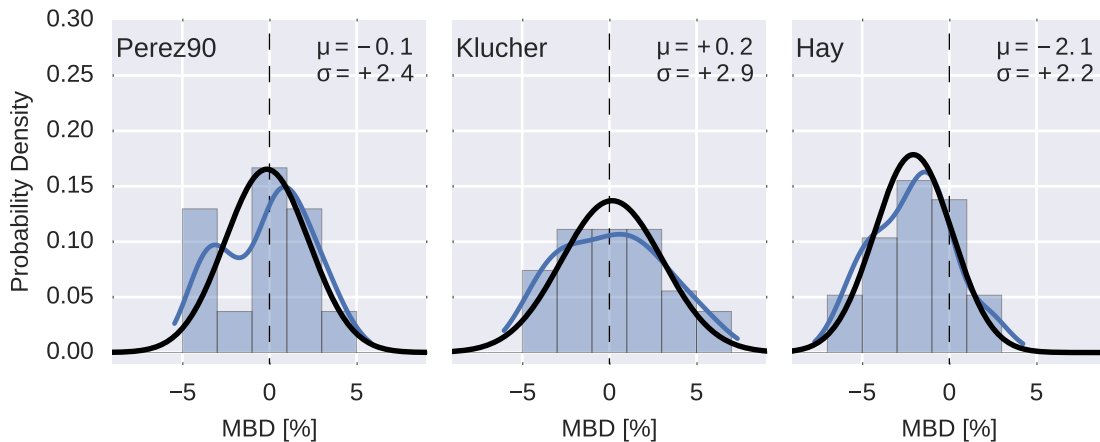
Quelle	Standort	Breite	Länge	Ausrichtung °	Neigung °	MBD		
						Perez %	Klucher %	Hay %
Lave u. a. 2015	East Mi, (Stn.. 3)	-	-	0	25,0	0,5	-	-1,0
	East Mi, (Stn.. 4)	-	-	0	25,0	1,0	-	-0,5
	Cent CO (Stn. 10)	-	-	0	40,0	0,5	-	-1,0
	Cent NM (Stn. 12)	-	-	0	35,0	0,5	-	-0,5
Ineichen 2011b	Geneva (Suisse)	46,20°N	6,13°O	0	30,0	-	0,0	-4,0
	Geneva (Suisse)	46,20°N	6,13°O	0	45,0	-	3,0	-5,0
	Golden (USA)	39,74°N	105,18°W	0	40,0	-	4,0	2,0
Kiese 2011	Freiburg (Germany)	48,01°N	7,83°O	0	10,0	0,8	2,1	-0,4
	Freiburg (Germany)	48,01°N	7,83°O	0	20,0	0,5	0,9	-1,5
	Freiburg (Germany)	48,01°N	7,83°O	0	30,0	2,2	1,9	-0,6
	Freiburg (Germany)	48,01°N	7,83°O	0	45,0	1,4	0,3	-2,4
Lubitz 2011	Golden (USA)	39,74°N	105,18°W	0	40,0	-3,8	-4,5	-
Hadek 2010	Freiburg (Germany)	48,01°N	7,83°O	0	29,0	-3,3	-3,6	-6,2
Padovan und Del Col 2010	Padova (Italy)	45,40°N	11,90°O	0	30,0	3,1	2,2	-
Evseev und Kudish 2009a	Beer Sheva (Israel)	31,25°N	34,75°O	0	40,0	0,5	0,1	-2,0
Evseev und Kudish 2009b	Beer Sheva (Israel)	31,25°N	34,75°O	0	40,0	0,1	-	-
Gueymard 2009	Golden (USA)	39,74°N	105,18°W	0	40,0	-2,7	-1,4	-2,1

Fortsetzung auf nächster Seite ...

Tabelle 2.6: Fortsetzung

Quelle	Standort	Breite	Länge	Ausrichtung °	Neigung °	MBD		
						Perez %	Klucher %	Hay %
Włodarczyk und Nowak 2009	Wrocław (Poland)	51,11°N	17,04°O	0	35,0	2,9	5,8	2,7
Notton u. a. 2006	Ajaccio (France)	41,92°N	8,80°O	0	45,0	-1,4	-4,2	-5,3
	Geneva (Suisse)	46,20°N	6,13°O	0	30,0	0,7	2,8	-2,6
	Geneva (Suisse)	46,20°N	6,13°O	0	45,0	2,9	5,4	-1,2
Li und Cheung 2005	Hong Kong (China)	22,33°N	114,17°O	0	22,3	1,1	-	-
Bilbao u. a. 2003	Valladolid (Spain)	41,82°N	4,92°W	0	42,0	4,2	4,3	-
Vartiainen 2000	Turku (Finnland)	60,45°N	22,30°O	-90	30,0	-1,0	3,0	-0,8
	Turku (Finnland)	60,45°N	22,30°O	-45	30,0	-3,1	-2,0	-4,1
	Turku (Finnland)	60,45°N	22,30°O	0	30,0	-3,2	-2,8	-4,5
	Turku (Finnland)	60,45°N	22,30°O	45	30,0	-3,5	-1,9	-4,2
	Turku (Finnland)	60,45°N	22,30°O	90	30,0	-3,5	1,2	-2,7
Olmo u. a. 1999	Toronto (Canada)	43,12°N	79,07°W	0	44,0	-3,9	-	-
Reise und Hoefler 1997	Freiburg (Germany)	48,01°N	7,83°O	0	45,0	2,6	1,1	-0,1
Perez, Seals, Ineichen, u. a. 1987	Albany (USA)	42,67°N	73,78°W	0	43,0	-	-0,9	-2,4
Hay 1986	Toronto (Canada)	43,67°N	79,38°W	0	30,0	-	-	1,7
Perez, Stewart, u. a. 1986	Carpentras (France)	44,08°N	5,05°O	0	45,0	-	-2,9	-4,2
	Trappes (France)	48,77°N	2,00°O	0	45,0	-	-3,6	-5,6
Hay und McKay 1985	Vancouver (Canada)	49,28°N	123,11°W	0	30,0	-	-0,3	-1,6

Abbildung 2.2: Histogramm der **MBDs** für die drei untersuchten Modelle. Neben einem Kerndichteschätzer (blaue Linie) ist eine auf den Werten basierende Normalverteilung jeweils als schwarze Linie gegeben. Zudem sind Mittelwert und Standardabweichung der Normalverteilung gegeben.



In **Abbildung 2.2** ist die Verteilung der Abweichungen für die drei Modelle grafisch dargestellt. Danach scheint die Verteilung der untersuchten **MBDs** annähernd normalverteilt zu sein. Bei Perez90 zeigt sich jedoch eine auffällige Häufung der **MBDs** im Bereich von -3% bis -5% . Allerdings entstammen 4 der 7 in diesem Bereich liegenden **MBDs** von Untersuchungen am Standort Turku (siehe **Tabelle 2.6**), was auf lokale Anpassungsprobleme des Modells oder Messunsicherheiten hindeuten kann.

Um die Sensitivität der Modelle in Bezug auf die zeitliche Auflösung der Messdaten zu untersuchen, wurden in Kiese (2011) die **MBDs** von modellierten Einstrahlungen auf Basis von Eingangsdaten unterschiedlicher zeitlicher Auflösungen berechnet. Dazu wurden die ursprünglich in einer Auflösung von 10 Sekunden vorliegenden Messdaten jeweils in Auflösungen von 1 Minute, 5 Minuten, 15 Minuten, 30 Minuten und einer Stunde umgerechnet. Anschließend wurden die so gebildeten Zeitreihen jeweils als Eingangsdaten der Umrechnungsmodelle verwendet und die **MBD** gegenüber der Messung berechnet. **Tabelle 2.7** zeigt die Ergebnisse für die im Jahr 2010 am Fraunhofer ISE gemessenen Werte.

Die Differenzen zwischen den **MBDs** bei unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen liegen danach im Bereich von etwa $0,5\%$. Obwohl die untersuchten Umrechnungsmodelle vorwiegend auf Basis von stündlich aufgelösten Messdaten entwickelt wurden (siehe etwa Perez, Ineichen, u. a. 1990), scheinen sie damit in der Lage zu sein, auch bei höheren zeitlichen Auflösungen vergleichbare Ergebnisse zu modellieren. Signifikante zusätzliche Unsicherheiten bei der Berechnung von mehrjährigen Mittelwerten der **GPOA** durch die Verwendung von Zeitreihen mit zeitlichen Auflösungen in einem Bereich von einigen Sekunden bis zu einer Stunde, sind damit nicht zu erwarten.

Tabelle 2.7: MBDs der Modelle Perez90, Klucher und Hay bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen der Eingangsdaten für Messungen am Fraunhofer ISE. Alle Abweichungen sind in % gegeben, die Differenz Δ in % – Punkten (Angaben nach Kiese (2011)).

Modell	Neigung	10 s	1 min	5 min	15 min	30 min	1 h	Δ 10 s - 1 h
Perez90	10°	0,75	0,88	0,98	1,05	1,08	1,14	0,39
	20°	0,50	0,53	0,64	0,74	0,82	0,83	0,33
	30°	2,23	2,28	2,42	2,56	2,65	2,64	0,41
	45°	1,36	1,43	1,62	1,82	1,95	2,11	0,75
Klucher	10°	2,14	2,28	2,41	2,52	2,60	2,71	0,57
	20°	0,91	0,95	1,05	1,15	1,24	1,26	0,35
	30°	1,91	1,96	2,07	2,17	2,23	2,21	0,30
	45°	0,29	0,37	0,50	0,61	0,69	0,79	0,50
Hay	10°	-0,37	-0,25	-0,21	-0,19	-0,22	-0,22	-0,15
	20°	-1,52	-1,50	-1,49	-1,51	-1,52	-1,63	-0,11
	30°	-0,59	-0,57	-0,56	-0,59	-0,64	-0,80	-0,21
	45°	-2,42	-2,37	-2,35	-2,38	-2,43	-2,48	-0,06

2.2.2 Unsicherheiten bei Verwendung von satellitenbasierten Strahlungsdaten

Bei der Berechnung der **GPOA** aus der horizontalen Solarstrahlung sind neben den Unsicherheiten des Modells auch Unsicherheiten durch die Verwendung von satellitenbasierten Solarstrahlungszeitreihen zu berücksichtigen. Dazu zählen etwa Auswirkungen durch die in **Abschnitt 2.1** beobachtete Überschätzung der Diffusstrahlung für SolarGIS. Darüber hinaus können sich mögliche Abweichungen zwischen der »wahren« empirischen Verteilung der Einstrahlungswerte und der Verteilung der Strahlungswerte aus der zur Berechnung verwendeten satellitenbasierten Zeitreihe auf die Ergebnisse auswirken. Dies betrifft nicht nur Abweichungen bei der empirischen Verteilung der **GHI**, sondern auch die bei der **DIF** und beim Diffusstrahlungs-Anteil (siehe z.B. B. Müller, Reise, u. a. 2008). Aufgrund der Abhängigkeit der Berechnung der **GPOA** vom jeweiligen Sonnenstand können auch tageszeitliche oder saisonale Abweichungen der Satellitenzeitreihe vom »wahren« Verlauf der Solarstrahlung am Standort das Ergebnis der Berechnung beeinflussen.

In der Literatur erfolgt die Bewertung der Abweichungen der Verteilung von satellitenbasierten Zeitreihen gegenüber Messwerten häufig über statistische Kennzahlen, die auf dem Kolmogorow-Smirnow-Test beruhen (Espinar u. a. 2009). Während diese Kennzahlen Vergleiche zwischen verschiedenen Datenquellen erlauben, können sie jedoch nicht zur direkten Ableitung von Unsicherheiten herangezogen werden. Darüber hinaus ermöglichen sie lediglich die Bewertung einer einzelnen Strahlungsgröße (etwa der **GHI**), jedoch keine Bewertung der korrekten zeitlichen Korrelation von verschiedenen Strahlungsgrößen (etwa der Korrelation von **GHI** und **DIF**) sowie von Abweichungen beim tages- und jahreszeitlichen Verlauf einer Größe.

Zur Bestimmung der aus diesen Abweichungen resultierenden Unsicherheiten bei der Berechnung der **GPOA**, wird daher in der vorliegenden Arbeit ein alternativer Ansatz

gewählt: Aus den in [Abschnitt 2.1.2](#) vorgestellten Messdaten des [DWD](#) werden mit Hilfe des Perez90-Modells

- die »global tilted irradiance« / Globalstrahlung in die geneigte Ebene (GTI) mit einem Neigungswinkel von 30° und Südausrichtung als repräsentative Einstrahlung für fest aufgeständerte PV-Anlagen,
- die »global normal irradiance« / Globalstrahlung normal zur Sonne (GNI) als repräsentative Einstrahlung für zweiachsig der Sonne nachgeführte PV-Anlagen, und
- die [DNI](#) als repräsentative Einstrahlung für konzentrierende, zweiachsig der Sonne nachgeführte PV-Anlagen

berechnet. Gleiches erfolgt mit den an diesen Standorten zur Verfügung stehenden SolarGIS-Daten. Für alle Ausrichtungen wird im Anschluss die [MBD](#) der auf Basis von SolarGIS simulierten Einstrahlungen im Vergleich zu den auf Basis der [DWD](#)-Messdaten berechneten Einstrahlungen berechnet. Diese [MBDs](#) können nun mit den in [Abschnitt 2.1.2](#) berechneten [MBDs](#) für die [GHI](#) verglichen werden. Dieses Vorgehen ermöglicht zum einen die Quantifizierung der tatsächlich für PV-Anlagen zur erwartenden Abweichungen und enthält zum anderen die Auswirkungen aller zuvor angesprochenen Effekte durch die Verwendung von Satellitenzeitreihen im Vergleich zur Verwendung von Messdaten. Die Ergebnisse des Vergleichs sind in [Tabelle 2.8](#) dargestellt.

Nach [Tabelle 2.8](#) erhöhen sich die [MBDs](#) für die [GTI](#) nur unwesentlich gegenüber den [MBDs](#) für die [GHI](#). Die in [Abschnitt 2.1.2](#) festgestellte relativ starke Überschätzung der [DIF](#) von 8,1 % für SolarGIS sowie die zuvor angesprochenen Effekte, scheinen damit keine signifikanten Auswirkungen auf die modellierten Einstrahlungen für Anlagen mit Südausrichtung und relativ geringen Neigungen zu haben. Die Ursache dieser nur geringen Auswirkungen kann allerdings bei der hier angewendeten Methodik nicht genau spezifiziert werden. Eine Überlagerung mehrerer Effekte (z.B. die Überschätzung des Diffusstrahlungs-Anteils in Kombination mit Abweichungen bei der Verteilung der [GHI](#)) ist nicht auszuschließen. Für die [GNI](#) zeigt sich eine mittlere Unterschätzung um –1,8 %. Als mögliche Ursache lässt sich auch hier die Überschätzung des Diffusstrahlungs-Anteils von SolarGIS anführen, der auch als ursächlich für die deutliche Unterschätzung der berechneten [DNI](#) angesehen werden kann.

Zum Vergleich der drei Modelle Perez90, Klucher und Hay untereinander, wurden Daten aus der laufenden Qualitätssicherung bei der Erstellung von Ertragsprognosen am Fraunhofer ISE herangezogen: Bei allen zur Erstellung von Ertragsprognosen durchgeführten Simulationsläufen wird die [GPOA](#) jeweils mit allen drei Modellen simuliert, um Unstimmigkeiten oder besonders starke Abweichungen eines Modells an einem konkreten Standort identifizieren zu können. Der zur Verfügung stehende Datensatz umfasst etwa 400 Simulationen mit SolarGIS-Daten für unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen an annähernd 300 Standorten.

Im Mittel ergibt sich über diese Simulationen eine ähnliche Rangfolge in Bezug auf die Höhe der prognostizierten Strahlung, wie bei der Analyse der Angaben aus der Literatur in [Tabelle 2.5](#): die mit Klucher modellierten Einstrahlungen liegen 1,4 % über dem Mittelwert aller drei Modelle, Perez90 zeigt eine Abweichung von 0,3 % und die mit Hay modellierten

Messtation	GHI	GTI	GNI	DNI
Arkona	-2,4	-2,0	-4,7	-11,5
Braunschweig	0,5	0,8	-0,2	-5,6
Chemnitz	-2,6	-2,7	-4,8	-12,5
Fichtelberg	-0,1	-1,4	-3,8	-11,9
Fürstenzell	0,0	1,0	-0,2	-6,2
Hamburg	1,5	1,4	-0,1	-7,0
Hohenpeissenberg	-0,9	0,1	0,8	-1,0
Lindenberg	-4,4	-4,5	-6,8	-15,0
Mannheim	0,1	0,2	-0,9	-7,6
Potsdam	-2,4	-3,1	-5,9	-14,9
Stuttgart	-0,5	0,1	-0,5	-5,8
Trier	1,1	1,3	0,3	-5,8
Weihenstephan	-0,9	0,6	1,1	-1,2
Würzburg	0,5	1,5	1,1	-3,1
Zinnwald	0,1	0,2	-2,1	-10,1
$\overline{\text{MBD}}$	-0,7	-0,4	-1,8	-7,9
$\overline{\text{SD}}$	1,6	1,9	2,7	4,5
$\overline{\text{RMSD}}$	1,7	1,9	3,2	9,1
$\overline{\text{MAD}}$	1,2	1,4	2,2	7,9
Min	-4,4	-4,5	-6,8	-15,0
Max	1,5	1,5	1,1	-1,0
Spannweite	5,9	6,0	7,9	14,0

Tabelle 2.8: MBDs und daraus abgeleitete Kennzahlen für SolarGIS im Vergleich zu DWD-Bodenmessdaten (GHI) und aus den Bodenmessdaten simulierte Einstrahlungen für geneigte und nachgeführte Flächen. Alle Werte sind in Prozent gegeben.

Einstrahlungen weichen um $-1,7\%$ vom Mittel der drei Modelle ab. Alle Abweichungen vom Mittelwert der drei Modelle zeigt [Abbildung 2.3](#).

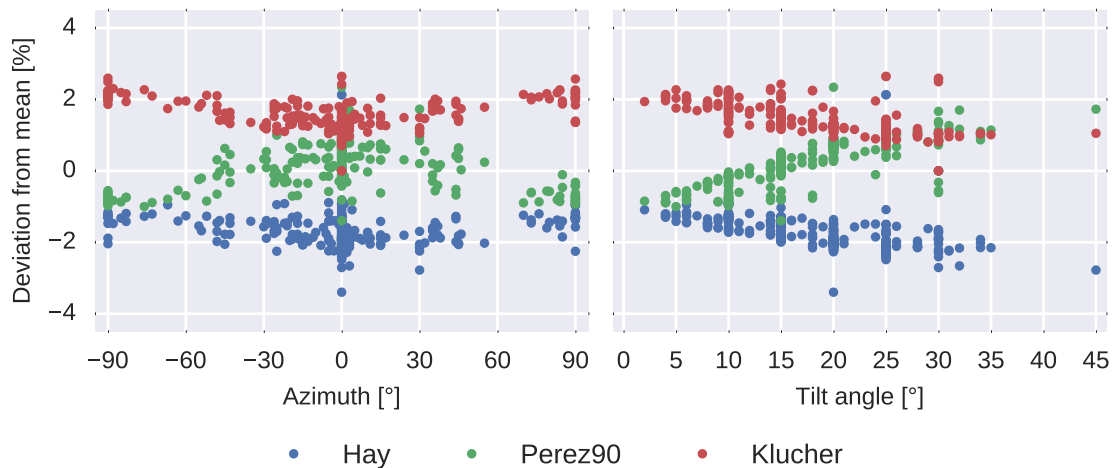
[Abbildung 2.3](#) zeigt eine auffällige positive Abweichung von Klucher bei Neigungswinkeln bis etwa 20° . Hay zeigt hingegen bei höheren Neigungswinkeln eine negative Abweichung gegenüber den beiden anderen Modellen. Die Ursachen der Abweichungen sind noch nicht im Detail verstanden. Bei Klucher ergeben sich allerdings schon bei sehr kleinen Neigungswinkeln nicht sinnvoll erscheinende Zugewinne gegenüber der Einstrahlung in die horizontale Ebene. Es mag sich daher um einen Modell-inhärenten Fehler handeln. Eine Abhängigkeit der Abweichungen von der bodenreflektierten Strahlung kann ausgeschlossen werden, da für alle Modelle identische Rechenmodelle verwendet werden.

Aufgrund der Auffälligkeiten von Klucher bei kleinen Neigungswinkeln und der im Vergleich zu Messwerten beobachteten Unterschätzung der GPOA für Hay, wird derzeit am Fraunhofer ISE das Perez90-Modell als Standard eingesetzt.

2.2.3 Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen einer Literaturrecherche wurden die Abweichungen von Umrechnungsmodellen zur Diffusstrahlung gegenüber mindesten einjährigen Bodenmessungen bestimmt. In die Untersuchung einbezogen wurden dabei Messungen und Vergleiche mit Ausrichtungen und

Abbildung 2.3: Abweichung der Modelle Perez90, Klucher und Hay vom jeweiligen Mittelwert der drei Modelle für jeden Simulationslauf auf Basis von SolarGIS-Zeitreihen. Auf der linken Seite sind die Abweichungen gegenüber der Ausrichtung der simulierten Empfangsfläche aufgetragen, die rechte Abbildung zeigt die Abweichungen gegenüber dem Neigungswinkel.



Neigungen, die für PV-Kraftwerken typisch sind. Die $\overline{\text{MBD}}$ s liegen für die besten Modelle bei unter $\pm 1\%$. Die $\overline{\text{SD}}$ für diese Modelle liegt bei etwa 2,5 % bis 3 %. Das verbreitete und häufig untersuchte Hay-Modell weist bei sehr geringer Streuung ($\overline{\text{SD}}$ von 2,2 %) eine systematische Unterschätzung von $-2,1\%$ auf und erscheint daher zur Verwendung in SRA weniger geeignet. Die Modelle Klucher und Perez90 erscheinen dagegen in Anbetracht ihrer ermittelten $\overline{\text{MBD}}$ s und unter Beachtung der Anzahl an veröffentlichten Modellvalidierungen für verschiedene Standorte am besten geeignet. Das Modell Perez90 weist dabei im Vergleich zu Klucher eine etwas geringere $\overline{\text{SD}}$ von 2,4 % auf.

Zu beachten ist, dass diese Angaben die Effekte von Messunsicherheiten enthalten. Da bei Validierungen von Umrechnungsmodellen mindestens drei Messungen benötigt werden (GHI, DIF bzw. DNI sowie GPOA), sind sie besonders stark von solchen Messunsicherheiten betroffen. Die eigentliche Modellunsicherheit ist damit wahrscheinlich geringer. Auf der anderen Seite liegen den hier ermittelten Werten noch relativ wenige Messungen an unterschiedlichen Standorten zu Grunde.

Signifikante zusätzliche Unsicherheiten durch die zeitliche Auflösung der Eingangsdaten der Modelle sowie durch die Verwendung von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten konnten für Perez90 und die hier untersuchten Ausrichtungen und Neigungen nicht festgestellt werden. Allerdings zeigten sich bei Verwendung des Klucher-Modells bei geringen Neigungswinkeln nicht sinnvoll erscheinende Zugewinne gegenüber der Einstrahlung in die horizontale Ebene.

Am Fraunhofer ISE wird aufgrund der zuvor genannten Effekte derzeit Perez90 als Standard zur Berechnung der GPOA verwendet. Aufgrund der Analysen im vorliegenden Abschnitt werden die Unsicherheiten bei der Berechnung der GPOA im Referenzzeitraum und Anwendung dieses Modells als normalverteilt mit einer Standardunsicherheit von 2,5 %

angenommen.

Im Rahmen der Literaturrecherche wurde deutlich, dass im Allgemeinen und im Besonderen für äquatornahe Standorte, Standorte auf der Südhalbkugel und für Messungen mit geringen Neigungswinkeln ($\leq 25^\circ$) nur sehr wenige Modellvergleiche vorliegen. Da kommerziellen PV-Anlagen derzeit auch in diesen Regionen und aufgrund des reduzierten Platzbedarfs und geringerer Reihenverschattung inzwischen häufig mit solchen Neigungswinkeln geplant und gebaut werden, wären hier weitere Validierungen wünschenswert. Eine Aufnahme von Strahlungsmessungen in geneigter Ebene in das BSRN könnte die notwendige Erhöhung der Anzahl an Messstandorten bewirken und zugleich eine hohe Qualität der Messungen sicher stellen.

Kapitel 3

Auswirkungen langfristiger Trends der Solarstrahlung

In diesem Kapitel werden langfristige Trends der Solarstrahlung für acht Messstationen in Deutschland analysiert und die Auswirkung dieser Trends auf [SRAs](#) und Ertragsprognosen quantifiziert. Dazu werden

- Abweichungen zwischen aufeinander-folgenden mehrjährigen Mittelwerten,
- Abweichungen der Einstrahlung in Einzeljahren von mehrjährigen Mittelwerten und
- Veränderungen der Strahlungsniveaus und der Strahlungsverteilung im Zeitverlauf

untersucht.

Darüber hinaus werden aus den Messdaten für die horizontale Ebene Einstrahlungen in geneigte und nachgeführte Ebenen simuliert. Die Veränderungen dieser Größen werden mit den Trends der Einstrahlung in horizontaler Ebene verglichen, um Aussagen zu den tatsächlich für [PV](#)-Kraftwerke zu erwartenden Auswirkungen treffen zu können.

Alle Trends werden sowohl als absolute Werte, als auch in Prozent pro Dekade mit einem Konfidenzintervall von 90 % angegeben.

Die Ergebnisse dieses Kapitels sind im Wesentlichen bereits in [B. Müller, Wild, u. a. 2014](#) veröffentlicht.

3.1 Verfügbare Daten und Qualitätskontrolle

Zur Analyse langfristiger Trends in diesem Kapitel werden Bodenmessdaten des [DWD](#) verwendet. Die Daten und entsprechenden Standorte wurden bereits in [Abschnitt 2.1.2](#) beschrieben. Da in diesem Abschnitt langfristige Trends untersucht werden, werden hier lediglich die Messstationen verwendet, für die mehr als 40 Jahre an Messdaten zur [GHI](#) vorliegen. Dies betrifft die Standorte Braunschweig, Fichtelberg, Hamburg, Hohenpeißenberg, Potsdam, Trier, Weihenstephan und Würzburg (siehe [Tabelle 2.3](#)).

Trotz der in [Abschnitt 2.1.2](#) angesprochenen Qualitätsprüfung durch den [DWD](#), sind im Rahmen einer sich über mehrere Dekaden erstreckenden Messung Sprünge oder Unregelmäßigkeiten möglich. Eine Diskussion dieser Messunsicherheiten erfolgt in [Abschnitt 3.6](#).

Da die Daten Lücken durch Ausfälle von Messgeräten oder fehlerhafte Daten enthalten, muss eine geeignete Methode gewählt werden, um jährliche Mittelwerte zu berechnen

(Roesch u. a. 2011). Für die Analyse langfristiger Trends der GHI in Abschnitt 3.2 und Abschnitt 3.3 werden Jahres-Mittelwerte unter den folgenden Bedingungen berechnet:

1. Die Tagessumme wird berechnet, wenn alle Stundenwerte für den Tag verfügbar sind,
2. die Monatssumme wird aus der mittleren Tagessumme berechnet, wenn mehr als 50 % der Tagessummen in einem Monat verfügbar sind und
3. Jahresmittelwerte werden berechnet, wenn alle Monatswerte eines Jahres verfügbar sind.

Methoden zur Auffüllung von Datenlücken können unter Umständen zusätzliche Unsicherheiten hervorrufen. Bis auf das implizite Auffüllen durch die Berechnung der jährlichen Mittelwerte, wurden daher keine solche Techniken angewendet .

In Abschnitt 3.4 werden Trends für die Komponenten der GHI in den Jahren 1991 bis 2010 berechnet und analysiert. Für diese Analyse steht die GHI und die DIF direkt durch die Messungen bereit, während die DHI aus den beiden vorgenannten Messgrößen berechnet wird. Um Messfehler auszuschließen, werden für diese Daten die in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Methoden zur Qualitätskontrolle nach Younes u. a. (2005) und Journée und Bertrand (2011) durchgeführt.

In Abschnitt 3.5 werden Trends der Einstrahlung in geeigneten oder nachgeführten Flächen analysiert. Diese werden mit Hilfe der gefilterten Zeitreihen aus Abschnitt 3.4 berechnet.

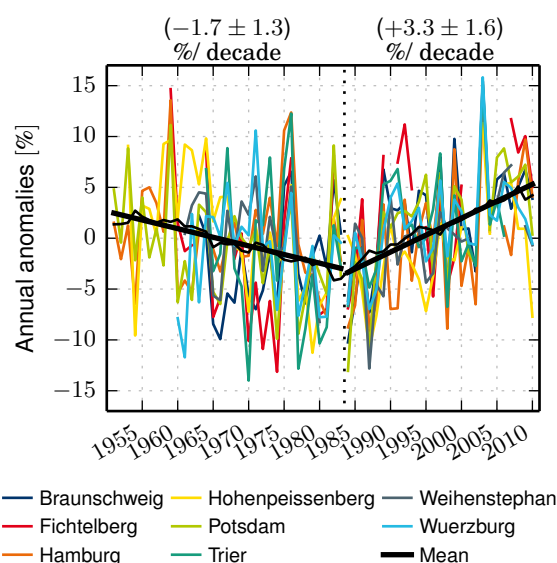
Die Verwendung der Daten zur Diffusstrahlung in Abschnitt 3.4 und Abschnitt 3.5 führt, im Vergleich zu den in Abschnitt 3.2 verwendeten Daten, zu einem kleineren Datensatz. Einige GHI-Werte wurden verworfen, weil der zugehörige Wert der DIF nicht vorhanden ist. Zusätzlich wurden einige GHI-DIF-Paare aufgrund des Hüllkurven-Tests ausgeschlossen (siehe Abschnitt 2.1.2). Im Ergebnis liegen für die Untersuchungen in diesen Abschnitten weniger Jahresmittelwerte vor, als noch in Abschnitt 3.2. Es wurden daher lediglich Stationen verwendet, für die mindestens 15 valide Jahreswerte vorliegen. Dies trifft auf die fünf Standorte Braunschweig, Hamburg, Potsdam, Trier und Würzburg zu.

3.2 Langfristige Trends der Globalstrahlung in die horizontale Ebene

Im ersten Schritt der Analyse werden Trends für die horizontale Ebene quantifiziert und der ungefähre Zeitpunkt der Trendumkehr von der Dimming- zur Brightening-Phase identifiziert. Dazu werden zunächst für jeden Standort die jährlichen Anomalien (als prozentuale Abweichungen vom Mittelwert der jeweiligen Gesamtzeitreihe) berechnet. Dann werden für jedes Jahr die mittleren Anomalien über alle Standorte berechnet.

Die resultierende Zeitreihe der mittleren Anomalien wird in alle möglichen Kombinationen von zwei Teilperioden mit einer minimalen Zeitspanne von 10 Jahren je Teilperiode aufgeteilt. Die Aufteilung beginnt daher mit der Kombination 1951 bis 1960 und 1961 bis 2010 und endet mit der Kombination 1951 bis 2000 und 2001 bis 2010. Für jede Kombination wird mittels linearer Regression der Trend beider Teilperioden bestimmt. Als Punkt der

Abbildung 3.1: Jährliche Anomalien der GHI für alle betrachteten Stationen. Die farbigen dünnen Linien verbinden die jährlichen Anomalien für die Einzelstandorte. Der 10-jährige gleitende Mittelwert (dünne Linie) und der Trend (dickere Linie) für die mittleren Anomalien über alle Standorte werden in Schwarz gezeigt. Die jeweiligen Parameter der Trendlinien sind über der Abbildung angegeben.



Trendumkehr wird der Punkt definiert, in dem der Absolutwert der Differenz zwischen den Trends der beiden Perioden maximal ist.

Diesem Ansatz folgend ergibt sich eine Dimming-Phase für den Zeitraum vom Anfang des Datensatzes (1951) bis 1983, während sich die Brightening-Phase von 1984 bis zum Ende des Datensatzes (2010) erstreckt. Die Separierung in diese beiden Zeitperioden deckt sich weitestgehend mit den Zeiträumen, die in vorherigen Veröffentlichungen genannt wurden (Wild, Gilgen, u. a. 2005; Wild 2009a; Lohmann, Schillings, u. a. 2006). Die Summe der quadrierten Abweichungen wird bei Anwendung dieser beiden Trends um etwa 25 % gegenüber der dem Ansatz einer einzelnen Trendlinie für die Gesamtperiode reduziert.

Die Zeitreihen der Anomalien für alle Standorte werden jetzt in die ermittelten Dimming- und Brightening-Phasen zerlegt und die Trends für jeden Standort berechnet. [Abbildung 3.1](#) zeigt die jährlichen Anomalien der GHI, die ermittelte Trendlinie und den 10-jährigen gleitenden Mittelwert für alle betrachteten Stationen. Die Trend-Werte sind in [Tabelle 3.1](#) angegeben.

Zu beachten ist, dass von 1951 bis 1963 noch nicht alle Stationen in Betrieb waren (siehe [Tabelle 2.3](#)). Für diesen Zeitraum setzen sich die mittleren Anomalien daher aus Messungen von weniger Stationen zusammen. Dies führt zu Unsicherheiten für die Ermittlung des mittleren Trends. Ein Startzeitpunkt in dem Jahr, in dem Daten von allen Messstationen zur Verfügung stehen (das Jahr 1964), würde jedoch zu einer signifikanten Reduzierung des Untersuchungszeitraums führen. Der berechnete Dimming-Trend der mittleren Anomalien ab 1964 liegt bei $(-1,5 \pm 2,7) \%$ /Dekade, was lediglich eine geringe Abweichung zum Trend für die gesamte Dimming-Phase darstellt.

Die Vorzeichen und die Größenordnung der berechneten Trends liegen im Rahmen der Erwartungen auf Basis der Literatur (negativ in der Dimming-Phase und positiv in der Brightening-Phase). Die einzige Ausnahme stellt der positive Trend in der Dimming-Phase für Braunschweig dar. Eine mögliche Ursache hierfür können lokale Einflüsse am Messstandort sein.

Die Konfidenzintervalle für die standortspezifischen Trends sind relativ groß im Ver-

Tabelle 3.1: Langjährige Trends der GHI für die betrachteten Stationen sowie für die mittleren Anomalien. Für die Dimming-Phase 1951 bis 1983 sind die Trends (mit der Ausnahme Braunschweig) negativ. In der Brightening-Phase 1984 bis 2010 sind alle Trends positiv.

Station	1951 – 1983		1984 – 2010	
	W/(m ² Dekade)	%/Dekade	W/(m ² Dekade)	%/Dekade
Braunschweig	3,2 ± 3,2	2,8 ± 2,8	4,3 ± 2,4	3,8 ± 2,1
Fichtelberg	-3,7 ± 4,6	-3,3 ± 4,2	4,5 ± 3,2	4,0 ± 2,9
Hamburg	-0,6 ± 1,7	-0,5 ± 1,6	4,5 ± 2,6	4,1 ± 2,4
Hohenpeißenberg	-4,3 ± 2,5	-3,1 ± 1,8	3,6 ± 2,7	2,6 ± 1,9
Potsdam	-1,8 ± 1,8	-1,6 ± 1,5	4,7 ± 2,2	4,1 ± 1,9
Trier	-4,1 ± 6,0	-3,3 ± 4,9	2,7 ± 2,9	2,2 ± 2,4
Weihenstephan	-3,3 ± 3,1	-2,4 ± 2,3	4,9 ± 2,7	3,7 ± 2,0
Wuerzburg	-0,4 ± 3,4	-0,3 ± 2,7	3,2 ± 2,2	2,6 ± 1,7
Mittlere Anomalie	-2,1 ± 1,6	-1,7 ± 1,3	4,0 ± 2,0	3,3 ± 1,6

hältnis zur Größenordnung der Trends selbst, was die Signifikanz der ermittelten Werte in Frage stellt. Eine Ursache hierfür stellen allerdings die hohen jährlichen Schwankungen der Einstrahlung dar, die durch einen entsprechende Glättungsfilter, wie zum Beispiel einen gleitenden Mittelwert reduziert werden können. Wird der 10-jährige gleitende Mittelwert der mittleren Anomalien (siehe [Abbildung 3.1](#)) zur Berechnung herangezogen, ergeben sich Trends gleicher Größenordnung, jedoch mit deutlich reduzierten Konfidenzintervallen: $(-1,8 \pm 0,2) \%$ /Dekade für die Dimming-Phase und $(3,0 \pm 0,2) \%$ /Dekade für die Brightening-Phase. Ein komplexeres Modell zur Beschreibung des Dimming und Brightening Phänomens (z.B. die Verwendung einer Sinusfunktion anstelle eines stückweise linearen Modells) könnte die Annäherung an die Messwerte weiter verbessern. Ein physikalisch sinnvolles Modell zur Beschreibung des Phänomens ist allerdings bisher nicht bekannt.

Das außergewöhnlich sonnenreiche Jahr 2003 zeigt die größte positive mittlere Anomalie mit einer um 14,2 % höheren Einstrahlung als das Mittel des Untersuchungszeitraums. Ein Ausschluss dieses Jahres aus der Trendanalyse führt zu einem Trend von $(2,8 \pm 1,3) \%$ /Dekade für die Brightening-Phase, was einen lediglich etwas geringeren positiven Trend gegenüber der ursprünglichen Berechnung darstellt. Die größte negative Anomalie betrifft mit $-9,1 \%$ das Jahr 1987.

3.3 Einfluss von Trends der horizontalen Globalstrahlung auf Solarstrahlungsprognosen

Der kritische Faktor bei der Erstellung von SRAs ist die zuverlässige Prognose der mittleren jährlichen Einstrahlung für einen definierten Zeitraum in der Zukunft (den Prognosezeit-

raum). Um dies zu erreichen, wird üblicherweise die historisch beobachtete (oder aus Satellitendaten abgeleitete) mittlere jährliche Einstrahlung des Referenzzeitraums unverändert in die Jahre des Prognosezeitraums projiziert (siehe [Kapitel 1](#)).

Um die Exaktheit dieses Vorgehens zu bewerten, werden im Folgenden drei typische Fälle analysiert, in denen ein 10-jähriger, ein 20-jähriger und ein 30-jähriger Referenzzeitraum verwendet wird, um den Schätzwert für den langfristigen Mittelwert abzuleiten. Der 10-jährige Referenzzeitraum entspricht dabei dem minimalen Zeitraum für Solarstrahlungsprognosen, der empfohlen wird, um den Einfluss einzelner Jahre mit sehr hohen positiven oder negativen Anomalien nicht zu groß werden zu lassen (Lohmann, Schillings, u. a. 2006). Der 30-jährige Referenzzeitraum repräsentiert ein Maximum, ist allerdings ein gebräuchlicher Zeitraum in Deutschland, da über den [DWD 30-jährige Mittelwerte](#) (1981 bis 2010) für beliebige Standorte bezogen werden können.

In allen drei Fällen wird der Prognosezeitraum auf 20 Jahre festgesetzt. Dieser Zeitraum ist ein Standard von Ertragsprognosen für [PV-Anlagen](#) in Deutschland, da die Einspeisevergütung über diesen Zeitraum gezahlt wird.

Die Abweichung Δ der mittleren Einstrahlung im Referenzzeitraum von der mittleren Einstrahlung im Prognosezeitraum wird nach [Gleichung 3.1](#) berechnet:

$$\Delta = 1 - \frac{\overline{GHI}_{[Y-n,Y]}}{\overline{GHI}_{[Y+1,Y+20]}} \quad (3.1)$$

wobei $\overline{GHI}_{[Start,End]}$ die mittlere Einstrahlung im entsprechenden Zeitraum, Y das betrachtete Jahr (das hypothetische Jahr in dem das [SRA](#) durchgeführt wurde) und n die Anzahl der Jahre des Referenzzeitraums ist (10, 20 oder 30 Jahre). Die Berechnung erfolgt damit rollierend für alle möglichen Kombinationen von Referenz- und Prognosezeitraum über den gesamten Datensatz. Zu beachten ist, dass die mögliche Spanne für das betrachtete Jahr kleiner ist, als die Spanne der Jahre des Strahlungsdatensatzes und mit der Länge des verwendeten Referenzzeitraums abnimmt. Ursache hierfür ist die Tatsache, dass sowohl der komplette Referenz- als auch der Prognosezeitraum für die Berechnung von Δ vorliegen müssen, was jeweils zu Anfang und zum Ende des Zeitraums der verfügbaren Datenreihe (1951 bis 2010) nicht der Fall ist. Da einige Jahreswerte nicht verfügbar sind, wurden 10 % fehlende Werte toleriert; bei mehr fehlenden Jahreswerten wurde die Abweichung nicht berechnet. Dies bedeutet für den Standort Fichtelberg, dass keine Abweichungen berechnet werden konnten und für Trier und Weihenstephan keine Abweichungen für die 30-jährige Referenzperiode vorliegen. [Abbildung 3.2](#) zeigt die berechneten Abweichungen Δ für alle Standorte und ihre Entwicklung über die Zeit.

Wie erwartet ist Δ aufgrund des Dimming-Trends in den ersten Jahren negativ. Die tatsächliche Einstrahlung während des nachfolgenden 20-jährigen Prognosezeitraums war geringer, als auf Basis der Einstrahlung im Referenzzeitraum prognostiziert worden wäre. Dies trifft auf alle untersuchten Fälle zu, da die Dimming-Phase mehr als 30 Jahre andauerte. Die Brightening-Phase bewirkt einen umgekehrten Effekt in späteren Jahren: die tatsächliche Einstrahlung war größer als prognostiziert worden wäre.

Die Abweichungen für einzelne Standorte reichen bis zu etwa $\pm 8\%$ für den 10-jährigen Referenzzeitraum, bis zu $\pm 6\%$ für den 20-jährigen Referenzzeitraum und von -4% bis 6% für den 30-jährigen Referenzzeitraum. Aufgrund der geringeren Spannweite scheint ein län-

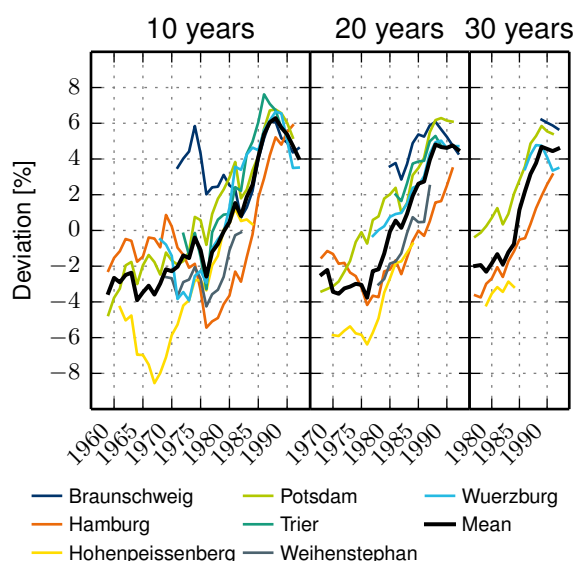


Abbildung 3.2: Abweichungen zwischen der mittleren Einstrahlung im Prognosezeitraum (den jeweils nachfolgenden 20 Jahren des auf der x-Achse angegebenen Jahrs) und der mittleren Einstrahlung im Referenzzeitraum von jeweils 10 Jahren (links), 20 Jahren (Mitte) und 30 Jahren (rechts) vor dem auf der x-Achse angegebenen Jahr. Die schwarze Linie zeigt die mittlere Abweichung über alle Standorte.

gerer Referenzzeitraum daher leicht vorteilhaft zu sein. Auf der anderen Seite ist die **RMSD** der mittleren Abweichungen (die durch die schwarze Linie verbundenen Punkte in **Abbildung 3.2**) nur sehr wenig beeinflusst: sie beträgt 3,3 % für den 10-jährigen Referenzzeitraum, 3,1 % für den 20-jährigen und 2,9 % für den 30-jährigen Referenzzeitraum.

Zu beachten ist, dass sich diese Zahlen auf unterschiedliche Zeitperioden mit unterschiedlicher Länge beziehen (siehe die drei Teilabbildungen von **Abbildung 3.2**): während für den 10-jährigen Referenzzeitraum die Abweichungen von Ende der 1950er Jahre bis zum Anfang der 1990er Jahre berechnet wurden, sind die Abweichungen für den 30-jährigen Referenzzeitraum erst ab Ende der 70er Jahre verfügbar. Hinzu kommt, dass die Periode, für die Abweichungen aller drei Referenzzeiträume verfügbar sind (Ende der 1970er Jahre bis Anfang der 1990er Jahre), ein Zeitraum ist, in dem eine Trendumkehr stattfand (siehe **Abbildung 3.1**). Die Identifizierung eines Referenzzeitraums mit optimaler Länge, der die Abweichungen zum jeweiligen Prognosezeitraum minimiert, würde daher einen noch längeren Messdatensatz erfordern.

Neben den Abweichungen der Mittelwerte über die gesamte Periode, ist für **SRA** die Spanne der Abweichungen in einzelnen Jahren von Interesse (die jährliche Variation). Diese wird normalerweise als Abweichung der Einzeljahre vom Mittelwert des Gesamtzeitraumes berechnet (es handelt sich mithin um die hier bereits berechneten Anomalien). Für die hier untersuchten Standorte bewegen sich diese jährlichen Variationen in einem Bereich von -14,0 % bis 15,8 %.

Ein realistischeres Maß für mögliche Abweichungen einzelner Jahre im Rahmen von **SRA** (das Dimming- und Brightening-Effekte einschließt), stellt allerdings die Abweichung einzelner Jahre im Prognosezeitraum vom Mittelwert im Referenzzeitraum (dem prognostizierten Wert) dar. Auf diese Weise berechnet, bewegen sich die Abweichungen einzelner Jahre in einem Bereich von -16,6 % bis 21,8 % für den 10-jährigen Referenzzeitraum, -14,1 % bis 19,2 % für den 20-jährigen und -12,5 % bis 18,6 % für den 30-jährigen Referenzzeitraum. Im Mittel über alle betrachteten Kombinationen von Referenz- und Prognosezeiträumen und alle Standorte liegt das Jahr mit der höchsten positiven (negativen) Abweichung um

–8,6 % unter (10,5 % über) dem Mittel der 10-jährigen Referenzperiode, –8,3 % unter (11,4 % über) dem Mittel der 20-jährigen Referenzperiode und –7,6 % unter (11,7 % über) dem Mittel der 30-jährigen Referenzperiode. Der Vergleich mit den vorher berechneten Abweichungen gegen den langjährigen Mittelwert zeigt die Auswirkung von Dimming- und Brightening-Effekten: die maximalen Abweichungen sind um etwa 5 % erhöht. Beim Vergleich dieser Zahlen untereinander greifen allerdings die selben Einschränkungen wie bereits zuvor: sie beziehen sich auf unterschiedliche Zeiträume mit unterschiedlicher Länge.

Verwendet man die **RMSD** der mittleren Abweichungen zwischen Prognose- und Referenzzeitraum als Indikator für die Standardunsicherheit von **SRA** aus langfristigen Trends, lässt sich zusammenfassend feststellen, dass ein längerer Referenzzeitraum diese Unsicherheit kaum verringert: Der Wert liegt in allen drei untersuchten Fällen bei etwa 3 %. Dieser Faktor wird bisher bei der Abschätzung von Unsicherheiten für **SRA**s nicht berücksichtigt. Die Untersuchung zur zeitlichen Variabilität der **GHI** zeigt, dass Einzeljahre im Prognosezeitraum im Bereich von –15 % bis 20 % vom prognostizierten Wert abweichen.

3.4 Trends der Direkt- und Diffusstrahlung in die horizontale Ebene

Langfristige Trends und jährliche Variabilität der **GHI** spielen eine große Rolle bei der Planung und Auslegung von Solaranlagen, weil der Energieertrag sehr stark mit der **GHI** korreliert ist. Solaranlagen werden allerdings üblicherweise so konzipiert, dass sie die Direktstrahlung stärker nutzen. Die Trends im Energieertrag müssen daher nicht notwendigerweise mit den Trends der **GHI** übereinstimmen. Das ist offensichtlich für Technologien wie solarthermische Kraftwerke (concentrated solar power, CSP) oder konzentrierende Photovoltaik (concentrated photovoltaics, CPV), die der Sonne nachgeführt werden und ausschließlich die Direktstrahlung nutzen. Es trifft allerdings auch für nichtkonzentrierende **PV**-Anlagen und Solarthermie-Anlagen zur Wärmegewinnung zu, die geneigt aufgeständert oder nachgeführt werden, um einen höheren Anteil an Direktstrahlung zu empfangen.

In diesem Abschnitt werden daher zunächst langfristige Trends der **DHI** und **DIF** untersucht. Im nachfolgenden Abschnitt werden dann Einstrahlung in geneigte und nachgeführte Flächen zu simulieren und Trends dieser Größen zu bestimmen.

Wie in **Abschnitt 3.1** beschrieben, ist die Datenverfügbarkeit und die angewendete Datenfilterung der für diesen Abschnitt zur Verfügung stehenden Daten abweichend, im Vergleich zu den vorher genutzten Zeitreihen. Ein Maximum von 20 Jahren an Daten steht für eine kleinere Anzahl an Standorten zur Verfügung und zusätzliche Datenlücken existieren aufgrund fehlender oder ausgefilterter Diffusstrahlungs-Messwerte. Die Brightening-Trends der **GHI** werden daher für diese kürzere Zeitperiode neu berechnet, um sie als Basis für einen Vergleich verwenden zu können. Zur Berechnung der Mittelwerte werden dabei wiederum Bedingungen aus **Abschnitt 3.1** berücksichtigt. Die resultierenden jährlichen Anomalien und Trends sind in **Abbildung 3.3** dargestellt, die Werte sind **Tabelle 3.2** zu entnehmen.

Tabelle 3.2 zeigt, dass die Verwendung der letzten 20 Jahre der Brightening-Periode zu verringerten Trends im Vergleich zur gesamten Brightening-Periode führt (siehe **Tabelle 3.1**). Alle Trends bleiben allerdings positiv.

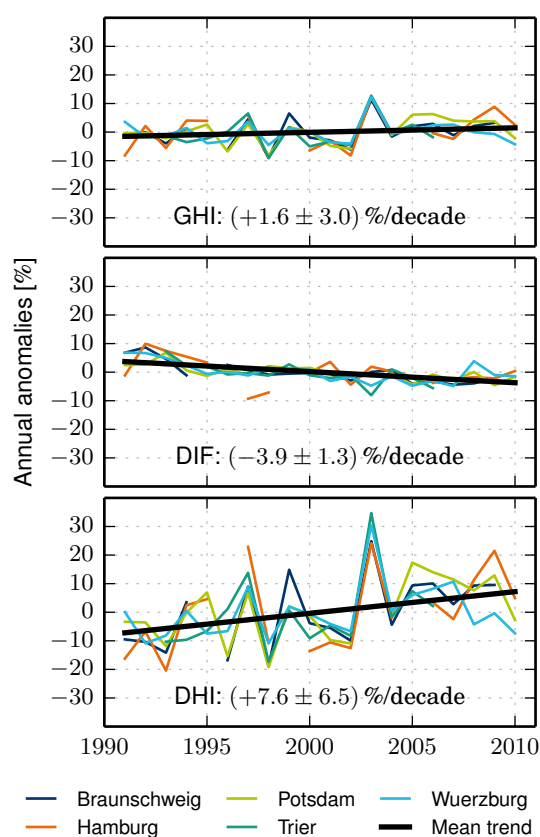


Abbildung 3.3: Jährliche Anomalien der Einstrahlung in die horizontale Ebene: **GHI** (oben), **DIF** (Mitte) und **DHI** (unten) für den Zeitraum 1991 bis 2010. Die Zahlen unten auf jeder Abbildung zeigen den Trend für die mittleren Anomalien über alle Standorte.

Tabelle 3.2: Trends der **GHI**, **DIF** und **DHI** für den Zeitraum 1991 bis 2010. Die Trends der **GHI** und der **DHI** sind positiv, während die Trends der **DIF** für alle Stationen negativ sind (zu den verwendeten Abkürzungen der Stationsnamen siehe **Tabelle 2.3**).

Station	GHI		DIF		DHI	
	$\frac{W}{m^2 \text{ Dekade}}$	$\frac{\%}{\text{Dekade}}$	$\frac{W}{m^2 \text{ Dekade}}$	$\frac{\%}{\text{Dekade}}$	$\frac{W}{m^2 \text{ Dekade}}$	$\frac{\%}{\text{Dekade}}$
Bra	$2,8 \pm 4,3$	$2,4 \pm 3,7$	$-3,4 \pm 1,0$	$-5,3 \pm 1,6$	$6,3 \pm 4,3$	$11,6 \pm 7,9$
Ham	$3,4 \pm 4,9$	$3,0 \pm 4,3$	$-1,9 \pm 2,0$	$-3,2 \pm 3,3$	$5,3 \pm 4,7$	$10,0 \pm 9,0$
Pot	$2,9 \pm 3,3$	$2,4 \pm 2,8$	$-1,9 \pm 0,8$	$-3,1 \pm 1,3$	$4,8 \pm 3,6$	$8,4 \pm 6,3$
Tri	$1,6 \pm 5,9$	$1,3 \pm 4,8$	$-2,9 \pm 1,9$	$-4,5 \pm 2,8$	$4,5 \pm 6,4$	$7,5 \pm 10,6$
Wür	$0,4 \pm 3,5$	$0,3 \pm 2,7$	$-2,6 \pm 1,2$	$-3,8 \pm 1,9$	$3,0 \pm 4,0$	$4,8 \pm 6,4$
Mittel	$1,9 \pm 3,6$	$1,6 \pm 3,0$	$-2,5 \pm 0,8$	$-3,9 \pm 1,3$	$4,4 \pm 3,7$	$7,6 \pm 6,5$
ohne 2003	$1,3 \pm 2,8$	$1,1 \pm 2,4$	$-2,4 \pm 0,8$	$-3,8 \pm 1,3$	$3,8 \pm 2,9$	$6,6 \pm 5,1$

Von größter Wichtigkeit in der Tabelle sind die Trends der **DIF** und der **DHI**: während die Trends der **DIF** für alle Standorte negativ sind, sind alle Trends für die **DHI** positiv und deutlich größer, als die Trends der **GHI**. Dies bestätigt die Erwartungen, da reduzierte Luftverschmutzung und Aerosol-Konzentration (die eine wichtige Triebkraft für das Brightening darstellen) zu reduzierter Streuung und Absorption des Sonnenlichts führen. Im Ergebnis führt dies zu einer Erhöhung der Direktstrahlung und einer Reduzierung der Diffusstrahlung. Eine Reduzierung der Dauer von Wolkenbedeckung ist wahrscheinlich ein anderer Grund, der einen ähnlichen gegenteiligen Effekt auf die Direkt- und Diffusstrahlung hat (siehe z.B. Gueymard 2012; Lohmann, Schillings, u. a. 2006; Norris und Wild 2007, für eine detailliertere Diskussion dieser Effekte).

Die jährliche Variation der mittleren Anomalien ist mit $-15,8\%$ bis $28,2\%$ ebenfalls am ausgeprägtesten für die **DHI** ($-8,2\%$ bis $12,1\%$ für **GHI**, $-4,0\%$ bis $6,7\%$ für **DIF**).

In diesem Abschnitt wurde gezeigt, dass der positive Trend für die **GHI** mit einem Anstieg der **DHI** und einem Rückgang der **DIF** einhergeht. Diese signifikante Verlagerung von diffuser zu direkter Strahlung führt zu einem negativen mittleren Trend für den Diffusstrahlungs-Anteil in Höhe von $(-2,9 \pm 1,7)\%$ -Punkte/Dekade.

3.5 Trends für geneigte und nachgeführte Flächen

Um Trends für geneigte und nachgeführte Flächen bestimmen zu können, werden zunächst die **GTI** (Neigungswinkel von 30° und Südausrichtung), die **GNI** und die **DNI** aus den Stundendaten des Zeitraums 1991 bis 2010 berechnet.

Für die Berechnung der Diffusstrahlung in die geneigte oder nachgeführte Fläche wird das Modell von Perez, Ineichen, u. a. (1990) verwendet. Die absolute Genauigkeit des Modells (siehe Abschnitt 2.2) ist dabei nicht von vorrangiger Bedeutung, da hier lediglich die Bestimmung von Trends im Vordergrund steht. Als Test dieser Aussage wurden die gleichen Berechnungen mit dem Modell von Klucher (1979) wiederholt. Mit diesem Modell ergaben sich annähernd identische Ergebnisse in Bezug auf die ermittelten Trends.

Abbildung 3.4 zeigt die Anomalien und die Trends für geneigte oder nachgeführte Flächen. Die Werte für die Einzelstandorte und die mittleren Anomalien sind in Tabelle 3.3 gegeben.

Alle Trends für geneigte und nachgeführte Ebenen sind größer als die Trends für die horizontale Ebene (siehe Tabelle 3.2). Die **GTI** weist einen um $0,5\%$ -Punkte/Dekade höheren Trend als die **GHI** auf. Dieser Anstieg erscheint plausibel, da eine in Richtung der Sonne geneigte Fläche mehr Direktstrahlung und weniger Diffusstrahlung empfängt. Auf diese Weise hat der positive Trend der Direktstrahlung einen stärkeren Einfluss auf die Entwicklung der **GTI** als auf die **GHI**. Für die **GNI** ist der Anteil der Direktstrahlung verglichen mit der **GTI** noch größer. Der Trend der **GNI** liegt entsprechend $1,9\%$ -Punkte/Dekade über dem Trend der **GHI** und hat sich damit mehr als verdoppelt. Die **DNI** zeigt mit $+0,9\%$ -Punkte/Dekade einen etwas stärkeren Trend als die **DHI** auf. Verglichen mit dem Trend der **GHI** ist der Trend allerdings mehr als fünf mal größer.

Die vergrößerten Trends in geneigte und nachgeführte Ebenen werden damit zu noch größeren Abweichungen zwischen der Einstrahlung in Referenz- und Prognosezeitraum führen. Für die **GHI** wurde die Unsicherheit aus diesen Abweichungen auf 3% geschätzt

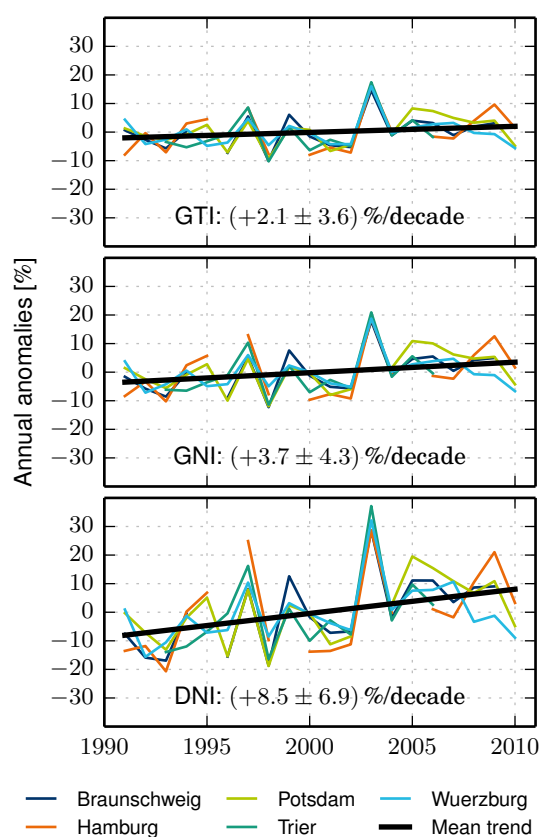


Abbildung 3.4: Jährliche Anomalien der Einstrahlung für geneigte und nachgeführte Flächen: GTI (30° Süd, oben), GNI (Mitte) und DNI unten. Die Zahlen unten auf jeder Abbildung zeigen den Trend für die mittleren Anomalien über alle Standorte.

Tabelle 3.3: Trends für geneigte (GTI) und nachgeführte Flächen (GNI, DNI) für den Zeitraum 1991 bis 2010 (zu den verwendeten Abkürzungen der Stationsnamen siehe Tabelle 2.3).

Station	GTI		GNI		DNI	
	$\frac{W}{m^2 \text{ Dekade}}$	$\frac{\%}{\text{Dekade}}$	$\frac{W}{m^2 \text{ Dekade}}$	$\frac{\%}{\text{Dekade}}$	$\frac{W}{m^2 \text{ Dekade}}$	$\frac{\%}{\text{Dekade}}$
Bra	$4,6 \pm 5,8$	$3,3 \pm 4,2$	$10,9 \pm 8,9$	$6,1 \pm 5,0$	$13,7 \pm 8,0$	$13,5 \pm 7,9$
Ham	$4,5 \pm 6,4$	$3,4 \pm 4,9$	$8,0 \pm 10,5$	$4,6 \pm 6,1$	$9,9 \pm 9,6$	$9,9 \pm 9,6$
Pot	$3,4 \pm 4,6$	$2,5 \pm 3,3$	$7,7 \pm 7,7$	$4,2 \pm 4,1$	$9,3 \pm 7,1$	$8,6 \pm 6,5$
Tri	$3,4 \pm 8,6$	$2,4 \pm 6,0$	$6,6 \pm 13,1$	$3,6 \pm 7,0$	$9,1 \pm 12,5$	$8,4 \pm 11,5$
Wür	$1,2 \pm 5,1$	$0,8 \pm 3,4$	$3,2 \pm 7,9$	$1,7 \pm 4,1$	$6,1 \pm 7,7$	$5,4 \pm 6,8$
Mittel	$3,0 \pm 5,1$	$2,1 \pm 3,6$	$6,8 \pm 7,9$	$3,7 \pm 4,3$	$9,0 \pm 7,4$	$8,5 \pm 6,9$
ohne 2003	$2,1 \pm 3,8$	$1,5 \pm 2,7$	$5,5 \pm 6,1$	$3,0 \pm 3,3$	$7,8 \pm 5,7$	$7,5 \pm 5,4$

(siehe Abschnitt 3.2). Dieser Wert entspricht in etwa dem doppelten des Wertes, der in Abschnitt 3.4 als Trend der GHI für den Zeitraum 1991 bis 2010 berechnet wurde. Wendet man diesen Faktor auf die geneigten und nachgeführten Ebenen an, ergibt sich eine Unsicherheit von etwa 4 % bis 5 % für GTI, etwa 6 % bis 7 % für GNI und von bis zu 15 % für DNI. Auch die jährliche Variabilität steigt für geneigte und nachgeführte Flächen: die mittleren Abweichungen liegen in einem Bereich von $-15,3\%$ bis $30,3\%$ für die DNI, $-9,9\%$ bis $18,4\%$ für die GNI und $-8,6\%$ bis $15,8\%$ für die GTI.

Die berechneten Trends für GTI, GNI und DNI ermöglichen ein besseres Verständnis der Auswirkungen langfristiger Variationen der Solarstrahlung auf Ertragsprognosen für PV-Anlagen. Die Wirkungsgrade von PV-Modulen, Wechselrichtern und anderen Systemkomponenten verlaufen allerdings nicht linear mit der Einstrahlung. Die Entwicklung der Verteilung der Einstrahlung ist daher ebenfalls von Bedeutung. Um die Einstrahlungsverteilung in verschiedenen Jahren (und damit die Entwicklung der Verteilung über die Zeit) analysieren zu können, kann die empirische Verteilungsfunktion verwendet werden (Espinar u. a. 2009). Um jedoch direkt die Energieanteile einsehen zu können, die unter- oder oberhalb eines bestimmten Einstrahlungsniveaus einfallen, wird hier die kumulierte energetische Verteilung verwendet. Dazu wird die gesamte Bandbreite der aufgetretenen Einstrahlungswerte in äquidistante Intervalle mit einer Schrittweite von 10 W/m^2 aufgeteilt. Für jedes Jahr wird dann die in jedem Intervall eingestrahlte Energie berechnet. Anschließend wird der jeweilige Anteil der Energie in einem Intervall an der in diesem Jahr insgesamt eingestrahlten Energie berechnet. Diese Anteile werden dann gegen die Einstrahlungswerte aufgetragen. *Abbildung 3.5* zeigt die Entwicklung der energetischen Verteilung für geneigte und nachgeführte Flächen am Beispiel Potsdam. Auch hier zeigt die DNI die größten Veränderungen: in den ersten Untersuchungsjahren fällt oft weniger als 10 % der DNI auf Einstrahlungsniveaus über 800 W/m^2 ein, während zum Ende des Untersuchungszeitraums etwa 20 % über diesem Niveau einfallen. Die gleiche Veränderung kann auch für die GTI und die GNI beobachtet werden, wenn auch in geringerem Ausmaß. Dieser Trend hin zu höheren Einstrahlungsniveaus hat z.B. Konsequenzen für die Modellierung des Verhaltens von PV-Modulen (die darüber hinaus auch durch die Änderung des Diffusstrahlungs-Anteils betroffen ist) oder die Auslegung und Simulation von Wechselrichtern. Eine umfassende Beurteilung dieser Effekte ist im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht möglich und würde darüber hinaus zeitlich höher aufgelöste Daten, als die hier vorliegenden Stundenwerte erfordern (Burger und Rüther 2006).

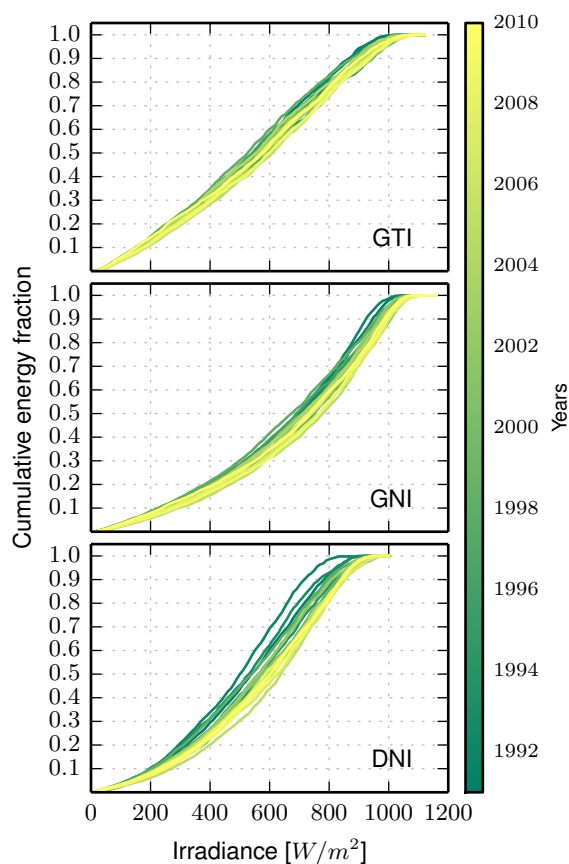


Abbildung 3.5: Kumulierte energetische Verteilung der Einstrahlung in geneigte und nachgeführte Flächen am Beispiel Potsdam. Die Verteilung ist für jedes einzelne Jahr im Untersuchungszeitraum dargestellt. Um die Entwicklung über die Zeit darzustellen, sind die einzelnen Jahre farbkodiert dargestellt.

3.6 Diskussion der Ergebnisse

Bei der Analyse der langfristigen Entwicklung der Einstrahlung und deren Auswirkung auf Solarstrahlungsprognosen treten einige unausweichliche Unsicherheiten und Herausforderungen auf:

- Während einige Ansätze existieren (Reda 2011; Strobel u. a. 2009), ist eine allgemein akzeptierte Methodik zur standortspezifischen Einschätzung der Unsicherheiten von Solarstrahlungsmessungen über einen bestimmten Zeitraum (z.B. ein Jahr) nicht verfügbar (siehe auch Abschnitt 1.4). Der Fokus in diesem Kapitel liegt auf der Analyse langfristiger Trends, die Unsicherheiten von Einzelmesswerten oder aggregierten Messungen, wie stündliche oder jährliche Werte wurde daher nicht im Detail betrachtet. Um die Unsicherheiten so gering wie möglich zu halten, sollten Daten mit der höchstmöglichen Qualität verwendet werden: das BSRN misst alle drei Komponenten der Einstrahlung (GHI, DIF, DNI) direkt und mit dem heute höchstmöglichen Standard. Für die vorliegende Arbeit sind lediglich Messungen der GHI und der DIF verfügbar. Auf der anderen Seite, sind BSRN-Daten lediglich für einige Stationen weltweit verfügbar. Darüber hinaus starteten die BSRN-Messungen erst anfangs der 1990er Jahre, was eine Bestimmung von langjährigen Trends erschwert.
- Wenn Trends aus langjährigen Messungen berechnet werden, treten zusätzliche Unsicherheiten durch die Auffüllung fehlender Daten oder die verwendete Methodik zur

Berechnung von Mittelwerten Unsicherheiten auf (Roesch u. a. 2011). Das gleiche trifft auf Veränderung der Qualität von Messinstrumenten, der Kalibrierung oder die Veränderung allgemeinen Messprinzipien zu (z.B. die Belüftung von Pyranometern, die indirekte Messung der Globalstrahlung mit Hilfe von Messungen von DNI und DIF anstatt der direkten Messung mit Pyranometern, siehe z.B. Gueymard (2009) für Details). Diese Veränderungen bewirken ebenfalls Trends, die schwer oder unmöglich von den »wahren« Trends der eigentlichen Messgröße zu unterscheiden sind.

- Die Einstrahlungen auf geneigte oder nachgeführte Flächen wurden in der vorliegenden Untersuchung modelliert, nicht gemessen. Während für die Direktstrahlung lediglich einfache geometrische Berechnungen notwendig sind, die nicht erwarten lassen, Verschiebungen über die Zeit hervorzurufen, muss für die Umrechnung der Diffusstrahlung ein komplizierteres Modell verwendet werden. Die Möglichkeit, dass dieses Modell die Ergebnisse beeinflusst, kann nicht ausgeschlossen werden. Ein Test mit einem anderen Modell, ergab jedoch vergleichbare Resultate.
- Die Analyse basiert auf Bodenmessungen; für SRAs werden für gewöhnlich allerdings Satellitendaten verwendet. Es gibt einige Veröffentlichungen, die die Übereinstimmung von Trends aus Bodenmessungen mit denen aus Satellitendaten vergleichen. Diese konzentrieren sich jedoch in erster Linie auf die GHI und die DNI (Pinker u. a. 2005; Lohmann, Schillings, u. a. 2006; Lohmann, Riihimaki, u. a. 2007; Posselt u. a. 2012). Für die Verwendung in SRAs sollten jedoch auch Trends für die diffuse und direkte Einstrahlung in verschiedenen geneigte und nachgeführte Flächen weiter untersucht werden. Diese Untersuchungen sollten besonders die zusätzlichen Unsicherheiten, die sich aus der Verwendung von Satellitendaten ergeben, berücksichtigen.

Trotz der Unsicherheiten gibt es Fakten, die das Vertrauen in die tatsächliche Existenz der hier untersuchten Trends erhöhen: Die berechneten Trends entsprechen der Höhe und dem Vorzeichen nach bereits publizierten Untersuchungen, die mit unterschiedlichen Messinstrumenten, verschiedenen Ansätzen zur Berechnung und an diversen Standorten durchgeführt wurden. Veränderungen der Solarstrahlung am Erdboden sind nicht nur durch direkte Messungen nachzuvollziehen, sondern auch durch Messungen verwandter Größen, wie der Sonnenscheindauer oder der täglichen Temperaturspreizung (Wild 2009a, 2012). Eine erhöhte Einstrahlung und erhöhte Anlagenenerträge können darüber hinaus auch an PV-Systemen beobachtet werden: In den letzten Jahren lagen die gemessene Solarstrahlung in Modulebene und die Anlagenenerträge regelmäßig über den Prognosen, die auf Basis von langjährigen Mittelwerten aus der Vergangenheit erzeugt wurden (siehe z.B. B. Müller, Heydenreich, Kiefer, u. a. (2009) und Kapitel 4).

Wenn langfristige Trends der Solarstrahlung existieren, stellt sich die Frage, wie sich diese in der Zukunft entwickeln werden. Projektionen solcher zukünftiger Trends wären prinzipiell mit globalen Klimamodellen möglich. Mit der gegenwärtigen Generation von Klimamodellen sind solche Projektionen jedoch noch mit beachtlichen Unsicherheiten behaftet, da sie auf kritische Weise von Hypothesen zur zukünftigen Entwicklung der anthropogenen Aerosol-Emissionen und von Annahmen zur Veränderung der Wolkenbildung abhängen. Untersuchungen zeigen zudem, dass gegenwärtige Klimamodelle nicht in der Lage sind, die Veränderungen der GHI in den vergangenen Dekaden adäquat nachzubilden (Wild 2009b;

Wild und Schmucki 2011; Ruckstuhl und Norris 2009). Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Entwicklung der Solarstrahlung in der Zukunft unbekannt ist.

Um die Auswirkungen zukünftiger unbekannter Trends auf Solarstrahlungsprognosen abschätzen zu können, werden daher drei verschiedene Szenarien betrachtet:

1. Persistenz des Trends: Der Brightening-Trend der Vergangenheit hält an
2. Persistenz des Mittelwertes: Die Einstrahlung verharrt auf dem gegenwärtigen Niveau. Als Indikator für die gegenwärtige mittlere jährliche Einstrahlung wird der Endpunkt der Trendlinie verwendet.
3. Trendumkehr: Der Brightening-Trend aus der Vergangenheit wechselt mit sofortiger Wirkung sein Vorzeichen.

Während das erste Szenario als Erwartung für eine obere Grenze angesehen werden kann, stellt das dritte Szenario die Erwartung für die untere Grenze der zukünftig möglichen Entwicklung der Einstrahlung dar. Die weitere Analyse basiert auf den Annahmen, dass die zukünftige Entwicklung der Einstrahlung unbekannt ist (ein zukünftiger Anstieg ist damit ebenso wahrscheinlich, wie ein zukünftiger Rückgang) und dass das gegenwärtige Einstrahlungsniveau über dem langjährigen Mittelwert im Untersuchungszeitraum liegt (was aus den Ergebnissen der vorangegangenen Abschnitte geschlossen werden kann). Das fehlende Wissen zur zukünftigen Entwicklung der Einstrahlung könnte ebenfalls mittels Wahrscheinlichkeitslehre und der Annahme einer Gleichverteilung beschrieben werden. Weiterhin könnten auch die oberen und unteren Grenzen zur zukünftigen Entwicklung ausgeweitet werden. Solange die vorgenannten Annahmen gelten, sollten sich die im Folgenden gezogenen Schlussfolgerungen allerdings nicht unterscheiden.

Abbildung 3.6 zeigt die Szenarien für die mittleren Anomalien zusammen mit verschiedenen Referenzzeiträumen für ein hypothetisches SRA im Jahr 2011. Die Zahlen für alle Standorte sind in Tabelle 3.4 gegeben (die verwendeten Trends für Szenarios 1 und 3 sind in Tabelle 3.2 zu finden).

Abbildung 3.6 zeigt, dass der 30-jährige Referenzzeitraum die zukünftige Einstrahlung selbst dann um $-1,3\%$ unterschätzt, wenn eine sofortige Trendumkehr einsetzt. Der 20-jährige Mittelwert liegt näher zum Trendumkehr-Szenario ($0,3\%$), allerdings ist der 10-jährige Mittelwert der beste Schätzwert für die beiden anderen Szenarien. Der 10-jährige Mittelwert stellt immer dann den besten Schätzwert dar, wenn der zukünftige Trend oberhalb von $-2,3\%$ liegt, was den größten Bereich der möglichen Trends in der Zukunft abdeckt. Der 30-jährige Mittelwert stellt hingegen nur dann den besten Schätzwert dar, wenn der Trend in der Zukunft unterhalb von $-3,9\%$ liegt, was eine sofortige Trendumkehr zu einer starken Dimming-Phase bedeuten würde. Zwischen diesen beiden Werten, stellt der 20-jährige Mittelwert den besten Schätzwert dar. Es bleibt festzuhalten, dass der 10-jährige Mittelwert einen großen Bereich der möglichen zukünftigen Einstrahlungen unterschätzt. Erst wenn der zukünftige Trend unterhalb von $-1,5\%$ liegt, wird die zukünftige Einstrahlung überschätzt. Aus diesem Grund stellt dieser Mittelwert immer noch einen eher konservativen Schätzwert dar. Aus Tabelle 3.4 ist ersichtlich, dass diese Schlussfolgerung auch für die Einzelstandorte gilt.

Abbildung 3.6: Szenarien bei der Abschätzung des zukünftigen Solarstrahlungs-Potenzials. Der gleitende Durchschnitt der mittleren GHI-Anomalien (in schwarz) und die Trendlinien (grün für die Dimming-Phase und blau für die Brightening-Phase) werden zusammen mit drei Szenarien zur Entwicklung der Einstrahlung in der Zukunft gezeigt. Der Bereich der möglichen zukünftigen Einstrahlung ist durch die rote Fläche angedeutet. Die sich ergebenden mittleren Einstrahlungswerte für die drei Szenarien sind als rote Linien dargestellt.

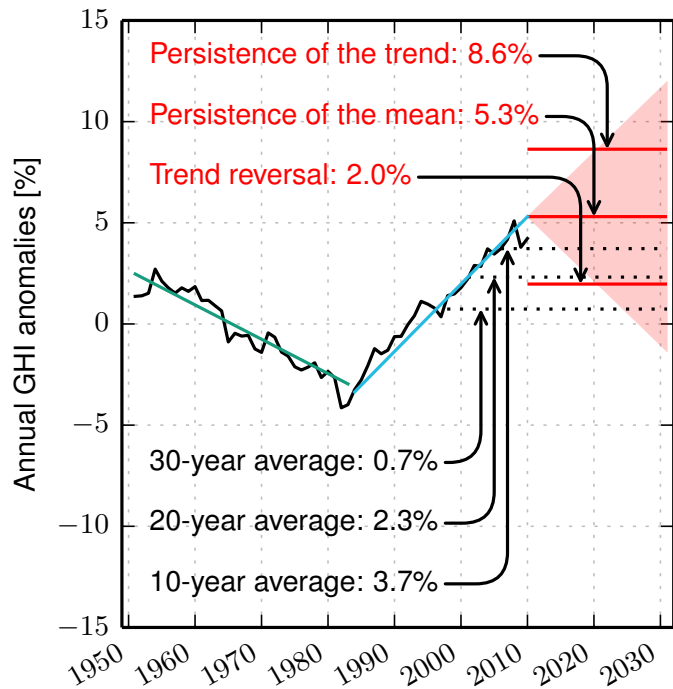


Tabelle 3.4: Abweichungen der mittleren GHI in verschiedenen langen Referenzzeiträumen und den drei untersuchten Szenarien gegenüber dem langfristigen Mittelwert (1951 bis 2010). Der Standort Fichtelberg wurde aufgrund von Datenlücken in den letzten Jahren nicht betrachtet.

Station	Referenzzeiträume			Szenarios		
	30 Jahre (1981- 2010) %	20 Jahre (1991- 2010) %	10 Jahre (2001- 2010) %	Persistenz des Trends %	Persistenz des Mittels %	Trend- umkehr %
Braunschweig	1,8	3,4	4,5	10,6	6,8	3,0
Hamburg	-0,6	1,2	2,8	9,1	5,1	1,0
Hohenpeißenberg	-1,2	-0,3	2,4	4,8	2,2	-0,4
Potsdam	1,0	3,0	3,6	10,5	6,5	2,4
Trier	0,8	2,2	3,2	6,4	4,3	2,1
Weihenstephan	0,0	1,6	4,6	9,0	5,3	1,6
Würzburg	0,9	2,6	3,4	7,2	4,7	2,1
Mittel	0,7	2,3	3,7	8,6	5,3	2,0

Die gezogenen Schlussfolgerungen sollten auch gültig sein (allerdings mit umgekehrten Vorzeichen), wenn in der jüngeren Vergangenheit eine Dimming-Phase zu beobachten gewesen wäre. Nur im Falle einer Trendumkehr oder bei Vorliegen von eher kurzfristigen Trends (kürzer als die Referenzperiode) würde der Mittelwert eines längeren Referenzzeitraums einen besseren Schätzwert darstellen, als der eines 10-jähriger Referenzzeitraums.

Betrachtet man [Abbildung 3.6](#), könnte man zu dem Schluss kommen, dass der Endpunkt der Trendlinie (»die Persistenz des Mittelwertes«) selbst einen guten Schätzwert darstellen würde. Die Verwendung des Endpunkts einer Regressionsgerade kann allerdings zusätzliche Unsicherheiten einführen. Darüber hinaus ist das Vorliegen eines einzelnen Jahreswertes nicht ausreichend um eine geeignete Prognose zu erstellen: [SRA](#) erfordern Einstrahlungswerte in hoher zeitlicher Auflösung um eine verlässliche Simulation des Systemverhaltens der [PV-Anlage](#) zu ermöglichen. Die Anpassung der Zeitreihe des Referenzzeitraums auf den gewählten Jahreswert oder die Verknüpfung von Bruchstücken der Zeitreihe zu einem [TMY](#) mit dem entsprechenden Jahreswert, birgt das Risiko in sich die energetische Verteilung der Zeitreihe zu verzerren (siehe [Abschnitt 3.5](#)).

Ein alternativer Ansatz besteht in der Verwendung der gesamten Zeitreihe der jeweils letzten 10 Jahre als Zeitreihe für den Referenzzeitraum. Durch die gute Verfügbarkeit von hochqualitativen Satellitendaten und die heute verfügbare Rechenleistung ist dieser Ansatz in der Praxis problemlos zu realisieren.

3.7 Zusammenfassung und Fazit

Der Zeitraum 1951 bis 2010 ist in Deutschland klar in eine Dimming-Phase, in der die mittlere jährliche Globalstrahlung zurückging, und eine Brightening-Phase, in der die Einstrahlung anstieg, geteilt. Der Wendepunkt befindet sich am Anfang der 1980er Jahre. Für die hier analysierten Messstationen beträgt der Trend für die Dimming-Phase $(-1,7 \pm 1,3) \%$ /Dekade, und der Trend für die Brightening-Phase $(3,3 \pm 1,6) \%$ /Dekade. Der beobachtete Brightening-Trend ist bedingt durch einen Anstieg der Direktstrahlung und einen (im Vergleich etwas geringeren) Rückgang der Diffusstrahlung. Da der Anteil der Direktstrahlung zunimmt, sind die Trends für geneigte oder nachgeführte Flächen noch ausgeprägter.

Diese Trends erschweren die Festlegung eines repräsentativen oder »wahren« langjährigen Mittelwerts, der als Schätzwert für die zukünftig zu erwartende Solarstrahlung verwendet werden kann. Historische Messwerte aus Deutschland zeigen, dass die Verwendung einer mittleren horizontalen Einstrahlung aus der Vergangenheit zur Prognose der Einstrahlung in den jeweils folgenden 20 Jahren eine Unsicherheit von etwa 3 % in sich birgt. Für die Globalstrahlung in eine 30° geneigte, südausgerichtete Fläche wird diese durch das Vorliegen langjähriger Trends verursachte Unsicherheit auf 4 % bis 5 %, für die Globalstrahlung in eine zweiachsig nachgeführte Fläche auf 6 % bis 7 % und für die Direktnormalstrahlung auf 15 % geschätzt. Diese Werte stellen signifikante zusätzliche Unsicherheiten für [SRAs](#) dar.

Bei Vorliegen langfristiger Trends stellt sich damit nicht mehr die Frage, welches der »wahre« klimatologische Wert ist, sondern welcher Wert als der beste Schätzwert für die nächsten 20 Jahre angenommen werden kann. Ein passender Schätzwert sollte aus einem aktuellen Zeitraum abgeleitet werden, der lang genug ist, um den Einfluss einzelner Jahre

auszugleichen, aber kurz genug ist um den Einfluss vergangener Trends zu reduzieren. Es wird vorgeschlagen, Einstrahlungsdaten der letzten 10 Jahre, als Kompromiss zur Erfüllung dieser Voraussetzungen, zu verwenden.

Wenn diese Methodik auf aktuelle **SRAs** in Deutschland angewendet wird, wird eine im Vergleich zur Verwendung 30-jähriger Mittelwerte um etwa 3 % höhere Globalstrahlung horizontal und eine um bis zu 5 % höhere Einstrahlung in geneigte Flächen erwartet. Für nachgeführte Flächen und die Direktnormalstrahlung sind noch höhere Abweichungen zu erwarten.

Obwohl diese Analyse auf Deutschland bezogen ist, sollten diese Schlussfolgerungen auch auf andere Gegenden zutreffen, für die langfristige Trends der Solarstrahlung zu beobachten sind.

Kapitel 4

Vergleich von Ertragsprognosen und Messungen an realen Anlagen

In diesem Kapitel erfolgt ein Vergleich von Ertragsprognosen mit gemessenen Einstrahlungen in Modulebene und Erträgen von kommerziell betriebenen **PV**-Kraftwerken.

Das Fraunhofer ISE hat in den letzten Jahren hunderte von Ertragsprognosen für kommerziell betriebene **PV**-Kraftwerke erstellt. Gleichzeitig werden etwa 300 Anlagen im Auftrag von Kunden kontinuierlich vermessen. Die Schnittmenge von etwa 100 Anlagen, für die sowohl Ertragsprognosen erstellt wurden, als auch das Monitoring vom ISE durchgeführt wird, bildet die Grundlage für den in diesem Kapitel vorgenommenen Vergleich. Die Messdaten liegen dabei für die **GPOA** und den Ertrag vor. Aus diesen Daten lässt sich die »**performance ratio**« / **Anlagennutzungsgrad (PR)** berechnen, die im weiteren Verlauf dieses Kapitels als Kennzahl zur Bewertung des Systemverhaltens des **PV**-Kraftwerks verwendet wird (siehe zur Definition und zu Details zur **PR IEC 61724 1998**; Reich u. a. **2012**).

Die Ergebnisse dieses Kapitels sind in einer Vorversion bereits in B. Müller, Hardt, u. a. (**2015**) veröffentlicht. Für die vorliegende Arbeit wurden jedoch die Messdaten aktualisiert, die Auswertung und Diskussion der Ergebnisse vertieft und die auftretenden Unsicherheiten der Prognosen detaillierter quantifiziert und untersucht.

4.1 Validierung von Ertragsprognosen mit Messdaten

4.1.1 Ertragsprognosen

Die ersten für den Vergleich verfügbaren Ertragsprognosen wurden im Jahre 2004 erstellt. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit wurden zu dieser Zeit noch keine vollständigen Zeitreihen der Solarstrahlung für den gesamten Referenzzeitraum verwendet. Stattdessen kamen entweder deutsche **TMY** (Webs u. a. **2005**) oder Zeitreihen des »Satel-Light«-Projekts zum Einsatz. Diese Zeitreihen wurden dann auf langjährige Mittelwerte der Solarstrahlung im verwendeten Referenzzeitraum normiert. Als Referenzzeitraum wurde in den ersten Prognosen für Standorte in Deutschland der Zeitraum 1981 bis 2000 verwendet. Spätere Ertragsprognosen verwendeten teilweise Mittelwerte über noch längere Referenzzeiträume: von 1981 bis zu dem der Erstellung der Prognose vorausgehenden Kalenderjahr. Im Maximum wird für die hier untersuchten Ertragsprognosen ein Referenzzeitraum von 26 Jahren verwendet (1981 bis 2006). Die Mittelwerte der Solarstrahlung für Deutschland wurden vom **DWD** bezogen. Diese Mittelwerte werden im Folgenden

als »DWD-Rasterdaten« bezeichnet (für mehr Details zu dieser Datenquelle siehe Riecke 2011). Für alle Standorte außerhalb Deutschlands wurden mittlere Einstrahlungswerte der Universität Oldenburg verwendet. Der Referenzzeitraum erstreckt sich hier von 1998 bis zum der Erstellung der Prognose vorausgehenden Kalenderjahr. Zur Berechnung der GPOA wurde das Modell von Klucher (1979) eingesetzt.

Die Simulation des Ertrags im Referenzzeitraum erfolgte in den ersten Jahren mit der Simulationsumgebung »INSEL« (Schumacher 2014); seit etwa 2008 wird die am ISE entwickelte Software »Zenit« (B. Müller 2006) eingesetzt.

Für die hier untersuchten Ertragsprognosen wurden noch keine langfristigen Veränderungen des Systemverhaltens oder der meteorologischen Bedingungen zur Bestimmung des prognostizierten Ertrags berücksichtigt. Sie projizieren damit Ertrag (und PR) des Referenzzeitraums unverändert in den Prognosezeitraum.

4.1.2 Verwendete Messdaten und Unsicherheiten beim Vergleich der Prognosen mit Messungen

Für die folgenden Untersuchungen stehen im Rahmen dieser Arbeit Messdaten vom jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme einer Anlage bis zum Jahr 2015 zur Verfügung. Der Vergleich der prognostizierten Werte mit den Messdaten erfolgt wiederum mit Hilfe der für jede Anlage berechneten MBD sowie den darauf aufbauenden Kennzahlen \overline{MBD} und \overline{SD} .

Alle Messdaten wurden mit dem üblichen Fraunhofer ISE Monitoring-System aufgenommen. Die Daten werden dabei jede Sekunde gemessen, zu fünf-minütigen Mittelwerten aggregiert und von einem industriellen Datenlogger gespeichert. Jede Nacht werden die Daten ins Institut transferiert und dort einer Reihe von Plausibilitäts- und Qualitäts-Tests unterzogen.

Für die Messung der GPOA werden Silizium-Referenzzellen verwendet. Diese Zellen werden regelmäßig im Fraunhofer ISE CaLab kalibriert. Die Kalibrierunsicherheit beträgt 1 %. Berücksichtigt man neben der reinen Kalibrierunsicherheit weitere Unsicherheitsquellen, wie die Linearität der Zellen und das Datenerfassungssystem, kann die Messunsicherheit für Jahreswerte auf etwa 2 % bis 3 % geschätzt werden.

Da Referenzzellen ähnliche physikalische Eigenschaften wie PV-Module gleicher Technologie aufweisen, messen sie die Solarstrahlung, die für das PV-Modul »sichtbar ist«. Ertragsprognosen verwenden hingegen breitbandige, in der Regel satellitenbasierte Strahlungsdaten, die ähnliche physikalische Eigenschaften wie Pyranometer-Messungen aufweisen. Diese Strahlungsdaten unterscheiden sich von Messungen durch Referenzzellen hauptsächlich durch die unterschiedliche winkelabhängige Sensitivität, spektrale Effekte und Einflüsse durch Verschmutzung. Um diesen Unterschieden Rechnung zu tragen, wird die in den Ertragsprognosen prognostizierte GPOA zum Vergleich mit den Messdaten um die prognostizierten winkelabhängigen, durch Verschmutzung bedingten und spektralen Verlustfaktoren korrigiert. Die prognostizierte PR wird anschließend auf dieser Basis neu berechnet. Diese einfache Umrechnungsmethode scheint für bestimmte Typen von Referenzzellen und Jahreswerte der GPOA recht gute Ergebnisse zu erzielen (siehe Reich u. a. 2012, Abbildung 2). Zu beachten ist allerdings, dass für die Mehrheit der hier verwendeten Strahlungsmessungen im Laufe der Zeit unterschiedliche Typen von Referenzzellen zum

Einsatz kamen. Sowohl unterschiedliche Typen von Referenzzellen, als auch einzelne Referenzzellen vom gleichen Typ können sich jedoch in ihren Eigenschaften stark unterscheiden (Driesse und Zaaiman 2015). Damit unterscheiden sich auch die jeweiligen Abweichungen zu einer Pyranometermessung am gleichen Standort. Die zusätzlichen Unsicherheiten durch die Umrechnung der **GPOA** werden daher auf etwa 2 % bis 3 % geschätzt, was zu einer kombinierten Unsicherheit von etwa $\pm 3\%$ bis $\pm 4\%$ für die Berechnung der **MBDs** zwischen korrigierter prognostizierter **GPOA** und Messwerten führt. Die notwendige Umrechnung der prognostizierten **GPOA** kann dabei durch eine systematische Über- oder Unterschätzung der Abweichung zwischen breitbandiger und mit Referenzzellen gemessener Einstrahlung auch einen Einfluss auf die berechnete **MBD** haben.

Die Unsicherheiten der Messung des (AC-) Energieertrages werden auf etwa 1 % geschätzt. Für den spezifischen Energieertrag können zusätzliche Unsicherheiten durch Abweichungen zwischen nominaler und tatsächlich installierter Leistung auftreten. Die Unsicherheiten bei der Bestimmung der installierten Leistung einer **PV**-Anlage entsteht durch zwei Faktoren: auf der einen Seite besteht eine Messunsicherheit im Rahmen der Leistungsmessung von **PV**-Modulen. **PV**-Module mit kristallinen Siliziumzellen können heute mit einer Unsicherheit von 0,8 % gemessen werden, während die Unsicherheiten vor 5 bis 10 Jahren im Bereich von etwa 1,5 % bis 2,5 % lagen (Dirnberger und Kräling 2013, Unsicherheiten umgerechnet auf Standardunsicherheiten). Auf der anderen Seite können aus wirtschaftlichen Gründen nicht alle Module eines **PV**-Kraftwerks in modernsten Laboren mit geringen Unsicherheiten gemessen werden. Die dadurch erforderliche Auswahl von Stichproben zur Messung führt zu zusätzlichen Unsicherheiten (Jantsch u. a. 2012). Darüber hinaus müssen Aspekte der Anfangsstabilität wie lichtinduzierte Degradation (LID, Leistungsverlust von 0 % bis 2 % nach 20 kWh/m² Einstrahlung bei kristallinem Silizium) berücksichtigt werden (Dirnberger 2014). Nimmt man aufgrund dieser Tatsachen eine zusätzliche Unsicherheit von 2 % für die tatsächlich installierte Leistung an, liegt die Unsicherheit bei der Ermittlung der **MBDs** für den spezifischen Energieertrag bei $\pm 2\%$ bis $\pm 2,5\%$.

Im Ergebnis wird die Unsicherheit der berechneten **MBDs** der **PR** auf etwa $\pm 4\%$ bis $\pm 4,5\%$ geschätzt. Mögliche systematische Abweichungen durch die Korrektur der prognostizierten **GPOA** beeinflussen auch die korrigierte prognostizierte **PR**. Eine mögliche systematische Über- oder Unterschätzung der Abweichungen bei der Korrektur der **GPOA** um 2 % bis 3 % (siehe oben) wird daher auch eine systematische Beeinflussung der **MBD** der **PR** in etwa gleicher Höhe, aber mit umgekehrten Vorzeichen hervorrufen.

Aufgrund der nicht vorhandenen Pyranometer-Messungen und der damit notwendigen Umrechnung der Einstrahlung sind die geschätzten Unsicherheiten bei der Ermittlung der **MBDs** für die **GPOA** und die **PR** etwa doppelt so groß, wie die Unsicherheiten für den Vergleich des Ertrags. Die Unsicherheiten der beiden erstgenannten Größen können zudem systematische Einflüsse in Höhe von 2 % bis 3 % beinhalten, was zu einer Verzerrung der jeweiligen **MBD** für diese Größen führen kann. Damit können auch **MBDs** in dieser Größenordnung nicht direkt auf systematische Abweichungen der Prognosen zurückgeführt werden. Für den Ertrag wird hingegen keine systematischen Beeinflussungen der **MBD** erwartet. Eine von Null verschiedene **MBD** des Ertrags deutet daher auf systematische Abweichungen der Prognosen gegenüber den Messungen hin.

Für eine detailliertere Beschreibung des verwendeten Monitoring-Systems sei auf Reich u. a. (2012) und B. Müller, Heydenreich, Kiefer, u. a. (2009) verwiesen.

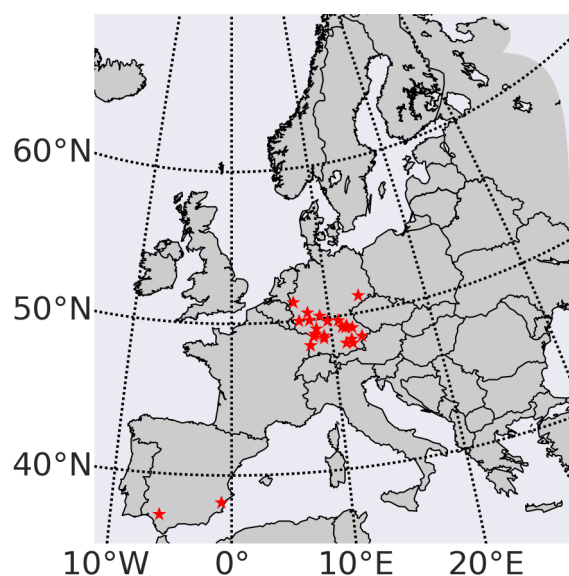


Abbildung 4.1: Übersicht über die Standorte der untersuchten PV-Anlagen

4.1.3 Für die Untersuchung verfügbare Anlagen

Ertragsprognosen schätzen den langfristigen Energieertrag eines PV-Systems ab. Zur Validierung der Prognosen sind daher möglichst langjährige Messdaten erforderlich. Gleichzeitig sind jedoch hohe Anforderungen sowohl an die Datenverfügbarkeit und Validität der Monitoring-Daten als auch an die Verfügbarkeit der PV-Kraftwerke zu stellen, um die Ergebnisse eines Vergleichs von Prognosen mit Messungen nicht zu verzerren.

In B. Müller, Hardt, u. a. (2015) wurden daher verschiedene Kriterien definiert, um diese Anforderungen in Bezug auf einzubeziehende Anlagen und Messdaten zu erfüllen. Nach Anwendung dieser Kriterien wurden 26 Anlagen identifiziert, die auch in der vorliegenden Arbeit für den Vergleich von Ertragsprognosen mit Messungen verwendet werden. Bei drei Anlagen handelt es sich um einachsige nachgeführte Anlagen, alle anderen Anlagen weisen feste Neigungswinkel in einem Bereich von 15° bis 30° auf. Die Ausrichtung der Anlagen reicht von Südost (150°) bis Südwest (230°). Zwei Anlagen befinden sich in Spanien, alle anderen in Deutschland. Die Standorte der Anlagen sind in [Abbildung 4.1](#) dargestellt; weitere Details zu den Anlagen sind in [Tabelle 4.1](#) zu finden.

Zum Zeitpunkt der Untersuchung in B. Müller, Hardt, u. a. (2015) standen für diese Anlagen 129 Jahre an Messdaten bis zum Jahr 2013 zur Verfügung, die den definierten Kriterien in Bezug auf die Qualität der Messdaten (z.B. jährliche Datenverfügbarkeit $\geq 98\%$, Validität der Messdaten) und die Verfügbarkeit der Anlagen (keine erkennbaren Anlagenausfälle) genügten. Unter Berücksichtigung der Messdaten bis 2015 stehen für diese Anlagen nun 154 Jahre an validen Daten zur Verfügung. Dabei konnten für drei Anlagen keine erweiterten Datensätze verwendet werden, da sich diese Anlagen nicht mehr im Monitoring befinden. Die Daten für diese Anlagen wurden daher unverändert übernommen. Nach der Aktualisierung der Messdaten stehen für zwei Anlagen neun Jahre an Daten zur Verfügung, im Minimum drei Jahre und im Mittel 5,9 Jahre Daten pro Anlage. Die Betriebsdauer der Anlagen bewegt sich bei einem Mittelwert von 8,2 Jahren im Bereich von fünf bis elf Jahren.

Tabelle 4.1: Details zu den betrachteten PV-Anlagen. Alle Anlagen sind mit Modulen aus kristallinem Silizium ausgestattet. Die Anlagen 22 und 24 befinden sich in Spanien, alle anderen Anlagen in Deutschland (siehe auch [Abbildung 4.1](#)). Die Sortierung erfolgt nach dem Datum der Inbetriebnahme (die älteste Anlage erhält die Nummer 1).

Nr.	Inbetriebnahme	Nennleistung [kWp]	Aufständerkonzept	Neigungswinkel [°]	Ausrichtung Ausrichtung [°]	Verfügbare Daten [Jahre]
1	2004	1890	einachsigenachgeführt	0	-	9
2	2004	1925	einachsigenachgeführt	0	-	8
3	2005	6262	einachsigenachgeführt	0	-	6
4	2005	73	fest	30	174	9
5	2006	36	fest	30	184	7
6	2006	137	fest	25	183	6
7	2006	257	fest	25	227	5
8	2007	372	fest	24	170	5
9	2007	1012	fest	25	200	5
10	2007	279	fest	25	180	5
11	2007	973	fest	25	180	7
12	2007	763	fest	25	180	5
13	2007	1045	fest	30	182	7
14	2007	497	fest	25	157	5
15	2007	197	fest	25	208	3
16	2007	1553	fest	25	165	6
17	2008	1118	fest	25	180	6
18	2008	738	fest	24	152	7
19	2008	1202	fest	24	188	7
20	2008	400	fest	25	180	4
21	2008	421	fest	24	188	6
22	2008	638	fest	15	165	5
23	2008	926	fest	25	180	6
24	2008	787	fest	15	196	6
25	2008	1320	fest	15	170	4
26	2008	1103	fest	15	186	5

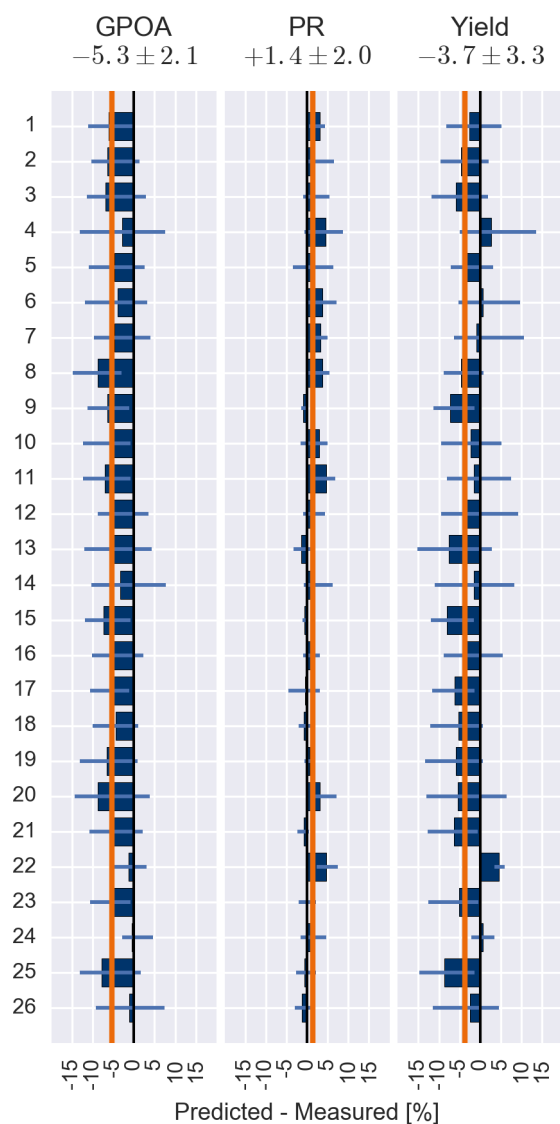


Abbildung 4.2: Vergleich von Prognose und Messung für GPOA, PR und Ertrag (»Yield«). Die blauen Balken zeigen die Abweichungen über der gesamten Prognosezeitraum. Hellblaue horizontale Linien kennzeichnen die Spannweite der jährliche Abweichungen; die mittlere Abweichung über alle Anlagen ist durch die vertikalen Linien in Orange gegeben. Die \overline{MBD} und die SD für die drei Untersuchungsgrößen ist zudem durch die Zahlen im jeweiligen Titel der einzelnen Abbildungen gegeben.

4.1.4 Vergleich der Prognosen mit Messdaten

Ziel in diesem Abschnitt ist die Analyse der auftretenden Abweichungen der Prognosen von den jeweiligen Messwerten. Die Bewertung der Abweichungen erfolgt dabei auf Grundlage der in [Unterabschnitt 4.1.2](#) vorgenommenen Einschätzungen der Messunsicherheiten bzw. der unter Berücksichtigung der korrigierten Einstrahlungswerte auftretenden Unsicherheiten. Auf diese Weise sollen systematische Abweichungen und Unsicherheiten der Prognosen identifiziert und quantifiziert werden.

Hierzu werden zunächst die jährlichen relativen $MBDs$ zwischen prognostizierten und gemessenen Werten für GPOA, PR und spezifischen Energieertrag berechnet. Außerdem wird die MBD bezogen auf den Gesamtzeitraum ermittelt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in [Abbildung 4.2](#) dargestellt.

Zu beachten ist, dass sich die dargestellten $MBDs$ aufgrund der unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkte und unterschiedlicher Verfügbarkeit an validen Messdaten auf

unterschiedlich lange Untersuchungszeiträume beziehen (drei bis neun Jahre Daten über Zeiträume von fünf bis elf Jahren, siehe [Tabelle 4.1](#)). Besonders die **GPOA** und der Ertrag können bei kurzen Zeiträumen bzw. bei Vorliegen von nur wenigen Jahren an Messdaten aufgrund von jährlichen Variationen noch stark von den prognostizierten langjährigen Werten abweichen.

Trotz dieser Einschränkung zeigt [Abbildung 4.2](#) den aktuellen Status der Prognosen im Vergleich zu den Messungen: die prognostizierte **GPOA** liegt für sämtliche Anlagen unter der gemessenen. Für 20 von 26 Anlagen liegt die prognostizierte **GPOA** zudem mehr als 4 % unter der Messung und damit außerhalb der geschätzten Standardunsicherheit für die **MBD** der **GPOA** (siehe [Unterabschnitt 4.1.2](#)). Dies führt zu einer $\overline{\text{MBD}}$ der **GPOA** in Höhe von $-5,3\%$. Auch diese Abweichung liegt deutlich außerhalb der angenommenen systematischen Unsicherheit für den **GPOA**-Vergleich von $\pm 2\%$ bis $\pm 3\%$. Lediglich die Anlagen 22, 24 und 26 weisen eine sehr kleine negative Abweichung im Bereich von 0% bis -1% auf. Zwei dieser Anlagen (22 und 24) befinden sich in Spanien. Die Ertragsprognosen dieser Anlagen verwenden Strahlungsdaten aus einer anderen Quelle und mit abweichenden Referenzzeiträumen im Vergleich zu den übrigen Anlagen (siehe [Unterabschnitt 4.1.1](#)). Als Schlussfolgerung kann vorerst festgehalten werden, dass die Prognosen die gemessene **GPOA** für die Anlagen in Deutschland systematisch um etwa -5% zu unterschätzen scheinen. Die Gründe für diese Unterschätzung werden in [Abschnitt 4.2](#) untersucht.

Die prognostizierten **PR** scheint über alle Anlagen betrachtet gut mit der Messung der **PR** übereinzustimmen. Die $\overline{\text{MBD}}$ von $1,4\%$ liegt klar innerhalb der angenommenen Unsicherheiten für den **PR**-Vergleich. Für die »obere Hälfte« der Anlagen (die älteren Anlagen) scheint sie jedoch in den Prognosen stärker überbewertet zu sein. Die Anlagen 4 und 11 weisen positive Abweichungen im Bereich oder über den angenommenen Unsicherheiten der **MBD** der **PR** von $\pm 4\%$ bis $\pm 4,5\%$ auf. Ursache für diese Überschätzung ist ein Rückgang der beobachteten **PR** im Zeitverlauf. Da die Ertragsprognosen keine langfristigen Veränderung des Systemverhaltens berücksichtigen, die beobachtete **PR** allerdings negative Veränderung des Systemverhaltens zeigt, wird die Differenz von prognostizierter zu beobachteter **PR** im Zeitverlauf immer größer. Auch diese systematischen Abweichungen durch die fehlende Berücksichtigung langfristiger Änderungen des Systemverhaltens in den Prognosen werden in [Abschnitt 4.2](#) noch näher analysiert.

Als Konsequenz der im Vergleich zur Messung zu geringen prognostizierten **GPOA** und der etwas über der Messung liegenden **PR**, liegt der prognostizierte Energieertrag im Mittel $-3,7\%$ unter dem gemessenen Ertrag. Für 17 Anlagen liegt der prognostizierte Ertrag unterhalb des Bereichs der Unsicherheiten der **MBD** von $\pm 2\%$ bis $\pm 2,5\%$, lediglich bei den Anlagen 4 und 22 liegt er oberhalb dieses Intervalls. Der prognostizierte Ertrag liegt dabei bis zu 15% unter dem in einzelnen Jahren gemessenen Ertrag. Diese hohe Abweichung beruht auf einem kombinierten Effekt aus jährlichen Variationen der Solarstrahlung (mit jährlichen Abweichungen vom gemessenen Mittelwert in einem Bereich von -10% bis 12%) und der Unterschätzung der Solarstrahlung in den Prognosen (siehe dazu auch [Kapitel 3](#)). Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass auch der Ertrag der Anlagen von den Prognosen systematisch unterschätzt wird.

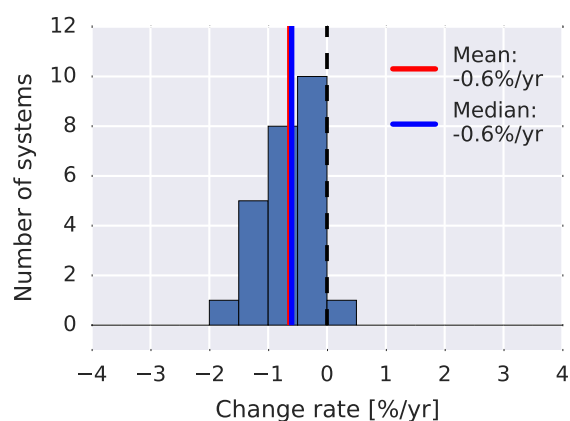


Abbildung 4.3: Histogramm der berechneten linearen Veränderungsrate des Systemverhaltens für alle untersuchten Anlagen.

4.2 Analyse der systematischen Abweichungen

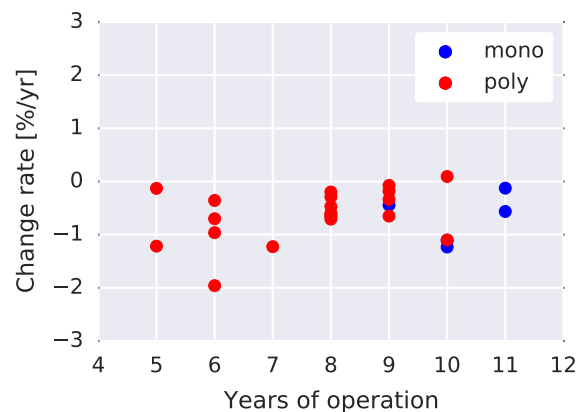
Die Ergebnisse des vorherigen Abschnitts führen direkt zu der Frage, *warum* der Energieertrag durch die Prognosen systematisch unterschätzt wird. In diesem Abschnitt sollen daher die Ursachen identifiziert und Ansätze zur Vermeidung solcher systematischen Abweichungen untersucht werden.

4.2.1 Langfristige Veränderungen des Verhaltens des PV-Systems

Wie in [Unterabschnitt 4.1.4](#) festgestellt, beeinflusst die Langzeitstabilität der untersuchten PV-Systeme die in [Abbildung 4.2](#) dargestellten Abweichungen. Zur weiteren Analyse werden daher zunächst die langfristigen linearen Veränderungsrate des Systemverhaltens für alle Systeme berechnet. Die Berechnung erfolgt auf Basis der originalen Zeitauflösung der Messdaten (5 Minuten) für alle PR-Werte bei gemessenen Einstrahlungen zwischen 800 W/m^2 bis 1000 W/m^2 und für den jeweiligen Temperaturbereich, der repräsentativ für das konkrete PV-System ist. Details zur Berechnung der Veränderungsrate und der verwendeten Filterung finden sich in Kiefer u. a. (2010). Ein signifikanter Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Ergebnisse ist aufgrund des gewählten Berechnungs-Verfahrens weitestgehend ausgeschlossen. Der Term »Degradationsrate« wird hier vermieden, um zwischen Veränderungen der PR aufgrund von potentiell reversiblen Effekten (z.B. langfristig zunehmende Verschmutzungsverluste) und nicht-reversibler Degradation von PV-Modulen oder -Zellen zu unterscheiden. Darüber hinaus können auch potentiell reversible Einflüsse durch eine etwaige Abnahme der Anlagenverfügbarkeit trotz sorgfältiger Datenfilterung nicht ausgeschlossen werden. Eine Separierung all dieser Effekte ist mit Hilfe der vorliegenden Daten nicht möglich. [Abbildung 4.3](#) zeigt das Histogramm der jährlichen linearen Veränderungsrate aller Anlagen.

Sowohl Mittelwert als auch Median der linearen Veränderungsrate zeigen einen negativen Trend von etwa $-0,6 \text{ %/Jahr}$. Die \overline{SD} beträgt $0,5 \text{ %/Jahr}$. Eine Anlage weist eine leicht positive Veränderungsrate auf ($0,1 \text{ %/Jahr}$). Diese positive Veränderungsrate kann zum einen auf Messunsicherheiten zurückzuführen sein (siehe Kiefer u. a. 2010), auf der anderen Seite können Optimierungen der Anlagen nach Inbetriebnahme (z.B. nachträgliche Überprüfungen und Fehlerbehebungen bei der Verschaltung, Updates der Wechselrichter-

Abbildung 4.4: Veränderungsrate in Abhängigkeit der Betriebsdauer getrennt für mono- und polykristalline Anlagen.



Software, ...) zu »echten« Verbesserungen führen. Sechs Anlagen zeigen eine Minderung von mehr als -1 %/Jahr. Unter Vernachlässigung von Messunsicherheiten und reversiblen Effekten, würde dies bedeuten, dass typische Leistungsgarantien von Modulherstellern (80 % der Nominalleistung nach 20 Jahren) nicht eingehalten werden. Signifikante Unterschiede zwischen mono- (5 Anlagen) und polykristallinen Anlagen (22 Anlagen) sind nicht zu beobachten: der Mittelwert, der Median und die Spannweite sind ähnlich. Die monokristallinen Anlagen sind allerdings im Mittel älter. Eine Übersicht zur Abhängigkeit der Veränderungsrate von der Betriebsdauer ist in [Abbildung 4.4](#) gegeben.

Die Ergebnisse sind im Wesentlichen in Übereinstimmung mit Angaben aus der Literatur. D. C. Jordan und S. R. Kurtz (2013) fanden auf Basis einer umfassenden Literaturstudie zur langfristigen Performance von PV-Modulen und -Systemen einen Median der Leistungsänderung für polykristalline Systeme von $-0,5$ %/Jahr und für monokristalline Anlagen von $-0,2$ %/Jahr (jeweils für nach dem Jahr 2000 installierte Anlagen). Die Größenordnung der langfristigen Veränderungen ist damit ähnlich, die hier berechneten Werte deuten jedoch auf eine etwas stärkere negative Veränderung hin. In der vorliegenden Untersuchung konnten zudem keine Unterschiede zwischen mono- und polykristallinen Anlagen ausgemacht werden. Beide vorgenannten Abweichungen gegenüber den in D. C. Jordan und S. R. Kurtz (2013) publizierten Ergebnissen mögen Hinweise darauf sein, dass reversible Effekte, wie langfristig zunehmende Verschmutzungsverluste oder Veränderungen der Anlagenverfügbarkeit, die hier untersuchten Veränderungsrate beeinflussen.

Die ursprünglichen Prognosen haben den Ertrag im Referenzzeitraum unverändert auf den Prognosezeitraum projiziert. Im Folgenden werden die individuell berechneten linearen Veränderungsrate der einzelnen Anlagen bei der Bestimmung der prognostizierten PR und des prognostizierten Ertrag berücksichtigt. Zu beachten ist, dass dieses Vorgehen keinen realistischen Fall für die Berücksichtigung von Annahmen zur Langzeitstabilität in Ertragsprognosen darstellt, da die tatsächlichen Veränderungsrate einzelner Anlagen im Vorhinein unbekannt sind. Allerdings reduziert dieses Vorgehen die Auswirkungen der Langzeitstabilität auf den hier vorgenommenen Vergleich weitgehend. Die Ergebnisse des Vorgehens sind in [Abbildung 4.5](#) dargestellt.

Im Vergleich zu [Abbildung 4.2](#) entfällt die positive \overline{MBD} der PR und die auffällige Verschiebung der PR bei den älteren Anlagen. Die MBDs aller Einzelanlagen liegen im Bereich der angenommenen Unsicherheit für den PR-Vergleich von ± 4 % bis $\pm 4,5$ %.

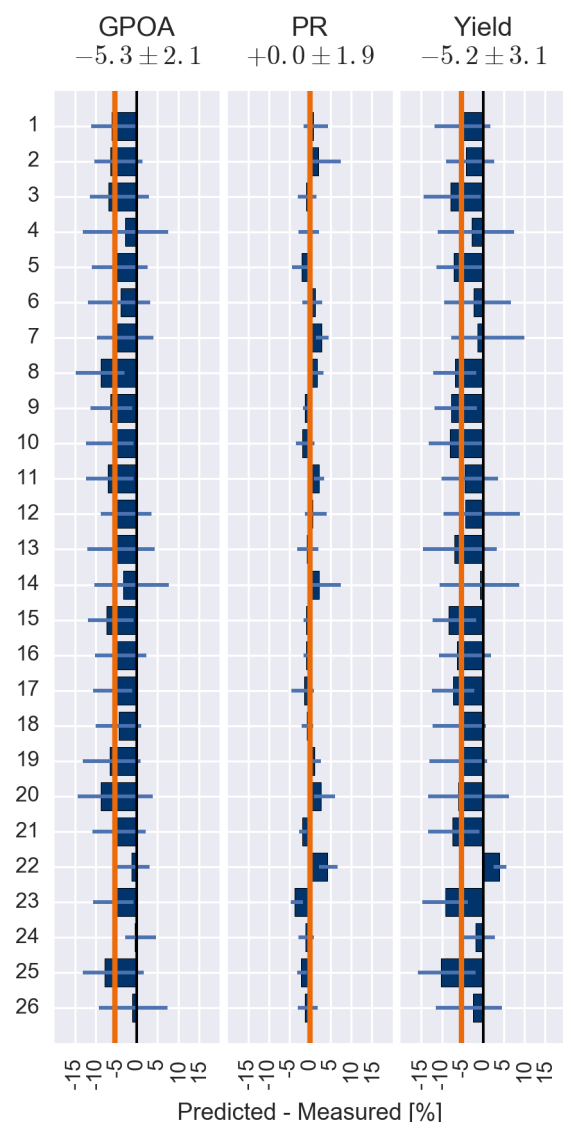


Abbildung 4.5: Vergleich von Prognose und Messung unter Berücksichtigung der für jede Anlage individuell berechneten Veränderungsrate des Systemverhaltens.

Die Abweichung zwischen prognostiziertem und gemessenem Ertrag sind aufgrund der Berücksichtigung der Veränderungsraten ebenfalls beeinflusst: die \overline{MBD} der Prognosen von den Messungen liegt nun wie die der GPOA bei etwa -5% . Bei 22 Anlagen liegt der prognostizierte Ertrag nun unter der angenommenen Unsicherheit für den Vergleich des Ertrags von $\pm 2\%$ bis $\pm 2,5\%$. Lediglich bei Anlage 22 liegt er oberhalb dieses Intervalls. Da die Auswirkungen der langfristigen Veränderungen des Systemverhaltens in den in *Abbildung 4.5* dargestellten Abweichungen berücksichtigt sind, stellt die \overline{MBD} des Ertrags von -5% damit ein Maß für die tatsächliche Unterschätzung des Energieertrags in den Prognosen, aufgrund der Unterschätzung der GPOA, dar.

4.2.2 Solarstrahlung

Die Ergebnisse in *Unterabschnitt 4.1.4* zeigen, dass die GPOA der Anlagen in Deutschland durch die Ertragsprognosen systematisch unterschätzt wird. Diese Ertragsprognosen

verwenden sehr langfristige Referenzzeiträume und DWD-Rasterdaten als Quelle der Solarstrahlungsdaten. Mögliche Ursachen für solche systematischen Abweichungen wurden bereits in [Unterabschnitt 1.2.3](#) identifiziert. Da allerdings keine Messdaten für alle involvierten Größen und Zeiträume zur Verfügung stehen, ist die eigentliche Ursache dieser Unterschätzung nicht direkt zu ermitteln. Im Folgenden werden daher die möglichen Ursachen einzeln diskutiert und ihr möglicher Beitrag zur beobachteten Unterschätzung näher analysiert.

Abweichungen zwischen prognostizierter und »wahrer« GHI im Referenzzeitraum können an dieser Stelle nicht direkt bewertet werden, da Messungen der GHI im Referenzzeitraum für die hier untersuchten Standorte nicht verfügbar sind. Im Rahmen der Qualitätssicherung für SRAs am Fraunhofer ISE werden jedoch laufend die aktuell bei SRAs bevorzugt eingesetzten SolarGIS-Daten mit anderen Datenquellen für den selben Standort verglichen. Die betrifft auch die DWD-Rasterdaten. Für 94 Standorte von PV-Anlagen und den Zeitraum 2003 bis 2012 ergibt sich dabei zwischen diesen Datenquellen eine \overline{MBD} von 0,1 % bei einer \overline{SD} von etwa 2 %. In [Abschnitt 2.1](#) wurde für SolarGIS-Daten eine \overline{MBD} von -0,7 % zu Bodenmessungen in Deutschland festgestellt. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass eine systematische Abweichung von -5 % zwischen mittels DWD-Rasterdaten prognostizierter GHI und »wahrer« GHI unwahrscheinlich ist.

Diese Aussage ist allerdings lediglich für Daten aus Zeiträumen nach dem Jahr 2000 gültig. Abweichungen zwischen DWD-Rasterdaten und tatsächlicher GHI im Zeitraum 1980 bis 2000 (die zudem lediglich als Mittelwert zur Verfügung stehen) können hier mangels verfügbarer Messdaten nicht abgeschätzt werden. Es ist davon auszugehen, dass die Qualität von älteren, aus Satellitendaten abgeleiteten Solarstrahlungsdaten im Vergleich zu aktuellen schlechter ist: sowohl die verwendeten Satelliten (z.B. METEOSAT 1, der in 1979 startete [[Möser und Raschke \(1984\)](#)] im Vergleich zu »Meteosat Second Generation« heutzutage), als auch die verwendeten Modelle und weiteren Eingangsparameter zur Ableitung von Strahlungsdaten (siehe z.B. [Hammer u. a. 2003](#); [Mueller u. a. 2004](#); [Gueymard 2012](#)) wurden erheblich verbessert. Die vom DWD eingesetzte Methodik zur Ableitung der Rasterdaten (siehe für eine detailliertere Beschreibung [Riecke 2011](#)) nutzt allerdings neben den aus Satelliten abgeleiteten Solarstrahlungsdaten (in monatlicher Zeitauflösung) auch Bodenmessdaten aus dem Messnetz des DWD (gegenwärtig etwa 30 über Deutschland verteilte, mit Pyranometern ausgestattete Stationen). Dabei werden die aus Satelliten abgeleiteten Strahlungsdaten so angepasst, dass sie an den Standorten, für die Bodenmessungen vorliegen, diesen bodengemessenen Daten entsprechen. Mittels räumlicher Interpolation werden dann die Rasterpunkte mit den Satellitendaten aufgefüllt. Damit bleibt der flächenbezogene Mittelwert der Bodenmessungen erhalten, während die Satellitendaten genutzt werden, um die räumliche Variation abzubilden. Für einen (vorwiegend) auf Bodenmessungen basierenden räumlichen Mittelwert wiederum, sind systematische Abweichungen in einer Größenordnung von -5 % nicht zu erwarten. Es kann daher geschlussfolgert werden, dass die hier beobachtete Unterschätzung der Einstrahlung für 24 räumlich verteilte SRAs nicht auf Abweichungen zwischen DWD-Rasterdaten und »wahrer« GHI im Referenzzeitraum zurückzuführen ist.

Abweichungen zwischen prognostizierter und »wahrer« GPOA im Referenzzeitraum durch Modelle zur Umrechnung der Einstrahlung in Modulebene können ebenfalls als Grund für eine systematische Abweichung in einer Größenordnung von -5 % ausgeschlossen

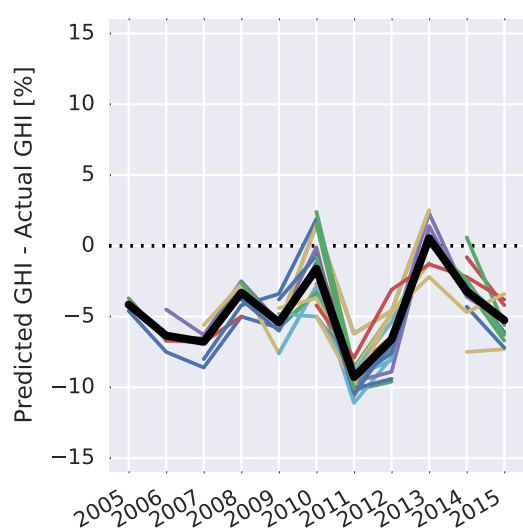


Abbildung 4.6: Auf DWD-Rasterdaten basierende jährliche Abweichungen der prognostizierten GHI (der mittleren GHI im Referenzzeitraum) gegenüber der GHI im Prognosezeitraum für alle 24 Standorte in Deutschland (dargestellt als farbige Linien). Die mittlere jährliche Abweichung ist als dickere schwarze Linie dargestellt.

werden. Nach [Abschnitt 2.2](#) liegt die mittlere Abweichung gegenüber Messdaten für das bei der Erstellung der Prognosen eingesetzte Modell von Klucher bei 0,2 %.

Die Tatsache, dass keine Pyranometer-Messungen der GPOA verfügbar sind und daher mit Referenzzellen gemessene Einstrahlungen in Modulebene mit korrigierten breitbandigen Einstrahlungen aus den Ertragsprognosen verglichen werden, ist als weiterer Grund für mögliche Abweichungen zu nennen. Die möglicherweise systematischen Unsicherheiten durch diese Umrechnung wurden in [Unterabschnitt 4.1.2](#) auf 2 % bis 3 % geschätzt. Es kann allerdings als unwahrscheinlich angesehen werden, dass die Umrechnung allein einen systematischen Effekt in der hier auftretenden Größenordnung verursacht.

Abweichungen zwischen »wahrer« GPOA im Referenzzeitraum und »wahrer« GPOA im Prognosezeitraum können mangels entsprechender Messungen an den Anlagenstandorten ebenfalls nicht direkt quantifiziert werden. Sie können jedoch durch einen Vergleich der mittleren GHI im ursprünglichen Referenzzeitraum der untersuchten Ertragsprognosen und der aus der gleichen Datenquelle bezogenen GHI im Prognosezeitraum näher analysiert werden. Für diesen Vergleich stehen jährliche DWD-Rasterdaten im Prognosezeitraum 2005 bis 2015 für die deutschen Standorte zur Verfügung. Die Ergebnisse des Vergleichs sind in [Abbildung 4.6](#) dargestellt.

[Abbildung 4.6](#) zeigt, dass der Mittelwert der prognostizierten GHI (und damit die GHI im Referenzzeitraum) für alle untersuchten Jahre bis auf 2013 unter dem jährlichen Mittelwert der GHI im Prognosezeitraum 2005 bis 2015 liegt. Lediglich in den Jahren 2010 und 2013 treten positive Abweichungen an Einzelstandorten auf. Die prognostizierte GHI liegt im Mittel über alle Standorte $-4,8\%$ unter der GHI der Jahre 2005 bis 2015. Die Größenordnung der Abweichung bewegt sich damit leicht unterhalb des Niveaus der Unterschätzung der GPOA in den Ertragsprognosen.

In [Kapitel 3](#) wurde gezeigt, dass in Deutschland im Zeitraum von Anfang der 1980er Jahre bis zum Jahr 2010 ein Anstieg der GHI zu verzeichnen war. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass die Verwendung von sehr langfristigen Referenzzeiträumen bei Vorliegen von positiven Strahlungstrends zu einer Unterschätzung der GHI und einer noch größeren

Unterschätzung der **GPOA** im Prognosezeitraum führen kann. Wie in **Unterabschnitt 4.1.1** beschrieben, verwenden die hier untersuchten Ertragsprognosen Mittelwerte der **GHI** aus Referenzzeiträumen von 1981 bis zum Jahr 2006. Die im aktuellen Kapitel beobachtete Unterschätzung der **GHI** und **GPOA** stimmt damit weitestgehend mit den Ergebnissen aus **Kapitel 3** überein und unterstützt die dort gezogenen Schlussfolgerungen.

Im folgenden Abschnitt werden daher die Empfehlungen aus **Kapitel 3** umgesetzt und aktualisierte Ertragsprognosen unter Verwendung eines 10jährigen Referenzzeitraums erstellt. Für die Anlagen in Spanien (22 und 24) sind diese Empfehlungen bereits in den ursprünglichen Prognosen (zufällig) umgesetzt: sie verwenden Einstrahlungsdaten der jeweils letzten 10 Jahre vor Erstellung der Prognose (bzw. der Inbetriebnahme der Anlage).

4.3 Aktualisierte Ertragsprognosen

4.3.1 Vorgehensweise zur Aktualisierung der Prognosen

Um die Ertragsprognosen zu aktualisieren, wird SolarGIS als Datenquelle für die Zeitreihen der Solarstrahlung verwendet (siehe **Abschnitt 2.1**). Die jeweils letzten 10 Jahre vor Inbetriebnahme der Anlage werden als Referenzzeitraum verwendet. Die Berechnung der **GPOA** erfolgt mit Hilfe des Modells von Perez (Perez, Ineichen, u. a. 1990).

Für die Neuberechnung des Ertrags im Referenzzeitraum werden die ursprünglichen Parameter für Wechselrichter und **PV-Module** verwendet. Teilweise mussten allerdings im Vergleich zu den ursprünglichen Ertragsprognosen abweichende Modelle verwendet werden. Für einige der ursprünglichen Prognosen wurde »INSEL« zur Simulation verwendet und das Zwei-Dioden-Modell kam zum Einsatz; außerdem wurde zumindest für die ersten Prognosen eine Polynom-Interpolation zur Simulation des Wechselrichter-Verhaltens verwendet. An dieser Stelle erfolgt daher auf Basis der alten Parameter eine Parametrisierung für die in »Zenit« implementierten Modelle (siehe Heydenreich u. a. 2008 für das Modulmodell und Schmidt und Sauer 1996 für das Wechselrichter-Modell). Für die Simulation der Verluste durch interne Verschattung können nicht alle für das aktuelle Modell notwendigen Parameter aus den ursprünglichen Ertragsprognosen abgeleitet werden (siehe B. Müller, Reis, u. a. 2012 für Details zum in »Zenit« verwendeten Modell). An dieser Stelle werden daher die in den ursprünglichen Simulationen bestimmten prozentualen Verluste als Verlustfaktoren für die aktualisierten Ertragsprognosen verwendet.

Die in **Unterabschnitt 4.2.1** ermittelten individuellen Veränderungsdaten des Systemverhaltens (also der **PR**) können nicht als adäquat für die Verwendung in Ertragsprognosen angesehen werden, da diese Veränderungsdaten im Vorhinein nicht bekannt sind. Für alle aktualisierten Ertragsprognosen wurde daher die mittlere Veränderungsrate von $-0,6\%$ /Jahr angenommen. Da mögliche Veränderungen der meteorologischen Bedingungen im Prognosezeitraum an einem konkreten Standort nach aktuellem Stand der Wissenschaft nicht verlässlich prognostiziert werden können (siehe **Kapitel 3**), wurden keine Veränderung des Ertrags durch diesen Effekt berücksichtigt.

Im Ergebnis der Aktualisierung liegt die prognostizierte **GHI** im Mittel $5,4\%$ über den originalen Prognosen. Die Abweichungen bei den einzelnen Anlagen bewegen sich in einem Bereich von $1,3\%$ bis $7,9\%$. Diese Abweichungen sind sowohl von Auswirkungen

der kürzeren Referenzzeiträume als auch vom Wechsel der Datenquelle (SolarGIS statt DWD-Rasterdaten) beeinflusst. Die korrigierte GPOA steigt im Mittel um 7,9 % (0,3 % bis 11,5 % für Einzelanlagen). Zur Veränderung der GPOA tragen (neben den für die GHI genannten Gründen) auch Auswirkungen des Wechsels des Modells zur Berechnung der GPOA (Perez statt Klucher) sowie der zugrunde liegenden Zeitreihen für den Referenzzeitraum (SolarGIS statt TMY bzw. »Satel-Light«) bei. Für die PR ergibt sich im Mittel eine Verringerung von -1,3 %-Punkten (-3,7 %-Punkte bis 0,9 %-Punkte für Einzelanlagen). Die Verringerung der prognostizierten PR ist im Wesentlichen auf die Berücksichtigung der Veränderungsrate des Systemverhaltens zurückzuführen. Die simulierte PR im Referenzzeitraum steigt hingegen im Mittel um 0,4 %-Punkte an (-1,6 %-Punkte bis 2,8 %-Punkte für Einzelanlagen). Beim prognostizierten Ertrag ergibt sich im Mittel eine Erhöhung um 6,3 % (-1,1 % bis 12,3 % für Einzelanlagen).

4.3.2 Vergleich mit Messdaten

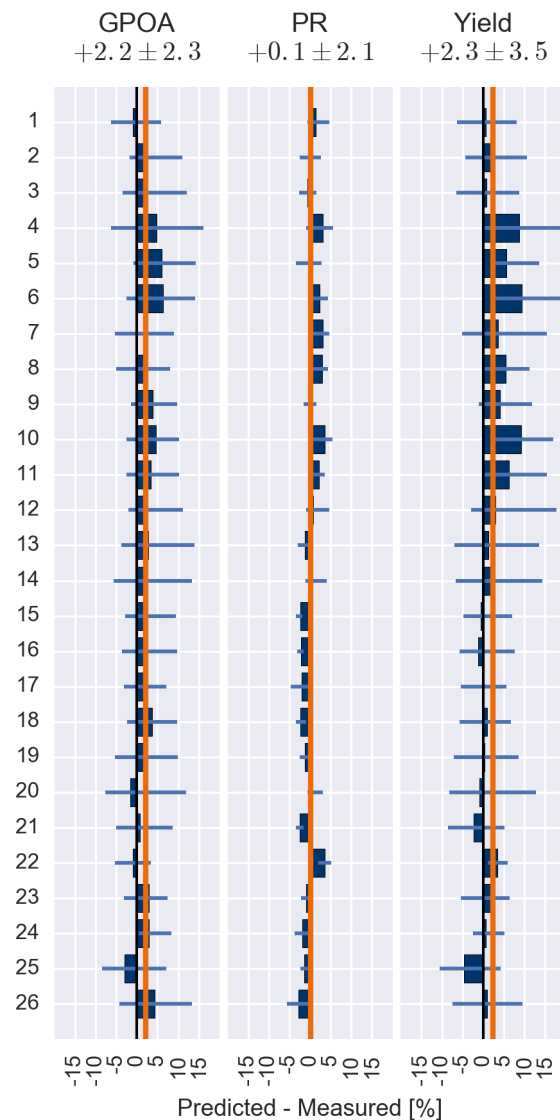
Der Vergleich der aktualisierten Prognosen mit den Messdaten ist in [Abbildung 4.7](#) dargestellt.

Danach führt die Verwendung aktueller Strahlungsdaten sowie der 10jährigen Referenzzeiträume zu einer \overline{MBD} der prognostizierten GPOA von 2,2 %. Die \overline{MBDs} für 21 von 26 Anlagen liegen innerhalb der angenommenen Unsicherheiten des Vergleichs der GPOA von $\pm 3\%$ bis $\pm 4\%$. Da durch die Umrechnung der breitbandigen GPOA auf mit Referenzzellen gemessene Einstrahlungen systematische Abweichungen beim Vergleich der PR auftreten können (die in [Unterabschnitt 4.1.2](#) auf 2 % bis 3 % geschätzt wurden), liegt auch die \overline{MBD} der GPOA noch im Bereich der angenommenen Unsicherheiten.

Die positive \overline{MBD} der GPOA scheint (im Gegensatz zur auftretenden Unterschätzung bei den ursprünglichen Prognosen, siehe [Abbildung 4.6](#)) nur zu einem relativ geringen Anteil auf Abweichungen zwischen der auf den SolarGIS-Daten basierten GHI im Referenz- und Prognosezeitraum zurückzuführen zu sein. Neben Daten für den Referenzzeitraum stehen auch SolarGIS-Daten für den Prognosezeitraum bis zum Jahr 2013 zur Verfügung. Die \overline{MBD} der GHI im Prognosezeitraum bis 2013 gegenüber der GHI im Referenzzeitraum beträgt dabei lediglich 1,0 %, während die \overline{MBD} der prognostizierten GPOA gegenüber der gemessenen in diesem Zeitraum 3,1 % beträgt. Diese im Vergleich zur GHI relativ hohe Abweichung bei der GPOA kann auf einen systematischen Einfluss durch die Umrechnung der auf Basis von SolarGIS-Daten berechneten GPOA der Prognosen auf die mit Referenzzellen gemessene GPOA der Messdaten hinweisen. Beim Vergleich der GPOA für einzelne Anlagen ist auch hier zu beachten, dass sich die \overline{MBDs} auf einen Vergleich von *langjährigen* Prognosen mit Messdaten für lediglich drei bis neun Jahre beziehen. Der Einfluss einzelner Jahre auf die mittlere gemessene GPOA im Prognosezeitraum kann aufgrund jährlicher Variationen der Solarstrahlung für einige Anlagen daher noch sehr groß sein.

Die beobachteten Abweichungen der PR sind mit einer \overline{MBD} nahe Null und einer \overline{SD} von etwa 2 % sehr gering. Die \overline{MBDs} aller Einzelanlagen liegen im Bereich der angenommenen Unsicherheit für den PR-Vergleich ($\pm 4\%$ bis $\pm 4,5\%$). Die eher positiven Abweichungen bei vielen älteren Anlagen können teilweise durch Abweichungen von der angenommenen mittleren Veränderungsrate des Systemverhaltens ($-0,6\%/Jahr$) erklärt werden. Durch mögliche systematische Abweichungen bei der Strahlungsumrechnung können allerdings

Abbildung 4.7: Vergleich von aktualisierten Ertragsprognosen und Messungen. Zur Berücksichtigung langfristiger Veränderungen des Systemverhaltens wurde für alle Anlagen ein Wert von $-0,6\%/Jahr$ angenommen.



auch systematische Auswirkungen auf die \overline{MBD} der PR nicht ausgeschlossen werden.

Der prognostizierte Ertrag liegt im Mittel um $2,3\%$ über den Messungen. Die Abweichungen für 15 von 26 Anlagen liegen im Bereich der angenommenen Unsicherheiten für die $MBDs$ von $\pm 2\%$ bis $\pm 2,5\%$. Da beim Vergleich der Erträge keine systematischen Einflüsse zu erwarten sind, weist die positive \overline{MBD} auf eine systematische Überschätzung der Ertragsprognosen hin. Die Ursache dieser Überschätzung kann auf Basis der vorhandenen Messdaten allerdings nicht zweifelsfrei identifiziert werden, da sowohl die \overline{MBD} der GPOA als auch die der PR im Bereich der Messunsicherheiten liegt.

4.4 Unsicherheiten

In diesem Abschnitt werden die in [Unterabschnitt 1.1.2](#) vorgestellten Ansätze zur Quantifizierung, Kombination und Darstellung der Unsicherheiten von Ertragsprognosen für

PV-Kraftwerke angewendet und bewertet. Dazu werden neben symmetrischen, normalverteilten Unsicherheiten in einem alternativen Ansatz auch asymmetrische Unsicherheiten berücksichtigt. Die Bestimmung der Unsicherheiten erfolgt für alle 26 untersuchten PV-Anlagen.

4.4.1 Quantifizierung der Unsicherheiten aller Modellschritte

Für die Quantifizierung der Unsicherheiten bei der Bestimmung der Solarstrahlung im Referenzzeitraum werden die Ergebnisse aus Kapitel 2 verwendet. Die angenommene normalverteilte Standardunsicherheit der prognostizierten GHI im Referenzzeitraum beträgt danach 3 %, die der Umrechnung in die Modulebene 2,5 %.

Die Quantifizierung der Unsicherheiten für die einzelnen Modellschritte zur Simulation des Ertrags im Referenzzeitraum erfolgt anhand der aktuell am Fraunhofer ISE geltenden Annahmen bei der Erstellung von Ertragsprognosen. Basis dieser Annahmen ist eine Normalverteilung der auftretenden Unsicherheiten.

Aus diesen Annahmen zu normalverteilten Unsicherheiten werden im Folgenden für einige Modellschritte asymmetrische Unsicherheiten abgeleitet. Hierfür wird vereinfachend eine Dreiecksverteilung zur Berücksichtigung asymmetrischer Unsicherheiten angenommen. Der Vorteil der Dreiecksverteilung liegt dabei in ihrer einfachen Anwendbarkeit und Verständlichkeit, da untere (a) und obere Grenze (b) sowie der Modus (c) der Verteilung direkt als Parameter in die Verteilungsfunktion eingehen. Die Vorgehensweise zur Ableitung dieser Dreiecksverteilungen ist dabei als beispielhaft zu verstehen und beruht auf subjektiven Annahmen zur tatsächlichen Verteilung der auftretenden Unsicherheiten. Eine vollständige Quantifizierung der Unsicherheiten aller Modellschritte zur Simulation des Ertrags im Referenzzeitraum auf Basis asymmetrischer Wahrscheinlichkeitsverteilungen ist derzeit noch nicht verfügbar.

Die gewählte Methodik zur Ableitung der Parameter der Dreiecksverteilung $\mathcal{D}(a, b, c)_i$ aus den Parametern der Normalverteilung $\mathcal{N}(\mu, \sigma^2)_i$ des Modellschritts i lässt sich formal wie folgt beschreiben:

$$a_i = \begin{cases} |\mu_i| - \sigma_i & \text{wenn } |\mu_i| > 2\sigma_i \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.1)$$

$$b_i = |\mu_i| + 2\sigma_i \quad (4.2)$$

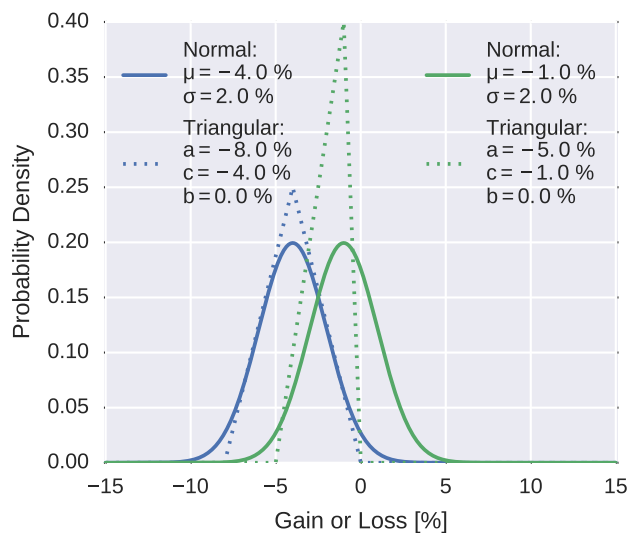
$$c_i = |\mu_i| \quad (4.3)$$

$$a_i, b_i, c_i = \begin{cases} -b_i, -a_i, -c_i & \text{wenn } \mu_i \leq 0 \\ a_i, b_i, c_i & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.4)$$

Eine beispielhafte grafische Veranschaulichung resultierender Verteilungen zeigt [Abbildung 4.8](#).

Nach [Gleichung 4.3](#) und [Gleichung 4.4](#) entspricht der Parameter c_i der Dreiecksverteilung (ihr Modus) dem Parameter μ_i der Normalverteilung und damit dem im Rahmen der

Abbildung 4.8: Vergleich von normal- und dreiecksverteilten Unsicherheiten entsprechend der beschriebenen Methodik zur Ableitung asymmetrischer Wahrscheinlichkeitsverteilungen.



Systemsimulation deterministisch berechneten relativen Gewinn oder Verlust Δ_i . Dieser Wert geht damit jeweils als wahrscheinlichster Wert in die Annahmen zur Unsicherheit ein. Soweit μ_i nicht mehr als $2\sigma_i$ vom Nullpunkt entfernt ist, ist die resultierende Dreiecksverteilung symmetrisch. Im Falle eines größeren Abstandes ist die resultierende Dreiecksverteilung linksschief, wenn μ_i negativ ist (also ein Verlust vorliegt) und rechtsschief im Falle eines Gewinns. Sowohl Mittelwerte, als auch Standardabweichung der so gebildeten Dreiecksverteilungen können sich damit von den denen der jeweiligen Normalverteilungen unterscheiden.

Durch das beschriebene Vorgehen wird weitgehend sicher gestellt, dass die Annahmen zur Verteilung bei den asymmetrischen Unsicherheiten physikalisch sinnvoll sind (im Sinne einer Vermeidung von möglichen Gewinnen bei Rechenschritten, die physikalisch lediglich zu Verlusten führen können, siehe [Tabelle 1.1](#)).

Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Bestimmung des prognostizierten Ertrags, wird entsprechend der in [Unterabschnitt 4.2.1](#) ermittelten Ergebnisse eine Veränderungsrate des Systemverhaltens von $-0,6\%/Jahr$ mit einer normalverteilten Standardunsicherheit von $0,5\%/Jahr$ angenommen. Nach dem oben beschriebenen Vorgehen ergibt sich daraus eine asymmetrische Dreiecksverteilung mit den Parametern $a = -1,6\%/Jahr$, $b = 0,0\%/Jahr$ und $c = -0,6\%/Jahr$. Die Unsicherheiten durch mögliche Veränderungen des Ertrags durch langfristige Veränderungen der meteorologischen Bedingungen werden auf $0,3\%/Jahr$ geschätzt. Dies entspricht dem in [Kapitel 3](#) berechneten mittleren historischen Trend der GTI (siehe [Tabelle 3.3](#)) von $3\%/Dekade$. Eine Differenzierung für die nachgeführten Anlagen (siehe [Tabelle 4.1](#)) erfolgt im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht, da bisher noch keine Berechnungen von Trends für diese Art der Nachführung (einachsigt horizontal) durchgeführt wurden.

Zur Berücksichtigung von jährlichen Schwankungen des prognostizierten Ertrags werden zunächst die jährlichen Abweichungen von der Trendlinie des simulierten Ertrags im 10jährigen Referenzzeitraum berechnet. Die SD dieser Abweichungen wird als Schätzwert der zu erwartenden Variationen im Prognosezeitraum verwendet. Im Ergebnisse liegen

die erwarteten jährlichen Variationen etwa im Bereich von 5 % bis 7 % für die deutschen Anlagen und bei etwa 2 % für die Anlagen in Spanien.

Die Parameter aller berücksichtigten Unsicherheiten zur Bestimmung des prognostizierten Ertrags zeigt [Tabelle 4.2](#) am Beispiel der Anlage 26.

Mit Ausnahme der nachgeführten Anlagen unterscheiden sich die hier untersuchten Anlagen nicht sehr stark in Bezug auf ihre Bauweise und die verwendeten Komponenten, so dass auch die Annahmen zu den Unsicherheiten für die übrigen in Deutschland befindlichen Anlagen nicht stark von den in [Tabelle 4.2](#) dargestellten Parametern abweichen. Für die Anlagen in Spanien werden insbesondere Verluste durch Verschmutzung sowie deren Unsicherheiten höher eingeschätzt ($\mu = -2,5\%$, $\sigma = 2\%$ bzw. $a = -6,5\%$, $b = 0\%$, $c = -2,5\%$).

4.4.2 Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags und Vergleich mit Messdaten

Zur Kombination der Unsicherheiten wird der in [Unterabschnitt 1.1.2](#) vorgestellte Monte-Carlo-Ansatz verwendet. Die Anzahl Z an Realisationen jeder Einzelunsicherheit wird dabei auf 100 000 festgelegt. Der Prognosezeitraum wird auf 11 Jahre angesetzt. Dies entspricht dem maximal verfügbaren Zeitraum an Messdaten für einzelne Anlagen (siehe Inbetriebnahmezeitpunkte in [Tabelle 4.1](#)). Für den Vergleich der kombinierten Unsicherheiten mit den Messdaten werden allerdings für jede Anlage lediglich Jahre berücksichtigt, für die Messdaten vorliegen.

[Abbildung 4.9](#) zeigt die ermittelten kombinierten Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags im Vergleich zu den Messungen. Da sich die kombinierten Unsicherheiten von Anlage zu Anlage (leicht) unterscheiden und die Darstellung aller 26 Anlagen den Rahmen der vorliegenden Arbeit sprengen würde, werden hier alle Messwerte im Vergleich zu den Unsicherheiten der Anlage 26 gezeigt, die als typisch für die Anlagen in Deutschland angesehen werden kann.

Aus [Abbildung 4.9](#) werden zunächst die wesentlichen Unterschiede der beiden untersuchten Ansätze zur Quantifizierung von Unsicherheiten deutlich. Zum einen unterscheidet sich bei den symmetrischen Unsicherheiten der deterministisch berechnete prognostizierte Ertrag kaum vom P50 des prognostizierten Ertrags, während der P50 bei den asymmetrischen Unsicherheiten deutlich unterhalb des deterministisch berechneten Ertrags liegt. Die geringen Abweichungen zwischen beiden Werten sind beim symmetrischen Ansatz auf die Tatsache zurückzuführen, dass das Ergebnis einer Multiplikation von normalverteilten Zufallsvariablen (im Gegensatz zur Addition oder Subtraktion) im Allgemeinen weder normalverteilt ist (Limpert u. a. 2001; Seijas-Macías und Oliveira 2012), noch symmetrisch sein muss (Oliveira u. a. 2016). Für den asymmetrischen Ansatz ist die Differenz zwischen prognostiziertem Ertrag und P50 des prognostizierten Ertrags direkt auf die Verwendung der linksschiefen Dreiecksverteilungen für einen Teil der Modellschritte zurückzuführen.

Zum anderen weisen die asymmetrischen Unsicherheiten eine geringere Spannweite auf, wie anhand der Differenz zwischen P10 und P90 gut zu erkennen ist. Auch dies ist direkt auf die Verwendung der Dreiecksverteilungen zurückzuführen. Durch die verwendete Methodik zur Berechnung der Parameter der Dreiecksverteilungen reduziert sich die Varianz dieser

Tabelle 4.2: Geschätzte symmetrische und asymmetrische Unsicherheiten zur Bestimmung des prognostizierten Ertrags am Beispiel der Anlage 26. Die mit Hilfe von SolarGIS bestimmte GHI an diesem Standort beträgt 1200 kWh/m². Ihre Unsicherheit wird für beide Ansätze als Normalverteilung mit $\sigma = 3\%$ berücksichtigt.

Rechenschritt	Symmetrisch			Asymmetrisch			
	Verteilung	Parameter		Verteilung	Parameter		
		μ	σ		μ	σ	c
		%	%	Normal: Dreieck:	%	%	%
<i>Solarstrahlung-Potenzial im Referenzzeitraum</i>							
GPOA	Normal	11,4	2,5	Normal	11,4	2,5	
<i>Ertrag im Referenzzeitraum</i>							
Horizont- verschattung	Normal	0,0	0,5	Dreieck	-1,0	0,0	0,0
Reihen- verschattung	Normal	-1,0	2,0	Dreieck	-5,0	0,0	-1,0
Verschmutzung	Normal	-0,5	0,5	Dreieck	-1,5	0,0	-0,5
Reflexion	Normal	-3,1	0,5	Dreieck	-4,1	-2,6	-3,1
STC-Leistung	Normal	0,0	2,0	Normal	0,0	2,0	
Spektrum	Normal	-1,0	0,5	Normal	-1,0	0,5	
Einstrahlung	Normal	-3,9	1,9	Normal	-3,9	1,9	
Temperatur	Normal	-2,4	1,0	Normal	-2,4	1,0	
Mismatch	Normal	-0,8	0,5	Dreieck	-1,8	0,0	-0,8
DC Leitungen	Normal	-1,5	0,5	Dreieck	-2,5	-1,0	-1,5
Wechselrichter	Normal	-2,7	1,5	Dreieck	-5,7	0,0	-2,7
Leistungs- begrenzung	Normal	0,0	0,5	Dreieck	-1,0	0,0	0,0
Transformator	Normal	-1,0	0,5	Dreieck	-2,0	-0,5	-1,0
<i>Prognostizierter Ertrag</i>							
Systemverhalten	Normal	-0,6	0,5	Dreieck	-1,6	0,0	-0,6
Solarstrahlung	Normal	0,0	0,3	Normal	0,0	0,3	
Jährliche Variation	Normal	0,0	4,9	Normal	0,0	4,9	

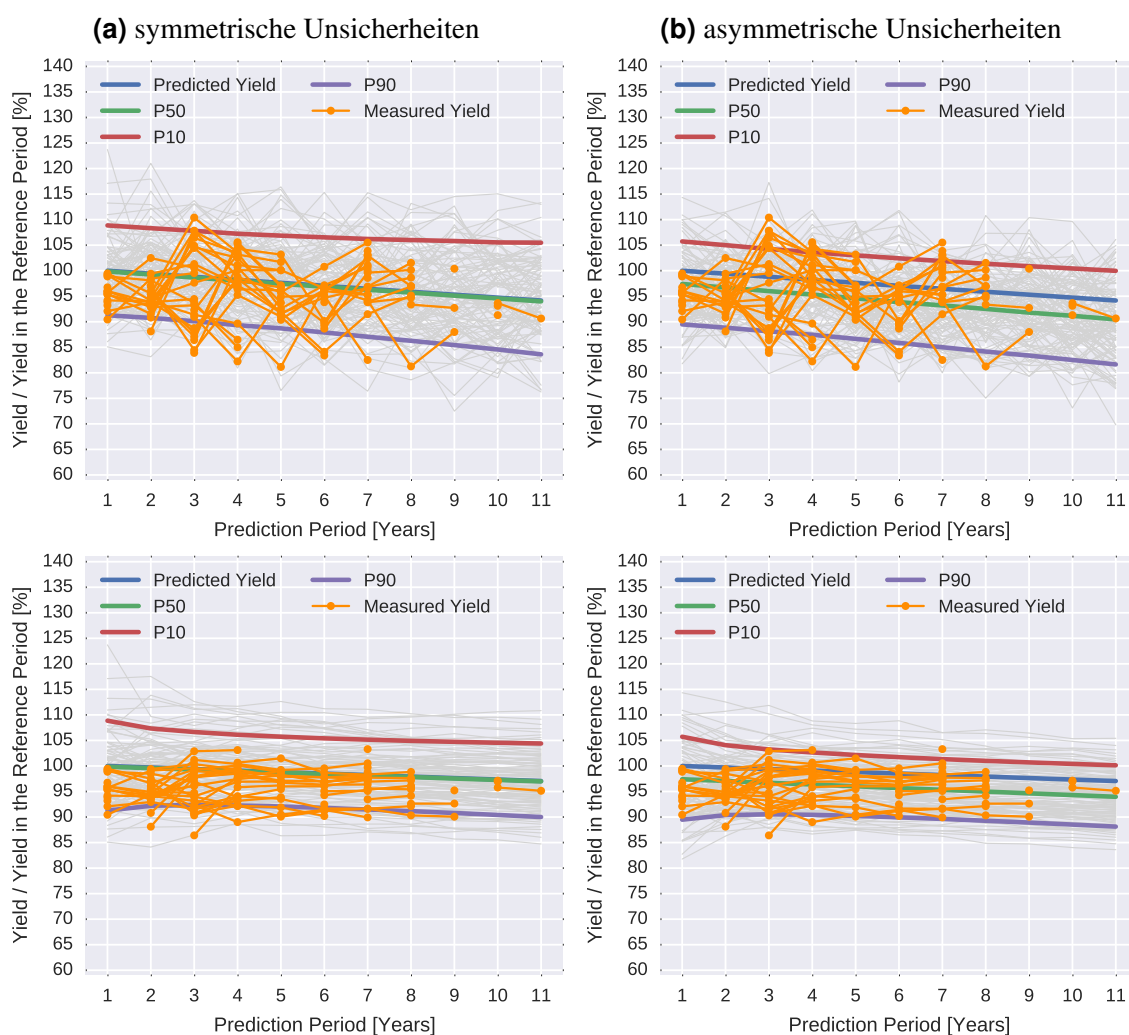


Abbildung 4.9: Symmetrische (links) und asymmetrische (rechts) Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags (»Predicted Yield«) und gemessene Erträge (»Measured Yield«). Die beiden Abbildungen oben zeigen die Unsicherheiten einzelner Jahre, während die Unsicherheiten des kumulierten Ertrags unten gezeigt werden.

Verteilungen gegenüber den Normalverteilungen.

Die in [Tabelle 4.3](#) dargestellten Kennzahlen basieren im Gegensatz zur Darstellung in [Abbildung 4.9](#) auf den individuell berechneten Unsicherheiten der Einzelanlagen. Sie zeigen wie [Abbildung 4.9](#) tendenziell für die asymmetrischen Unsicherheiten eine eher bessere Übereinstimmung mit den Messwerten.

Bei den symmetrischen Unsicherheiten scheinen insbesondere die möglichen positiven Abweichungen vom prognostizierten Ertrag überschätzt zu werden. Dies gilt sowohl für die Abweichungen in Einzeljahren, wie auch für die über den Gesamtzeitraum kumulierten Erträge.

Bei den asymmetrischen Unsicherheiten zeigt sich in Einzeljahren eine recht gute Übereinstimmung der Überschreitungs-Häufigkeiten mit den prognostizierten Überschreitungs-

Tabelle 4.3: Empirische Überschreitungs-Häufigkeiten der Messwerte und prognostizierte Überschreitungs-Wahrscheinlichkeiten sowie \overline{MBD} der P-Werte im Vergleich zu den Messungen. Basis der dargestellten Werte sind jeweils die individuell berechneten Unsicherheiten der Einzelanlagen und die Jahre, für die gemessene Ertragsdaten vorliegen.

	Symmetrisch	Asymmetrisch
<i>Überschreitung in Einzeljahren [Anteil in %]</i>		
Einzeljahre mit Überschreitung des P10	0,6	7,1
Einzeljahre mit Überschreitung des P50	35,7	58,4
Einzeljahre mit Überschreitung des P90	90,9	92,9
<i>Überschreitung im Gesamtzeitraum [Anteil in %]</i>		
Anlagen mit Überschreitung des P10	0,0	3,8
Anlagen mit Überschreitung des P50	26,9	69,2
Anlagen mit Überschreitung des P90	88,5	100,0
<i>\overline{MBD} gegenüber dem gemessenen Gesamtertrag [in %]</i>		
P10	9,7	5,8
P50	2,0	-0,8
P90	-5,1	-7,1

Wahrscheinlichkeiten. Bei den über den Gesamtzeitraum der Messungen kumulierten Erträgen ergeben sich bei den asymmetrischen Unsicherheiten ebenfalls etwas bessere Übereinstimmungen von Überschreitungs-Häufigkeiten und Überschreitungs-Wahrscheinlichkeiten. Die gemessenen Erträge aller 26 Anlagen übertreffen allerdings den jeweils prognostizierten P90.

Die \overline{MBDs} des P50 liegen für beide Ansätze im Vergleich zum deterministisch berechneten prognostizierten Ertrag näher an den Messwerten. Für die asymmetrischen Unsicherheiten ergibt sich im Gegensatz zur Überschätzung bei den prognostizierten Erträgen sogar eine leicht negative \overline{MBD} beim P50.

4.5 Diskussion der Ergebnisse

Nach den Ergebnissen von [Abschnitt 4.3](#) überschätzen die aktualisierten Ertragsprognosen die gemessenen Erträge systematisch um etwa 2 %. Mögliche Ursache dieser Überschätzung des Ertrags scheint eine Überschätzung der [GPOA](#) zu sein. Aufgrund der auftretenden Unsicherheiten bei der Ermittlung der \overline{MBD} der [GPOA](#) und der [PR](#) ist eine zweifelsfreie Ermittlung der eigentlichen Ursache der Überschätzung des Ertrags mit Hilfe der vorliegenden Messdaten allerdings nicht möglich. Um mögliche systematische Beeinflussungen der ermittelten Abweichungen bei [GPOA](#) und [PR](#) zu vermeiden, wären Pyranometer-Messungen der [GPOA](#) notwendig, die zudem hohen Qualitätsansprüchen (etwa in Bezug auf Reinigungsintervalle) genügen müssten. Eine Reduzierung der Abweichungen zwischen prognostizierten und gemessenen Erträgen durch die Verwendung des Hay-Modells zur Berechnung der

GPOA wie in B. Müller, Hardt, u. a. (2015) kann daher lediglich die mögliche Variation der prognostizierten Erträge durch die Verwendung eines alternativen Umrechnungsmodells veranschaulichen; einen Beitrag zur Identifizierung der Ursachen der beobachteten Abweichungen liefert ein solches Vorgehen nicht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der in [Abschnitt 2.2](#) festgestellten systematischen Unterschätzung der GPOA durch das Hay-Modell.

Trotz sorgfältiger Datenfilterung kann darüber hinaus nicht ausgeschlossen werden, dass bei den untersuchten Anlagen im Untersuchungszeitraum nennenswerte energetische Verluste durch Ausfälle und Störungen aufgetreten sind. Da Verluste durch Ausfallzeiten nicht in den Prognosen berücksichtigt sind, würde das Vorliegen solcher Verluste die Überschätzung der prognostizierten Erträge teilweise erklären. Für eine verbesserte Einschätzung zu möglichen energetischen Verlusten durch Ausfallzeiten, wären sehr detaillierte und zeitlich hoch aufgelöste Informationen möglichst auf Ebene einzelner Wechselrichter oder Modul-Stränge zu erheben.

Für eine Validierung von Ertragsprognosen, deren wesentliches Ziel die Prognose des Lebensdauer-Energieertrags ist, ist zudem eine längere Untersuchungsperiode über einen vollständigen Prognosezeitraum von 20 Jahren oder mehr erforderlich. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass langfristige Effekte, wie die Langzeitstabilität der Anlagen oder Veränderungen der meteorologischen Bedingungen die prognostizierten Erträge wesentlich beeinflussen. Die gegenwärtig festgestellte Überschätzung der Erträge in den Prognosen stellt damit eine Momentaufnahme nach einem Betriebszeitraum der Anlagen von 5 bis 11 Jahren dar.

Da es sich bei den für die vorliegende Untersuchung verfügbaren Anlagen um kommerziell betriebene PV-Kraftwerke handelt, ist ein den vorgenannten Anforderungen genügendes langfristiges Anlagen-Monitoring zum Zwecke der Validierung von Ertragsprognosen ohne eine Finanzierung durch öffentliche Forschungsmittel nicht möglich. Diese stehen allerdings für Projekte mit einer Laufzeit über viele Jahre bzw. Jahrzehnte nicht zur Verfügung.

Die in [Abschnitt 4.4](#) quantifizierten Unsicherheiten scheinen die beobachteten Abweichungen zwischen prognostiziertem und gemessenem Ertrag gut abzubilden. Insbesondere beim asymmetrischen Ansatz zeigt der P50 eine gute Übereinstimmung mit den Messwerten. Allerdings gelten auch hier zuvor genannten Einschränkungen beim zuvor besprochenen Vergleich der deterministischen Prognosewerte mit den Messungen.

Die asymmetrischen Verteilungen wurden einzelnen Rechenschritten zur Bestimmung des Ertrags im Referenzzeitraum und der angenommenen langfristigen Veränderungsrate des Systemverhaltens zugeordnet. Die resultierende linksschiefe Verteilung der probabilistischen Prognose des Ertrags führt damit zu einer negativen Abweichung zwischen P50 und deterministisch berechnetem Ertrag, der der Modellierung und Simulation des Systemverhaltens der PV-Anlage zuzurechnen ist. Daher wäre beim Vergleich der deterministischen Prognosen eine positive \overline{MBD} der PR als Ursache der Überschätzung der prognostizierten Erträge zu erwarten. Eine positive \overline{MBD} der PR wurde in diesem Vergleich zwar nicht festgestellt, ist allerdings durch die hohen Unsicherheiten aufgrund der nicht optimalen Strahlungsmessung nicht auszuschließen. Letztlich lässt sich damit anhand der vorliegenden Daten keine Aussage darüber treffen, ob mit Hilfe asymmetrischer Wahrscheinlichkeitsverteilungen die auftretenden Unsicherheiten des Ertrags besser beschrieben werden können. Ihre Verwendung erscheint allerdings physikalisch sinnvoll, da sie einzelnen Rechenschrit-

ten, die nur zu energetischen Verlusten führen können, keine positive Wahrscheinlichkeit energetischer Gewinne zuordnen.

Die im Rahmen dieses Kapitels vorgenommene Ableitung asymmetrischer Unsicherheiten beruht auf Annahmen zu symmetrischen, normalverteilten Unsicherheiten. Während diese symmetrischen Unsicherheiten auf Basis von Untersuchungen am Fraunhofer ISE (z.B. Heydenreich u. a. 2008; B. Müller, Kräling, u. a. 2010; Hadek 2010) und Literaturangaben (z.B. Thevenard und Pelland 2013) beruhen, ist eine direkte Beschreibung von asymmetrischen Wahrscheinlichkeitsverteilungen einzelner Modelle zur Berechnung des Ertrags im Referenzzeitraum noch nicht erfolgt. Es handelt sich damit um eine stark vereinfachte Methodik. Gleiches lässt sich über die Annahmen zur asymmetrischen Verteilung der Unsicherheit von langfristigen Änderungen des Systemverhaltens sagen. Eine detaillierte Quantifizierung asymmetrischer Unsicherheiten für die zu berücksichtigenden Modellschritte steht damit noch aus. Dies betrifft sowohl die gewählten Verteilungen als auch die Quantifizierung ihrer Parameter.

Die erwarteten jährlichen Schwankungen des Ertrags wurden in der vorliegenden Arbeit auf Basis eines Referenzzeitraums von 10 Jahren ermittelt. Für eine vollständige Charakterisierung der an einem Standort auftretenden Variationen wäre möglicherweise ein längerer Zeitraum notwendig. Fernández Peruchena u. a. (2016) zeigen jedoch, dass die Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der jährlichen GHI als Hauptdeterminante der jährlichen Variation des Ertrags bereits mit Zeiträumen dieser Länge möglich ist. Als notwendiger Mindestzeitraum werden in Fernández Peruchena u. a. (2016) 11 Jahre angegeben, was näherungsweise dem hier verwendeten Referenzzeitraum entspricht. Die in Tabelle 4.3 angegebenen empirischen Überschreitungs-Häufigkeiten einzelner Jahre scheinen zudem auf eine recht gute Anpassung hinzudeuten.

Zur Ermittlung der kombinierten Unsicherheiten wurden jeweils 100 000 Durchläufe im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation berechnet. Mit dieser Anzahl an Durchläufen ließen sich P10- und P90-Werte des prognostizierten Ertrags in der hier gewählten Darstellungsform (in Prozent des Ertrags im Referenzzeitraum) mit Abweichungen von $\pm 0,1$ %-Punkten reproduzieren. Die verlässlichere Ermittlung noch extremerer Werte (z.B. des P99) oder höhere Ansprüche an mögliche Abweichungen setzen aber unter Umständen eine größere Anzahl an Durchläufen voraus. In diesen Fällen können z.B. adaptive Sampling-Verfahren angewendet werden, die die Erreichung einer spezifizierten Genauigkeit ermöglichen (siehe z.B. Joint Committee for Guides in Metrology 2008b)

4.6 Zusammenfassung und Fazit

Der Vergleich von 26 Ertragsprognosen mit Messdaten dieser Anlagen zeigt im Falle der Verwendung von langfristigen Referenzzeiträumen eine deutliche systematische Unterschätzung der gemessenen Erträge um etwa -5 %. Hervorgerufen wird diese Unterschätzung durch eine Unterschätzung der GPOA in etwa gleicher Höhe, die wiederum auf ein im Vergleich zum Referenzzeitraum deutlich erhöhtes Solarstrahlung-Niveau im Prognosezeitraum zurückzuführen ist. Bei den Prognosen, in denen bereits 10jährige Referenzzeiträume verwendet wurden, ist diese Unterschätzung nicht zu beobachten. Dies bestätigt die aus langfristigen Strahlungsmesswerten gewonnenen Erkenntnisse aus Kapitel 3 auch anhand

von Ertragsmessungen an PV-Anlagen. Darüber hinaus zeigt der Vergleich der Prognosen mit Messungen des Ertrags, dass die langfristige Veränderung des Systemverhaltens der PV-Anlagen einen wesentlichen Einfluss auf die Unsicherheiten der Prognosen hat.

Eine Aktualisierung der ursprünglichen Ertragsprognosen auf Basis von 10jährigen Referenzzeiträumen führt zum aktuellen Zeitpunkt hingegen zu einer Überschätzung der gemessenen Erträge um etwa 2 %. Die Ursache dieser Überschätzung ist aufgrund der Messunsicherheiten sowie der für einen Vergleich mit Ertragsprognosen nicht optimalen Messung der GPOA mit Referenzzellen, nicht eindeutig zu identifizieren.

Die Bestimmung der Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags erfolgte mit Hilfe eines Monte-Carlo-Ansatzes, der die Unsicherheiten aller Modellschritte erfasst und kombiniert. Die Berechnung erfolgt für einzelne Jahre und kumuliert über den Prognosezeitraum. Dabei werden sowohl die Unsicherheiten bei der Simulation des Ertrags im Referenzzeitraum, Unsicherheiten durch langfristige Veränderungen des Systemverhaltens und durch langfristige Veränderungen der meteorologischen Bedingungen, als auch Unsicherheiten durch mögliche jährliche Variationen des Ertrags berücksichtigt. Neben der Verwendung von symmetrischen normalverteilten Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Quantifizierung von Unsicherheiten einzelner Modellschritte, wurden in einem alternativen Ansatz asymmetrische Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Beschreibung der jeweiligen Unsicherheiten verwendet.

Die auf dieser Basis quantifizierten Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags scheinen die beobachteten Abweichungen zu den gemessenen Erträgen gut abzubilden. Insbesondere liegt der P50 für den asymmetrischen Ansatz im Mittel sehr nahe am gemessenen Ertrag. Inwieweit diese gute Übereinstimmung tatsächlich auf eine linksschiefe Wahrscheinlichkeitsverteilung der prognostizierten Erträge im Vergleich zu den gemessenen Erträgen zurückführen lässt, oder durch andere Effekte bedingt ist, lässt sich allerdings auf Basis der vorliegenden Messdaten nicht eindeutig klären. Auch die berechneten Überschreitungswahrscheinlichkeiten zeigen für die kumulierten Erträge und Einzeljahre eine gute Übereinstimmung mit den aus gemessenen Erträgen abgeleiteten Überschreitungs-Häufigkeiten. Die in Kapitel 1 entwickelte und im vorliegenden Kapitel angewendete Methodik zur Berechnung der Unsicherheiten des Ertrags in Abhängigkeit vom jeweiligen Prognosejahr scheint damit in der Lage, die Auswirkungen jährlicher Variationen der meteorologischen Bedingungen realistisch abbilden zu können.

Zusammenfassung und Fazit

Ziel dieser Arbeit war die realistische Quantifizierung der bei der Erstellung von Ertragsprognosen auftretenden Unsicherheiten unter besonderer Berücksichtigung langfristiger Variationen des Solarstrahlungs-Potenzials. Daneben sollten mögliche Verbesserungs-Potenziale zur Prognose der Erträge von PV-Kraftwerken identifiziert und umgesetzt werden.

In Kapitel 1 wurde dazu zunächst die Konzeption und Methodik von Ertragsgutachten für PV-Kraftwerke systematisch erfasst und beschrieben. Die relevanten Begrifflichkeiten wurden definiert. Zur Verbesserung der bisher rein vergangenheitsbezogenen Betrachtungsweise bei der Charakterisierung der einem PV-Kraftwerke für die Energieumwandlung zur Verfügung stehenden Solarstrahlung, wurde der Übergang zu einer auf die Zukunft bezogenen Sichtweise zur Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials vorgeschlagen. Darüber hinaus wurde eine Methodik zur Quantifizierung, Kombination und Darstellung der auftretenden Unsicherheiten entwickelt, die in der Lage ist, Prognoseunsicherheiten einzelner Jahre sowie des jährlich kumulierten Ertrags unter Berücksichtigung von langfristigen Effekten und jährlichen Variationen der Solarstrahlung zu bestimmen.

In Kapitel 2 der Arbeit wurden die in bisherigen Ertragsprognosen bereits berücksichtigten Unsicherheiten bei der Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials quantifiziert. Die Unsicherheit der Globalstrahlung in die horizontale Ebene bei Verwendung der am Fraunhofer ISE als Standard eingesetzten, satellitenbasierten Datenquelle SolarGIS wurde als normalverteilt mit einer Standardabweichung von 3 % bestimmt. Für die Berechnung der Globalstrahlung in Modulebene bei Anlagenausrichtungen zum Äquator und Neigungswinkeln bis 45° konnte die Unsicherheit bei Anwendung des präferierten Modells Perez90 als Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 2,5 % quantifiziert werden.

Kapitel 3 untersucht auf Basis von Messdaten des DWD langfristige Trends der Solarstrahlung in Deutschland sowie ihre Auswirkungen auf Ertragsprognosen. Danach ist der Untersuchungszeitraum 1951 bis 2010 in eine »Dimming«-Phase mit abnehmender Solarstrahlung und eine »Brightening«-Phase mit zunehmender Solarstrahlung geteilt. Der Wendepunkt liegt am Anfang der 1980er Jahre. Anhand der Messdaten wurde gezeigt, dass aufgrund dieser Trends im Mittel Abweichungen in Höhe von etwa 3 % zwischen der horizontalen Globalstrahlung in einem Referenzzeitraum und der Globalstrahlung in einem darauf folgenden 20jährigen Prognosezeitraum auftreten. Für die Einstrahlung in geneigte oder nachgeführte Flächen sind noch deutlichere Abweichungen zu erwarten. Auf Basis der Untersuchungen wurde zur Reduzierung des Einflusses von Strahlungstrends vorgeschlagen, anstatt der bisher als Standard anzusehenden Verwendung möglichst langfristiger Referenzzeiträume, lediglich 10jährige Referenzzeiträume zur Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials zu verwenden.

Kapitel 4 vergleicht schließlich Ertragsprognosen mit Messungen an realen PV-Anlagen. Der Vergleich zeigt, dass Ertragsprognosen, die sehr langfristige Referenzzeiträume verwenden, die gemessenen Erträge systematisch um etwa 5 % unterschätzen. Es kann gezeigt

werden, dass diese Unterschätzung auf die schon in [Kapitel 3](#) identifizierten Effekte durch langfristige Trends der Solarstrahlung zurückzuführen ist. Eine Aktualisierung der untersuchten Ertragsprognosen mit 10jährigen Referenzzeiträumen führt im Untersuchungszeitraum hingegen zu einer systematischen Überschätzung der gemessenen Erträge um etwa 2 %. Darüber hinaus wurden in diesem Kapitel mit der in [Kapitel 1](#) vorgestellten Methodik die kombinierten Unsicherheiten des prognostizierten Ertrags berechnet und mit den Messdaten verglichen. Dabei wurde ein Ansatz zur Beschreibung der auftretenden Unsicherheiten mit Hilfe von asymmetrischen Wahrscheinlichkeitsverteilungen entwickelt, der im Vergleich zur bisher in Ertragsgutachten unterstellten Normalverteilung aller auftretenden Unsicherheiten physikalisch sinnvoller erscheint.

Im Ergebnis ermöglichen die im Rahmen der vorliegenden Arbeit gewonnenen Erkenntnisse damit sowohl verbesserte Prognosen der Erträgen von PV-Kraftwerken als auch die Bestimmung realistischerer Unsicherheiten. Die in der vorliegenden Arbeit vorgenommene systematische Dokumentation der Vorgehensweise und die Definition der Begrifflichkeiten ermöglicht den Adressaten von Ertragsprognosen zudem ein verbessertes Verständnis der auftretenden Risiken. Sie wird bereits zu diesem Zweck eingesetzt und kann als Ausgangspunkt für zukünftige Standards zur Erstellung von Ertragsprognosen dienen.

Der im Rahmen der Arbeit vollzogene Übergang zu einer zukunftsbezogenen Sichtweise zur Bestimmung des Solarstrahlungs-Potenzials stellt einen Paradigmenwechsel dar und führt bei ihrer Umsetzung zu verbesserten und zum Teil erheblich veränderten Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit bestehender und geplanter PV-Kraftwerke. Ertragsprognosen, die wie vorgeschlagen 10jährige Referenzzeiträume verwenden, prognostizieren bei besserer Übereinstimmung mit gemessenen Erträgen derzeit in Deutschland etwa 5 % höhere Erträge als solche, die sehr langfristige Referenzzeiträume von 30 Jahren verwendet haben. Veränderungen in dieser Größenordnung sind auch für andere Regionen der Welt zu erwarten, in denen langfristige Trends der Solarstrahlung zu beobachten sind. Die Berücksichtigung langfristiger Variationen der Solarstrahlung führt zu realistischeren Unsicherheiten, die aber allerdings auch zu einer Erhöhung im Vergleich zu den bisherigen Annahmen führen. Für eine noch detailliertere Quantifizierung der resultierenden Unsicherheiten sollten in Zukunft auch langfristige klimatologische Datensätze (etwa der »SARAH« Datensatz R. Müller, Pfeifroth, Träger-Chatterjee, Cremer, u. a. 2015; R. Müller, Pfeifroth, Träger-Chatterjee, Trentmann, u. a. 2015) oder Daten aus Klimamodellen herangezogen werden (siehe etwa Wild, Folini, u. a. 2015). Zur verbesserten Berücksichtigung solcher Unsicherheiten sollte auch eine noch systematischere, separate Erfassung der Effekte auf die Solarstrahlung im Referenz- und im Prognosezeitraum erfolgen.

Die entwickelte Methodik zur Kombination und Darstellung der Unsicherheiten unter Berücksichtigung langfristiger Effekte (durch Abweichungen von den Annahmen zur Langzeitstabilität der PV-Anlage bzw. durch Variationen der Solarstrahlung) ermöglicht eine realistischere Einschätzung zur zeitlichen Entwicklung der Unsicherheiten. Die Berücksichtigung dieser Unsicherheiten erhöht allerdings die Unsicherheiten von Ertragsgutachten im Vergleich zu den bisherigen Annahmen nochmals.

Die Verwendung asymmetrischer Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Beschreibung der Unsicherheiten einzelner Rechenschritte erscheint im Vergleich zur bisher in Ertragsgutachten unterstellten Normalverteilung aller auftretenden Unsicherheiten sowohl physikalisch sinnvoller, als auch in der Lage, die tatsächlich beobachteten Abweichungen der progn-

stizierten Erträge besser zu beschreiben. Dies gilt, obwohl die gewählte Methodik zur Quantifizierung dieser Verteilungen zu einer geringeren Varianz und damit, gegenüber den bisher verwendeten Normalverteilungen, zu verringerten kombinierten Unsicherheiten führt. Eine spezifische Parametrisierung von Dreiecks- oder anderen, möglicherweise noch besser angepassten Wahrscheinlichkeitsverteilungen auf die einzelnen Rechenschritte zur Ermittlung des prognostizierten Ertrags könnte die auftretenden Unsicherheiten noch realistischer beschreiben.

Literatur

- Beyer, H. G., Polo, J., Šúri, M., Torres, J. L., Lorenz, E., Müller, S. C., ... Ineichen, P. (2009). Report on Benchmarking of Radiation Products. Deliverable 1.1.3. Zugriff 9. November 2015, unter http://www.mesor.org/docs/MESoR_Benchmarking_of_radiation_products.pdf. (Siehe S. 20, 21, 25, 26)
- Bilbao, J., Miguel, A. D., Ayuso, A., & Franco, J. (2003). Iso-radiation maps for tilted surfaces in the Castile and Leon region, Spain. *Energy Conversion and Management*, 44(9), 1575–1588. doi:10.1016/S0196-8904(02)00161-9. (Siehe S. 38)
- Burger, B. & Rüther, R. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, 80(1), 32–45. doi:10.1016/j.solener.2005.08.012. (Siehe S. 55)
- Cebecauer, T., Šúri, M., & Gueymard, C. A. (2011). Uncertainty sources in satellite-derived Direct Normal Irradiance: How can prediction accuracy be improved globally? In SolarPACES (Hrsg.), *SolarPACES Conference*. Granada (Spain). (Siehe S. 25).
- Cebecauer, T. & Šúri, M. (2015). Typical Meteorological Year Data: SolarGIS Approach. *Energy Procedia*, 69, 1958–1969. doi:10.1016/j.egypro.2015.03.195. (Siehe S. 6)
- Darling, S. B., You, F., Veselka, T., & Velosa, A. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy Environ. Sci.* 4(9), 3133–3139. doi:10.1039/C0EE00698J. (Siehe S. 13)
- Del Fabbro, B., Valentinčič, A., & Gubina, A. F. (2016). An adequate required rate of return for grid-connected PV systems. *Solar Energy*, 132, 73–83. doi:10.1016/j.solener.2016.03.006. (Siehe S. 13)
- Dirnberger, D. & Kräling, U. (2013). Uncertainty in PV Module Measurement—Part I: Calibration of Crystalline and Thin-Film Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 3(3), 1016–1026. doi:10.1109/JPHOTOV.2013.2260595. (Siehe S. 12, 65)
- Dirnberger, D., Blackburn, G., Müller, B., & Reise, C. (2015). On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies.

- Solar Energy Materials and Solar Cells*, 132, 431–442.
doi:10.1016/j.solmat.2014.09.034. (Siehe S. 12)
- Dirnberger, D., Müller, B., & Reise, C. (2015a). On the uncertainty of energetic impact on the yield of different PV technologies due to varying spectral irradiance. *Solar Energy*, 111, 82–96. doi:10.1016/j.solener.2014.10.033. (Siehe S. 12)
- Dirnberger, D., Müller, B., & Reise, C. (2015b). PV module energy rating: opportunities and limitations. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(12), 1754–1770. doi:10.1002/pip.2618. (Siehe S. 11)
- Dirnberger, D. (2014). Uncertainty in PV Module Measurement—Part II: Verification of Rated Power and Stability Problems. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(3), 991–1007. doi:10.1109/JPHOTOV.2014.2307158. (Siehe S. 12, 65)
- Dittmann, S., Friesen, G., Williams, S., Betts, T., Gottschalg, R., Beyer, H. G., . . . Fabero, F. (2010). Results of the 3rd Modelling Round Robin within the European Project PERFORMANCE – Comparison of Module Energy Rating Methods. In *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* (S. 4333–4338). WIP. Valencia. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.109. (Siehe S. 12)
- Driesse, A. & Zaaiman, W. (2015). Characterization of global irradiance sensors for use with PV Systems. In *Proceedings of the 42th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2015 (S. 1–5). IEEE. New Orleans. New Orleans. doi:10.1109/PVSC.2015.7356004. (Siehe S. 65)
- Drury, E., Jenkin, T., Jordan, D. C., & Margolis, R. (2014). Photovoltaic Investment Risk and Uncertainty for Residential Customers. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(1), 278–284. doi:10.1109/JPHOTOV.2013.2280469. (Siehe S. 10)
- Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4), 293–302. doi:10.1016/0038-092X(82)90302-4. (Siehe S. 30)
- Espinar, B., Ramírez, L., Drews, A., Beyer, H. G., Zarzalejo, L. F., Polo, J., & Martín, L. (2009). Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and German radiometric stations. *Solar Energy*, 83(1), 118–125. doi:10.1016/j.solener.2008.07.009. (Siehe S. 40, 55)

- Evseev, E. G. & Kudish, A. I. (2009a). An assessment of a revised Olmo et al. model to predict solar global radiation on a tilted surface at Beer Sheva, Israel. *Renewable Energy*, 34(1), 112–119. doi:10.1016/j.renene.2008.04.012. (Siehe S. 37)
- Evseev, E. G. & Kudish, A. I. (2009b). The assessment of different models to predict the global solar radiation on a surface tilted to the south. *Solar Energy*, 83(3), 377–388. doi:10.1016/j.solener.2008.08.010. (Siehe S. 37)
- Fernández Peruchena, C. M., Ramírez, L., Silva-Pérez, M. A., Lara, V., Bermejo, D., Gastón, M., ... Zarzalejo, L. F. (2016). A statistical characterization of the long-term solar resource: Towards risk assessment for solar power projects. *Solar Energy*, 123, 29–39. doi:10.1016/j.solener.2015.10.051. (Siehe S. 85)
- Frey, H. C. & Nießen, G. (2005). *Monte Carlo Simulation - Quantitative Risikoanalyse für die Versicherungsindustrie* (1. Aufl.). Murmann Verlag. (Siehe S. 14).
- Friesen, G., Gottschalg, R., Beyer, H. G., Williams, S., Guérin de Montgareuil, Antoine, N.J.C.M. Van Der Borg, ... Niu, Y. (2007). Intercomparison of Different Energy Prediction Methods within the European Project PERFORMANCE – Results of the 1st Round Robin. In *Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (S. 2659–2663). WIP. Milano. (Siehe S. 12).
- Friesen, G., Dittmann, S., Williams, S., Gottschalg, R., Beyer, H. G., A. Guérin de Montgareuil, ... Topic, M. (2009). Intercomparison of Different Energy Prediction Methods within the European Project PERFORMANCE - Results on the 2nd Round Robin. In *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (S. 3189–3197). WIP. Hamburg. doi:10.4229/24thEUPVSEC2009-4CO.1.2. (Siehe S. 12)
- Gilgen, H., Wild, M., & Ohmura, A. (1998). Means and Trends of Shortwave Irradiance at the Surface Estimated from Global Energy Balance Archive Data. *Journal of Climate*, 11(8), 2042–2061. doi:10.1175/1520-0442-11.8.2042. (Siehe S. 18)
- Gueymard, C. A. & Myers, D. R. (2009). Evaluation of conventional and high-performance routine solar radiation measurements for improved solar resource, climatological trends, and radiative modeling. *Solar Energy*, 83(2), 171–185. doi:10.1016/j.solener.2008.07.015. (Siehe S. 22–24)
- Gueymard, C. A. & Wilcox, S. M. (2011). Assessment of spatial and temporal variability in the US solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data. *Solar Energy*, 85(5), 1068–1084. doi:10.1016/j.solener.2011.02.030. (Siehe S. 7, 10, 18, 23)

- Gueymard, C. A. (2009). Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications. *Solar Energy*, 83(3), 432–444. doi:10.1016/j.solener.2008.11.004. (Siehe S. 35, 37, 57)
- Gueymard, C. A. (2012). Clear-sky irradiance predictions for solar resource mapping and large-scale applications: Improved validation methodology and detailed performance analysis of 18 broadband radiative models. *Solar Energy*, 86(8), 2145–2169. doi:10.1016/j.solener.2011.11.011. (Siehe S. 53, 73)
- Gueymard, C. A. (2014).
A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 1024–1034. doi:10.1016/j.rser.2014.07.117. (Siehe S. 20)
- Gueymard, C. A. (2015).
On the correct use of the Gueymard diffuse radiation model for tilted surfaces. *Energy Conversion and Management*, 101, 787–788. doi:10.1016/j.enconman.2015.05.046. (Siehe S. 21)
- Hadek, V. (2010). *Vergleich von Simulationsprogrammen für Solarstromanlagen* (Bachelor Thesis, Hochschule für angewandte Wissenschaften, Hamburg). (Siehe S. 34, 37, 85).
- Hammer, A., Heinemann, D., Hoyer, C., Kuhlemann, R., Lorenz, E., Müller, R., & Beyer, H. G. (2003). Solar energy assessment using remote sensing technologies. *Remote Sensing of Environment*, 86(3), 423–432. doi:10.1016/S0034-4257(03)00083-X. (Siehe S. 73)
- Hammer, A. (2000).
Anwendungsspezifische Solarstrahlungsinformationen aus Meteosat-Daten (Dissertation, Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg). (Siehe S. 5).
- Hansen, C. W. & Martin, C. E. (2015).
Photovoltaic System Modeling: Uncertainty and Sensitivity Analyses. Sandia National Laboratories. doi:10.2172/1211576. (Siehe S. 10–12, 14)
- Hay, J. E. & McKay, D. C. (1985). Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies. *International Journal of Solar Energy*, 3(4-5), 203–240. doi:10.1080/01425918508914395. (Siehe S. 34, 38)
- Hay, J. E. (1979).
Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. *Solar Energy*, 23(4), 301–307. doi:10.1016/0038-092x(79)90123-3. (Siehe S. 35)

- Hay, J. E. (1986). Calculation of solar irradiances for inclined surfaces: Validation of selected hourly and daily models. *Atmosphere-Ocean*, 24(1), 16–41. doi:10.1080/07055900.1986.9649238. (Siehe S. 38)
- Helton, J. C. & Davis, F. J. (2003). Latin hypercube sampling and the propagation of uncertainty in analyses of complex systems. *Reliability Engineering & System Safety*, 81(1), 23–69. doi:10.1016/S0951-8320(03)00058-9. (Siehe S. 13, 14)
- Henking, A., Bluhm, C., & Fahrmeir, L. (2006). *Kreditrisikomessung - Statistische Grundlagen, Methoden und Modellierung* (1. Aufl.). Springer Verlag. (Siehe S. 14).
- Heydenreich, W., Müller, B., & Reise, C. (2008). Describing the World with three Parameters: A new Approach to PV Module Power Modelling. In *Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (S. 2786–2789). WIP. Valencia. doi:10.4229/23rdEUPVSEC2008-4DO.9.4. (Siehe S. 75, 85)
- Huld, T., Müller, R., & Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803–1815. doi:10.1016/j.solener.2012.03.006. (Siehe S. 26)
- Hunter, J. D. (2007). Matplotlib – A 2D Graphics Environment. *Computing in Science & Engineering*, 9(3), 90–95. doi:10.1109/MCSE.2007.55. (Siehe S. 5)
- IEC 61724. (1998). Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis. Version 1.0. International Electrotechnical Commission. (Siehe S. 63).
- Ineichen, P. (2011a). Five satellite products deriving beam and global irradiance validation on data from 23 ground stations. University of Geneva. Zugriff unter <http://archive-ouverte.unige.ch/unige:23669>. (Siehe S. 26)
- Ineichen, P. (2011b). Global irradiance on tilted and oriented planes: model validations. University of Geneva. Zugriff unter <http://archive-ouverte.unige.ch/unige:23519>. (Siehe S. 29, 34, 37)
- Ineichen, P. (2013a). Long Term Satellite Global, Beam and Diffuse Irradiance Validation. In *Proceedings of the 2nd International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry* (Bd. 48, 48, S. 1586–1596). Energy Procedia. Freiburg. Freiburg. doi:10.1016/j.egypro.2014.02.179. (Siehe S. 26)

- Ineichen, P. (2013b). Long term satellite hourly, daily and monthly global, beam and diffuse irradiance validation. Interannual variability analysis. University of Geneva.
Zugriff unter <http://archive-ouverte.unige.ch/unige:29606>. (Siehe S. 26–29, 32)
- Jantsch, M., Dirnberger, D., & Neuberger, F. (2012).
Optimized procedures for representative samples from PV module batches.
In *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (S. 3214–3218). WIP. Frankfurt. Frankfurt.
doi:10.4229/27thEUPVSEC2012-4BV.2.3. (Siehe S. 12, 65)
- Joint Committee for Guides in Metrology. (2008a). *Evaluation of measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement* [JCGM 100:2008].
Bureau International des Poids et Mesures (BIPM). Zugriff unter
http://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM_100_2008_E.pdf.
(Siehe S. 10, 13, 14, 23)
- Joint Committee for Guides in Metrology. (2008b). *Evaluation of measurement data - Supplement 1 to the "Guide to the expression of uncertainty in measurement" - Propagation of distributions using a Monte Carlo method* [JCGM 101:2008].
Bureau International des Poids et Mesures (BIPM). Zugriff unter
http://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM_101_2008_E.pdf.
(Siehe S. 14, 85)
- Joint Committee for Guides in Metrology. (2009).
Auswertung von Messdaten – Eine Einführung zum "Leitfaden zur Angabe der Unsicherheit beim Messen" und zu den dazugehörigen Dokumenten [JCGM 104:2009, Deutsche Übersetzung (Physikalisch-Technische Bundesanstalt)].
Bureau International des Poids et Mesures (BIPM).
Zugriff unter <http://www.ptb.de/cms/index.php?id=10466&L=1>. (Siehe S. 14)
- Jones, E., Oliphant, T., Peterson, P. u. a. (2001).
SciPy: Open source scientific tools for Python.
Zugriff 10. Juli 2016, unter <http://www.scipy.org>. (Siehe S. 5)
- Jordan, D. C. & Kurtz, S. R. [S. R.]. (2013).
Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review.
Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 21(1), 12–29.
doi:10.1002/pip.1182. (Siehe S. 10, 13, 71)
- Jordan, D. C., Kurtz, S. R. [Sarah R.], VanSant, K., & Newmiller, J. (2016).
Compendium of photovoltaic degradation rates.
Progress in Photovoltaics: Research and Applications, n/a–n/a. doi:10.1002/pip.2744.
(Siehe S. 13)

- Journée, M. & Bertrand, C. (2011).
Quality control of solar radiation data within the RMIB solar measurements network.
Solar Energy, 85(1), 72–86. doi:10.1016/j.solener.2010.10.021. (Siehe S. 30, 46)
- Kiefer, K., Dirnberger, D., Müller, B., Heydenreich, W., & Kröger-Vodde, A. (2010).
A Degradation Analysis of PV Power Plants.
In *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*
(S. 5032–5037). WIP. Valencia. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.26.
(Siehe S. 70)
- Kiese, P. (2011).
Auswirkungen der Zeitschrittskalierung auf die Simulationen für Ertragsgutachten von PV-Kraftwerken [Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik]
(Bachelor Thesis, Hochschule für angewandte Wissenschaften München, München).
(Siehe S. 34, 35, 37, 39, 40).
- Klucher, T. M. (1979). Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces.
Solar Energy, 23(2), 111–114. doi:10.1016/0038-092X(79)90110-5.
(Siehe S. 35, 53, 64)
- Lange, M. (2003). *Analysis of the uncertainty of wind power predictions*
(PhD Thesis, Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg). (Siehe S. 21).
- Lave, M., Hayes, W., Pohl, A., & Hansen, C. W. (2015). Evaluation of Global Horizontal Irradiance to Plane-of-Array Irradiance Models at Locations Across the United States.
IEEE Journal of Photovoltaics, 5(2), 597–606. doi:10.1109/JPHOTOV.2015.2392938.
(Siehe S. 37)
- Leicester, P. A., Goodier, C. I., & Rowley, P. (2016). Probabilistic evaluation of solar photovoltaic systems using Bayesian networks: a discounted cash flow assessment.
Progress in Photovoltaics: Research and Applications, n/a–n/a. doi:10.1002/pip.2754.
(Siehe S. 13)
- Li, D. H. & Cheung, G. H. (2005).
Study of models for predicting the diffuse irradiance on inclined surfaces.
Applied Energy, 81(2), 170–186. doi:10.1016/j.apenergy.2004.06.007.
(Siehe S. 35, 38)
- Liepert, B., Fabian, P., & Grassl, H. (1994). Solar radiation in Germany - observed trends and an assessment of their causes. Part I: regional approach.
Contributions to Atmospheric Physics, 67(1), 15–29. (Siehe S. 18).
- Limpert, E., Stahel, W. A., & Abbt, M. (2001).
Log-normal Distributions across the Sciences: Keys and Clues. *BioScience*, 51(5),

- 341–352. doi:10.1641/0006-3568(2001)051[0341:LNDATS]2.0.CO;2.
(Siehe S. 12, 80)
- Liu, B. Y. & Jordan, R. C. (1963).
The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors.
Solar Energy, 7(2), 53–74. doi:10.1016/0038-092x(63)90006-9. (Siehe S. 35)
- Lohmann, S., Schillings, C., Mayer, B., & Meyer, R. (2006).
Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data
and comparison with reanalysis data. *Solar Energy*, 80(11), 1390–1401.
doi:10.1016/j.solener.2006.03.004. (Siehe S. 6, 47, 49, 53, 57)
- Lohmann, S., Riihimaki, L., Vignola, F., & Meyer, R. (2007).
Trends in direct normal irradiance in Oregon: Comparison of surface measurements
and ISCCP-derived irradiance. *Geophysical Research Letters*, 34(2), L02705.
doi:10.1029/2006GL027322. (Siehe S. 57)
- Lubitz, W. D. (2011). Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and
tracking solar panels. *Applied Energy*, 88(5), 1710–1719.
doi:10.1016/j.apenergy.2010.11.008. (Siehe S. 37)
- Mason, G., Orlandi, S., & Reking, M. (2014).
Global market outlook for Photovoltaics 2014–2018. Brussels. (Siehe S. 1).
- McArthur, B. (2005). Baseline Surface Radiation Network (BSRN) Operations Manual
Version 2.1 [WMO/TD-No. 1274]. World Meteorological Organization. Geneva.
(Siehe S. 23).
- McKinney, W. (2010). Data Structures for Statistical Computing in Python.
In S. van der Walt & J. Millman (Hrsg.),
Proceedings of the 9th Python in Science Conference (S. 51–56). (Siehe S. 5).
- Mermoud, A. & Wittmer, B. (2014). PVsyst user's manual– PVsyst6: PVsyst6. Satigny.
Zugriff unter www.pvsyst.com. (Siehe S. 7)
- Möser, W. & Raschke, E. (1984).
Incident Solar Radiation over Europe Estimated from METEOSAT Data.
J. Climate Appl. Meteor. 23(1), 166–170.
doi:10.1175/1520-0450(1984)023<0166:ISROEE>2.0.CO;2. (Siehe S. 73)
- Mueller, R. W., Dagestad, K. F., Ineichen, P., Schroedter-Homscheidt, M., Cros, S.,
Dumortier, D., ... Heinemann, D. (2004).
Rethinking satellite-based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module.
Remote Sensing of Environment, 91(2), 160–174. doi:10.1016/j.rse.2004.02.009.
(Siehe S. 73)

- Müller, B., Reise, C., Asensio Seco, G., & Lorenz, E. (2008). Diffuse Verhältnisse bei der Einstrahlung? Über die Eingangsdaten von Ertragsprognosen. In T. Nordmann (Hrsg.), *23. Symposium Photovoltaische Solarenergie: 5. - 7. März 2008, Kloster Banz, Bad Staffelstein*. Wissen für Profis. Bad Staffelstein. Regensburg: OTTI. (Siehe S. 40).
- Müller, B., Heydenreich, W., Kiefer, K., & Reise, C. (2009). More Insights from the Monitoring of Real World PV Power Plants - A Comparison of Measured to Predicted Performance of PV Systems. In *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (S. 3888–3892). WIP. Hamburg. doi:10.4229/24thEUPVSEC2009-5AO.8.1. (Siehe S. 57, 65)
- Müller, B., Kräling, U., Heydenreich, W., Reise, C., & Kiefer, K. (2010). Simulation of Irradiation and Temperature Dependent Efficiency of Thin Film and Crystalline Silicon Modules Based on Different Parametrisation. In *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* (S. 4240–4243). WIP. Valencia. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.81. (Siehe S. 12, 85)
- Müller, B., Reis, T., Driesse, A., & Reise, C. (2012). Maximizing the Yield of Large PV Power Plants: What Can We Learn from Monitoring and Simulation? In *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (S. 3775–3781). WIP. Frankfurt. Frankfurt. doi:10.4229/27thEUPVSEC2012-5CO.6.5. (Siehe S. 12, 75)
- Müller, B., Wild, M., Driesse, A., & Behrens, K. (2014). Rethinking solar resource assessments in the context of global dimming and brightening. *Solar Energy*, 99, 272–282. doi:10.1016/j.solener.2013.11.013. (Siehe S. 45)
- Müller, B., Hardt, L., Armbruster, A., Kiefer, K., & Reise, C. (2015). Yield predictions for photovoltaic power plants: empirical validation, recent advances and remaining uncertainties. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(4), 570–583. doi:10.1002/pip.2616. (Siehe S. 6, 63, 66, 84)
- Müller, B., Heydenreich, W., Reich, N. H., Reise, C., & Farnung, B. (2015). Investment risks of utility-scale PV: Opportunities and limitations of risk mitigation strategies to reduce uncertainties of energy yield predictions. In *Proceedings of the 42th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2015. IEEE. New Orleans. New Orleans. doi:10.1109/PVSC.2015.7355942. (Siehe S. 6)
- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Cremer, R., Trentmann, J., & Hollmann, R. (2015). Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat (SARAH)– Edition 1: Edition 1. doi:10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V001. (Siehe S. 88)

- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., & Cremer, R. (2015). Digging the METEOSAT Treasure—3 Decades of Solar Surface Radiation. *Remote Sensing*, 7(6), 8067–8101. doi:10.3390/rs70608067. (Siehe S. 88)
- Müller, B. (2006). *Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsprognosen für Photovoltaikanlagen in Spanien* (Master thesis, Universität Koblenz-Landau, Koblenz). doi:10.13140/2.1.4782.3049. (Siehe S. 7, 64)
- Müller, B. (2016). Review on validations of irradiance transposition models. doi:10.13140/RG.2.1.1850.8401. (Siehe S. 34)
- Muneer, T., Gueymard, C. A., & Kambezidis, H. (2004). *Solar Radiation and Daylight Models* (2. Aufl.). Oxford: Butterworth-Heinemann. (Siehe S. 33).
- Norris, J. R. & Wild, M. (2007). Trends in aerosol radiative effects over Europe inferred from observed cloud cover, solar "dimming" and solar "brightening". *Journal of geophysical research*, 112, D08214. doi:10.1029/2006JD007794. (Siehe S. 53)
- Notton, G., Cristofari, C., & Poggi, P. (2006). Performance evaluation of various hourly slope irradiation models using Mediterranean experimental data of Ajaccio. *Energy Conversion and Management*, 47(2), 147–173. doi:10.1016/j.enconman.2005.03.022. (Siehe S. 38)
- Ohmura, A. & Lang, H. (1989). Secular variation of global radiation over Europe. In J. Lenoble & J. F. Geleyn (Hrsg.), *Current Problems in Atmospheric Radiation* (S. 98–301). Deepak, Hampton, Va. (Siehe S. 18).
- Ohmura, A., Gilgen, H., Hegner, H., Müller, G., Wild, M., Dutton, E. G., ... Dehne, K. (1998). Baseline Surface Radiation Network (BSRN/WCRP): New Precision Radiometry for Climate Research. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 79(10), 2115–2136. doi:10.1175/1520-0477(1998)079<2115:BSRNBW>2.0.CO;2. (Siehe S. 23)
- Oliveira, A., Oliveira, T. A., & Seijas-Macías, A. (2016). Skewness into the product of two normally distributed variables and the risk consequences. *REVSTAT – Statistical Journal*, 14(2), 119–138. (Siehe S. 80).
- Oliphant, T. E. (2007). Python for Scientific Computing. *Computing in Science & Engineering*, 9(3), 10–20. doi:10.1109/MCSE.2007.58. (Siehe S. 5)

- Olmo, F. J., Vida, J., Foyo, I., Castro-Diez, Y., & Alados-Arboledas, L. (1999). Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance. *Energy*, 24(8), 689–704. doi:10.1016/S0360-5442(99)00025-0. (Siehe S. 38)
- Padovan, A. & Del Col, D. (2010). Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes. *Solar Energy*, 84(12), 2068–2084. doi:10.1016/j.solener.2010.09.009. (Siehe S. 37)
- Perez, R., Stewart, R., Arbogast, C., Seals, R., & Scott, J. (1986). An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation. *Solar Energy*, 36(6), 481–497. doi:10.1016/0038-092X(86)90013-7. (Siehe S. 38)
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., & Menicucci, D. (1987). A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, 39(3), 221–231. doi:10.1016/S0038-092x(87)80031-2. (Siehe S. 38)
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., & Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 44(5), 271–289. doi:10.1016/0038-092X(90)90055-H. (Siehe S. 35, 39, 53, 75)
- Perez, R., Seals, R., & Zelenka, A. (1997). Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. *Solar Energy*, 60(2), 89–96. doi:10.1016/S0038-092X(96)00162-4. (Siehe S. 19)
- Pinker, R. T., Zhang, B., & Dutton, E. G. (2005). Do Satellites Detect Trends in Surface Solar Radiation? *Science*, 308(5723), 850–854. doi:10.1126/science.1103159. (Siehe S. 57)
- Posselt, R., Mueller, R. W., Stöckli, R., & Trentmann, J. (2012). Remote sensing of solar surface radiation for climate monitoring — the CM-SAF retrieval in international comparison. *Remote Sensing of Environment*, 118, 186–198. doi:10.1016/j.rse.2011.11.016. (Siehe S. 57)
- Python Software Foundation. (2016). Python. Version 2.7. Zugriff 10. Juli 2016, unter <https://www.python.org>. (Siehe S. 5)
- Reda, I. (2011). Method to Calculate Uncertainty Estimate of Measuring Shortwave Solar Irradiance using Thermopile and Semiconductor Solar Radiometers. National Renewable Energy Laboratory (NREL). doi:10.2172/1021250. (Siehe S. 22, 56)
- Reich, N. H., Müller, B., Armbruster, A., van Sark, Wilfried G. J. H. M., Kiefer, K., & Reise, C. (2012). Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?

- Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 20(6), 717–726.
doi:10.1002/pip.1219. (Siehe S. 12, 63–65)
- Reise, C. & Hoefler, F. (1997). Modelle für Licht und Zwielicht. Fraunhofer ISE.
(Siehe S. 34, 38).
- Reise, C. (2003). *Entwicklung von Verfahren zur Prognose des Ertrags großflächiger Energieversorgungssysteme auf der Basis von Satelliteninformationen* (Dissertation, Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg). (Siehe S. 5).
- Riecke, W. (2011).
Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik.
In 2. *Fachtagung Energiemeteorologie*. Bremerhaven. Bremerhaven.
(Siehe S. 64, 73).
- Roesch, A., Wild, M., Ohmura, A., Dutton, E. G., Long, C. N., & Zhang, T. (2011).
Assessment of BSRN radiation records for the computation of monthly means.
Atmospheric Measurement Techniques, 4(2), 339–354. doi:10.5194/amt-4-339-2011.
(Siehe S. 46, 57)
- Ruckstuhl, C. & Norris, J. R. (2009). How do aerosol histories affect solar “dimming” and “brightening” over Europe?: IPCC-AR4 models versus observations.
Journal of Geophysical Research, 114(D10). doi:10.1029/2008JD011066.
(Siehe S. 58)
- Schiozer, D. J., Ligeró, E. L., Suslick, S. B., Costa, A., & Santos, J. (2004).
Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition.
Risk Analysis Applied to Petroleum Exploration and Production, 44(1–2), 131–141.
doi:10.1016/j.petrol.2004.02.010. (Siehe S. 15)
- Schmela, M., Masson, G., & Thi Mai, N. N. (2016).
Global Market Outlook for Solar Power 2016 - 2020. Brussels. (Siehe S. 1).
- Schmidt, H. & Sauer, D. U. (1996).
Wechselrichter-Wirkungsgrade - Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung.
Sonnenenergie, (4), 43–47. (Siehe S. 75).
- Schumacher, J. (2014). INSEL 8 Tutorial– Simulation of Renewable Energy Systems:
Simulation of Renewable Energy Systems. Zugriff unter <http://insel.eu>. (Siehe S. 64)
- Seijas-Macías, A. & Oliveira, A. (2012).
An Approach to Distribution of the Product of Two Normal Variables.
Discussiones Mathematicae Probability and Statistics, 32(1-2), 87–99.
Zugriff unter <https://eudml.org/doc/271027>. (Siehe S. 80)

- Sengupta, M., Habte, A., Kurtz, S., Dobos, A., Wilbert, S., Lorenz, E., . . . Perez, R. (2015). Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications. [Technical Report NREL/TP-5D00-63112]. (Siehe S. 22, 23).
- Stanhill, G. & Cohen, S. (2001). Global dimming: a review of the evidence for a widespread and significant reduction in global radiation with discussion of its probable causes and possible agricultural consequences. *Agricultural and Forest Meteorology*, 107(4), 255–278. doi:10.1016/S0168-1923(00)00241-0. (Siehe S. 18)
- Stoffel, T., Renné, D., Myers, D. R., Wilcox, S., Sengupta, M., George, R., & Turchi, C. (2010). Concentrating Solar Power: Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data. National Renewable Energy Laboratory (NREL). doi:10.2172/989017. (Siehe S. 22)
- Stoffel, T. (2013). Terms and Definitions. In J. Kleissl (Hrsg.), *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment* (S. 1–19). Boston: Academic Press. doi:10.1016/B978-0-12-397177-7.00001-2. (Siehe S. 10, 18)
- Strobel, M. B., Betts, T. R., Friesen, G., Beyer, H. G., & Gottschalg, R. (2009). Uncertainty in Photovoltaic performance parameters – dependence on location and material. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93(6-7), 1124–1128. doi:10.1016/j.solmat.2009.02.003. (Siehe S. 11, 23, 56)
- Stryi-Hipp, G. (2004). The effects of the German Renewable Energy Sources Act (EEG) on market, technical and industrial development. In *Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference* (S. 7–11). WIP. Paris. Paris. (Siehe S. 1).
- Šúri, M. & Cebeauer, T. (2014). Satellite-Based Solar Resource Data: Model Validation Statistics Versus User's Uncertainty. In *Proceedings of the 43th ASES National Solar Conference*. American Solar Energy Society. San Francisco. San Francisco. (Siehe S. 21, 32, 33).
- Thevenard, D. & Pelland, S. (2013). Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*, 91, 432–445. doi:10.1016/j.solener.2011.05.006. (Siehe S. 10, 12, 14, 18, 85)
- Vartiainen, E. (2000). A new approach to estimating the diffuse irradiance on inclined surfaces. *Renewable Energy*, 20(1), 45–64. doi:10.1016/S0960-1481(99)00086-5. (Siehe S. 34, 38)

- Vignola, F., Grover, C., Lemon, N., & McMahan, A. (2012). Building a bankable solar radiation dataset. *Solar Energy*, 86(8), 2218–2229. doi:10.1016/j.solener.2012.05.013. (Siehe S. 7, 10, 18)
- Vuilleumier, L., Hauser, M., Félix, C., Vignola, F., Blanc, P., Kazantzidis, A., & Calpini, B. (2014). Accuracy of ground surface broadband shortwave radiation monitoring. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 119(24), 13, 838. doi:10.1002/2014JD022335. (Siehe S. 22, 23)
- Waskom, M., Botvinnik, O., Hobson, P., Halchenko, Y. u. a. (2016). Seaborn. Version v0.7.0 (January 2016). Zenodo. doi:10.5281/zenodo.45133. (Siehe S. 5)
- Webs, M., Deutschländer, T., & Christoffer, J. (2005). Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. In Deutscher Wetterdienst (Hrsg.), *Klimastatusbericht2004* (S. 199–2004). Offenbach. (Siehe S. 63).
- Wild, M., Gilgen, H., Roesch, A., Ohmura, A., Long, C. N., Dutton, E. G., . . . Tsvetkov, A. (2005). From Dimming to Brightening: Decadal Changes in Solar Radiation at Earth's Surface. *Science*, 308(5723), 847–850. doi:10.1126/science.1103215. (Siehe S. 9, 18, 47)
- Wild, M. & Schmucki, E. (2011). Assessment of global dimming and brightening in IPCC-AR4/CMIP3 models and ERA40. *Climate Dynamics*, 37(7-8), 1671–1688. doi:10.1007/s00382-010-0939-3. (Siehe S. 7, 57)
- Wild, M., Folini, D., Henschel, F., Fischer, N., & Müller, B. (2015). Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. *Solar Energy*, 116, 12–24. doi:10.1016/j.solener.2015.03.039. (Siehe S. 7, 88)
- Wild, M. (2009a). Global dimming and brightening: A review. *Journal of geophysical research*, 114(D10), D00D16. doi:10.1029/2008JD011470. (Siehe S. 18, 47, 57)
- Wild, M. (2009b). How well do IPCC–AR4/CMIP3 climate models simulate global dimming/brightening and twentieth–century daytime and nighttime warming? *Journal of Geophysical Research*, 114(D10). doi:10.1029/2008JD011372. (Siehe S. 7, 18, 57)
- Wild, M. (2012). Enlightening Global Dimming and Brightening. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 93(1), 27–37. doi:10.1175/BAMS-D-11-00074.1. (Siehe S. 9, 18, 57)

- Włodarczyk, D. & Nowak, H. (2009). Statistical analysis of solar radiation models onto inclined planes for climatic conditions of Lower Silesia in Poland. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, 9, 127–144. (Siehe S. 38).
- World Meteorological Organization. (2012). *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation* [WMO-No. 8] (2008 edition, updated in 2010). (Siehe S. 19, 22, 23, 30, 34).
- Wübbeler, G., Krystek, M., & Elster, C. (2008). Evaluation of measurement uncertainty and its numerical calculation by a Monte Carlo method. *Measurement Science and Technology*, 19(8), 084009. (Siehe S. 14).
- Younes, S., Claywell, R., & Muneer, T. (2005). Quality control of solar radiation data: Present status and proposed new approaches. *Energy*, 30(9), 1533–1549. doi:10.1016/j.energy.2004.04.031. (Siehe S. 30, 46)

Danksagung

An erster Stelle möchte ich mich bei Andrea, Ole und Oskar für ihr Verständnis bedanken, wenn ich aufgrund meiner Doktorarbeit mal wieder nicht am Familienbetrieb teilgenommen habe oder hin und wieder leicht abwesend war. Ich werde sowas nicht noch einmal machen! Erinnert mich dran, falls es mich überkommen sollte ;-)

Dann möchte ich natürlich auch meinen Eltern herzlich danken, die mich nach Kindheit und Jugend auch irgendwie noch durch mein erstes Studium gebracht haben und mir diese Arbeit so erst möglich machten.

Im direkten fachlichen Zusammenhang mit meiner Arbeit möchte ich allen Mitarbeitern des Fraunhofer ISE und externen Kollegen danken, die irgendwie zur Fertigstellung dieser Arbeit beigetragen haben. Dies gilt insbesondere für alle derzeitigen und ehemaligen Mitarbeiter am ISE, die mit großen Engagement und trotz einiger Schwierigkeiten das Monitoring und das »Team Ertragsgutachten« über viele Jahre am laufen hielten und nach wie vor halten. Für die inhaltliche Begleitung und Förderung und viele interessante Gespräche und Diskussionen möchte ich mich insbesondere noch bei Christian (besonders für das »laufen lernen« in der Welt der Wissenschaft und die Weitergabe all seiner Erfahrung mit Ertragsprognosen und Strahlungsdaten), Wolfgang (besonders auch für die Vermittlung der Grundlagen zur Programmierung und natürlich zum »vi«), Daniela, Anton, Alfons und Elke bedanken.

Mein Dank gilt natürlich auch Prof. Vajen und Prof. Beyer für die Übernahme der Betreuung meiner Arbeit.