INAUGURAL - DISSERTATION

zur

Erlangung der Doktorwürde

der

Naturwissenschaftlich-Mathematischen

Gesamtfakultät

der

Ruprecht-Karls-Universität

Heidelberg

Vorgelegt von

Dipl.-Geogr. Tina Timandra Buchmann

aus Stuttgart

Tag der mündlichen Prüfung: 28. 05. 2018

Potenzial von Photovoltaikanlagen zur Ableitung raum-zeitlich hoch aufgelöster Globalstrahlungsdaten

–

Entwicklung eines Verfahrens zur Ableitung von Anlagencharakteristika und atmosphärischen Parametern aus Photovoltaikleistungsdaten

Gutachter: Prof. Dr. Alexander Siegmund
Prof. Dr. Klaus Pfeilsticker

Zusammenfassung

Um das Messnetz für Globalstrahlung auszubauen, wird in dieser Arbeit das Verfahren PV2RAD vorgestellt. PV2RAD ermöglicht die Ableitung von direkten und diffusen Strahlungsflussdichten aus Leistungsdaten von Photovoltaikanlagen. Zunächst werden die Photovoltaikanlagen mit Hilfe von vier anlagenspezifischen Parametern an klaren Tagen charakterisiert. Im Anschluss werden auf Grundlage der Leistung von Photovoltaikanlagen und den anlagenspezifischen Parametern, unter Anwendung der linearen Inversion, die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte in Abhängigkeit der atmosphärischen Parameter abgeleitet. Auf Grundlage der aus der Inversion abgeleiteten direkten Strahlungsflussdichten kann der atmosphärische Parameter Aerosol Optische Dicke an klaren Tagen standortgenau bestimmt werden.

PV2RAD wird an einer Testanlage am Standort Hochschule Bonn-Rhein-Sieg getestet und validiert. Für sieben klare Tage werden die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte ermittelt. Dabei liegt die Differenz zwischen gemessener und aus der Inversion abgeleiteter Strahlungsflussdichte im Tagesgang zwischen 2% und 9%. Anschließend wird PV2RAD auf sechs Photovoltaikanlagen des Versorgungsgebiets der AllgäuNetz GmbH & Co. KG angewandt. Die Differenz zwischen gemessener und aus der Inversion abgeleiteter Strahlungsflussdichte im Tagesgang liegt durchschnittlich zwischen 2% und 16%.

Die aus der Inversion abgeleiteten Strahlungsflussdichten sind im Vergleich zu den etablierten Verfahren (Satellit, Bodenmessstation und Wettermodelle) zeitlich und räumlich höher aufgelöst.

Abstract

The present thesis proposes a novel method (PV2RAD) that uses power records of solar photovoltaic systems to infer direct and diffuse irradiance. PV2RAD has two components: a forward and a backward model (linear inversion). The forward model infers the characteristics of each individual system. The backward inversion model uses the generated power of individual photovoltaic systems to calculate direct and diffuse irradiance as a function of meteorological parameters for clear sky days. Furthermore, the atmospheric parameter aerosol optical depth (and in future the cloud optical depth) can be derived from the recorded PV power.

A photovoltaic system at the Hochschule Bonn-Rhein-Sieg is used to test and validate the method. The deviation between the measured and modelled irradiance ranges between 2% and 9%. PV2RAD is then applied to six in-field photovoltaic systems within the distribution network of AllgäuNetz GmbH & Co KG. The deviation between the measured and modelled irradiance ranges between 2% and 16%.

PV2RAD has in comparison to established methods (irradiance from satellites, weather models or pyrnometers) a higher spatiotemporal resolution.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzungen

AN	AllgäuNetz GmbH & Co. KG
BU	Buchenberg
DISORT	DIScrete Ordinate Radiative Transfer
DWD	Deutscher Wetterdienst
H-BRS	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
HP	Meteorologisches Observatorium Hohenpeißenberg des deutschen Wetterdiensts
KH	Kempten, H. Straße
KP	Kempten, P. Straße
libRadtran	library for radiative transfer
MAP	Maximum-a-posteriori-Methode
MetPVNet	Satelliten- und Meteorologie-unterstützte Vorhersage der Energieerzeugung von PV-Anlagen auf Verteilnetzebene: Entwicklung, Validierung, Anwendung
NE	Nesselwang
OPAC	Optical Properties of Aerosols and Clouds
PV-Anlage	Photovoltaikanlage
UTC	Koordinierte Weltzeit, engl. Coordinated Universal Time
WE	Weitnau
WN	Wertach

Symbole

α	Elevationswinkel einer Photovoltaikanlage
β	Azimutwinkel einer Photovoltaikanlage
γ	Sonnenazimutwinkel (SZA)
$\Delta\lambda_{\mathsf{S}}$	Energetisch relevanter Spektralbereich der Solarstrahlung
ϵ	Unsicherheit von $\hat{x}$
$\eta_{\text{a priori}}$	Modulwirkungsgrad auf Grundlage des Datenblatts
η_M	Modulwirkungsgrad des PV-Moduls
$\eta_{\text{Modul}}(\mathsf{T})$	Temperaturabhängige Effizienz
η_{total}	Tagesabhängige Gesamteffizienz (Gesamteffizienz)
ζ	Temperaturkoeffizient

θ	Sonnenzenitwinkel
κ	Ångström-Exponent
$\mathcal{K}$	Extinktionskoeffizient der Antireflexions- und der Glasschichts
μ	Ångström-Trübungskoeffizient
ψ	Winkel zwischen Normalenvektoren $\vec{\mathbf{n}}_{\mathsf{t,pv}}$ und $\vec{\mathbf{n}}_{\mathsf{sun}}$
τ_{ae}	Aerosol Optische Dicke (AOD)
$\vec{a}(t)$	Atmosphärischer Zustand
A	Bodenalbedo
$\vec{b}$	Spezifische Eigenschaften einer PV-Anlage
$F(\vec{x})$	Ergebnis des Vorwärtsmodells (Zeitreihen der modellierten Leistung $\mathsf{P}_{\mathsf{mod}}$)
$\mathsf{F}_{\mathsf{a\ priori}}$	Abgeleitete Strahlungsflussdichte aus libRadtran
$\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}}$	Diffuse Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}}$	Direkte Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{total,or}}$	Globalstrahlung $(=\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}}+\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}})$ auf eine orientierte Fläche $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}_{\mathsf{met,mess}}$	Gemessene Strahlungsflussdichte $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}_{\mathsf{met,mod}}$	Modellierte Strahlungsflussdichte $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}_{\mathsf{PV,inv}}$	Aus der Inversion abgeleitete Strahlungsflussdichte $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}_{\mathsf{ref}}$	Reflektierte Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
$\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{total}}$	Globalstrahlung für die horizontale Fläche $[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$
K	Jacobi-Matrix (Ableitungen) des Vorwärtsmodells nach Modellparametern
K^{T}	Transponierte Matrix von K
L	Beschichtungsdicke
n	Empirisch bestimmter Gesamtbrechungsindex aller PV-Module einer PV-Anlage (GB)
$\vec{\mathbf{n}}_{\mathsf{pv}}$	Normalenvektor einer PV-Anlage
$\vec{\mathbf{n}}_{\mathsf{sun}}$	Normalenvektor der Sonne
$\mathsf{P}_{\mathsf{mess}}$	Gemessene Leistung
$\mathsf{P}_{\mathsf{mod}}$	Modellierte Leistung
s	Skalierungsfaktor einer PV-Anlage
S_{a}^{-1}	Inverse Kovarianzmatrix des a priori Wissens
S_{χ}^{-1}	Inverse Kovarianzmatrix des Messwerte
$\mathsf{T}_{\mathsf{Lufttemperatur}}$	Lufttemperatur in zwei Meter über Grund [°C]
$\mathsf{T}_{\mathsf{Modul}}$	Modultemperatur [°C]
$\mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}})$	Transmission der entsprechenden Strahlungsflussdichte in Abhängigkeit des Einstrahlwinkels relativ zum Normalenvektor der PV-Anlage
v_{10}	Mittlere Windgeschwindigkeit $[\frac{\mathsf{m}}{\mathsf{s}}]$
$\hat{\vec{x}}$	Optimale Wertekombination von $\vec{x}$

$\vec{x}_a$	A priori Wissen über den Zustandraum (zum Beispiel direkte und diffuse $F_{met,mess}$)
$\vec{y}$	Messvektor (Zeitreihen der gemessenen Leistung P_{mess})

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Kapitel 1

Einleitung

Vor dem Hintergrund der durch die Emission der Treibhausgase seit der Industrialisierung rasch voranschreitenden Klimaänderung hat die Europäische Kommission im Jahr 2012 den Energiefahrplan 2050 verabschiedet, der eine 80-95%ige Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 vorgibt (Generaldirektion Energie Europäische Kommission (2012)). Die dort und nun auch völkerrechtlich im Weltklimaabkommen von Paris (COP21) vom Dezember 2015 formulierten Ziele verlangen, dass die Stromversorgung vollständig dekarbonisiert werden muss (Paris Agreement (2015)). Die deutsche Energiewende verfolgt dieses langfristige Ziel und beschreibt den Wandel von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien (u.a. Dieckmann et al. (2004), Graßl et al. (2003) und Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2011)).

Im Jahr 2017 wurde bereits 31.1% des gesamten Bruttostromverbrauchs von Deutschland aus erneuerbaren Energien gewonnen (AG Energiebilanzen e.V. (2017)). Photovoltaik ist dabei nach der Windenergie (mit 48,6%) und der Biomasse (mit 21,1%) mit einem relativem Anteil von 18.4% die drittgrößte erneuerbare Stromquelle (AG Energiebilanzen e.V. (2017)). Damit die gesammelte Strahlungsenergie aus Photovoltaikanlagen effizient, vorhersagbar und letztlich kontinuierlich (durch optimierte Stromspeicher) genutzt werden kann, sind regional differenzierte und verlässliche Leistungsprognosen der Photovoltaik von grundlegender Bedeutung (u.a. Rekinger et al. (2012)).

Leistungsprognosen der Photovoltaik werden bisher hauptsächlich auf Grundlage von prognostischen Wettermodellen erstellt, die mit Hilfe von messnetz- und satellitengestützten Beobachtungen überprüft und gestützt werden (u.a. Antonanzas et al. (2016), Diagne et al. (2013), Kleissl (2013) und Lorenz et al. (2016)). Wegen der inhärenten räumlichen und zeitlichen Skalen der Bewölkung (u.a. Lovejoy (1982) und Wood und Field (2011)) und die Antwort des Strahlungstransports darauf (Marshak und Davis (2005), Oreopoulos et al. (2000), Von Savigny et al. (1999) und Von Savigny et al. (2002)) wird erwartet, dass sich die Unsicherheiten in der Leistungsvorhersage, mit der Verbesserung der räumlichen und zeitlichen Auflösung von Modellen und Messungen,

verringern.

Zentrale physikalische Größe zur Nutzung von Strahlungsenergie ist die Globalstrahlung bestehend aus den Komponenten direkte und diffuse Strahlungsflussdichte. Bisher erfolgt die Prognose der Globalstrahlung mit Hilfe von Wettermodellen, Messungen an Bodenmessstationen durch die operationellen nationalen Wetterdienste (zum Beispiel Deutscher Wetterdienst), kommerziellen Anbietern von meteorologischen Daten (zum Beispiel Meteomedia GmbH), Satellitenmessungen und wissenschaftlichen Messnetzen (zum Beispiel „Baseline Surface Radiation Network“ (BSRN) des World Radiation Monitoring Center (WRMC)) (Kapitel 2.1.1) (u.a. Baldauf et al. (2011), Deutscher Wetterdienst (2013), Oumbe et al. (2009), Zelenka et al. (1999) und World Radiation Monitoring Center - Baseline Surface Radiation Network (o. J.)). Die Flächendichte von Bodenmessstationen ist jedoch gering (ungefähr 150 Bodenmessstationen auf der Fläche Deutschlands) und ihre zeitliche Auflösung (ein Messpunkt pro 5 bis 60 Minuten) ist für genaue Leistungsprognosen der Strahlungsenergie zu ungenau. Auch die aus Satellitenmessungen ermittelte Globalstrahlung ist häufig ungenau bezüglich ihrer räumlichen und zeitlichen Auflösung.

So sind typische Fehler („root mean square error“ (RMSE)) für stündliche Globalstrahlung 10 - 20% (Solargis (o. J.)) bei einer gängigen räumlichen Auflösung von 10 km^2 (u.a. Urraca et al. (2017) und Zelenka et al. (1999)). Aktuelle Studien haben gezeigt, dass die vorhergesagte Globalstrahlung des Regionalmodells COSMO-EU im Vergleich zu der gemessenen Globalstrahlung an sieben europäischen Bodenmessstationen eine RMSE Abweichung von etwa 134.9 W/m^2 (10% - 20%) hat. Bei 15-minütiger Auflösung wird an klaren Tagen die direkte Strahlungsflussdichte unterschätzt und die diffuse Strahlungsflussdichte überschätzt. Weiterhin wird an bewölkten Tagen die diffuse Strahlungsflussdichte stets überschätzt (Frank et al. (2018)). Mögliche Ursachen hierfür sind die offensichtliche Überschätzung der Aerosolbelastung an klaren Tagen, die unzureichende räumliche und zeitliche Auflösung der mikro- und mesoskaligen Bewölkung im Modell und die Antwort des Strahlungstransports darauf, die Heterogenität der Bodenalbedo, reliefbedingt und geländeklimatischen Charakteristiken und die große Gittermaschenweiten der Wettermodelle (zum Beispiel 2,8 km auf 2,8 km im Regionalmodell COSMO-DE (u.a. Baldauf et al. (2006), Baldauf et al. (2011), Kleissl (2013), Marshak und Davis (2005), Moradi et al. (2014), Eriksson et al. (2011)).

Im Kontext der Vorhersagbarkeit der PV-Stromproduktion und der Netzstabilität sind diese Unsicherheiten in der Strahlungsenergie (typischerweise 10%) natürlich groß. Insbesondere ist dies ersichtlich, wenn man bedenkt, dass alleine in Deutschland derzeit (bis Ende 2017) 43 GW an Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) installiert sind und an einem klaren Werktag im Sommer etwa 35% des deutschen Stroms aus Photovoltaik stammt (Fraunhofer ISE (2018)). Weiterhin wundert es bei den gegebenen Unsicherheiten der durch Wettermodelle vorhergesagten Globalstrahlung nicht, dass die derzeitige 24 Stunden Vorhersagbarkeit für die Stromproduktion durch Strahlungsenergie bei nicht zu komplizierten Wetterlagen auf Verteilnetzebene immerhin

noch etwa 5 - 7% beträgt (Lorenz et al. (2011)).

Die vorliegende Doktorarbeit ist eine Pilotstudie und Vorarbeit für ein neues, vom Bundesministerium für Wirtschaft finanziertes Forschungsvorhaben mit dem Titel „Satelliten- und Meteorologie-unterstützte Vorhersage der Energieerzeugung von PV-Anlagen auf Verteilnetzebene: Entwicklung, Validierung, Anwendung“ (MetPVNet) (Projektleitung: Prof. Dr. Stefanie Meilinger (2018)). Dabei wird im Rahmen der Dissertation eine Kalibrierung der Leistung einiger PV-Anlagen als Funktion der Globalstrahlung vorgenommen. Es wird ein neues Verfahren (PV2RAD) vorgestellt, das Leistungsdaten von PV-Anlagen zur Grundlage nimmt, um die Globalstrahlung in ihren Komponenten der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte zeitlich und räumlich hochaufgelöst zu bestimmen. Die zeitliche und räumliche Auflösung richtet sich dabei nach der Verfügbarkeit der PV-Leistungsdaten und deren zeitlicher Auslösung. PV2RAD wird für einen gewählten Teststandort und eine Testregion entwickelt, validiert und angewandt. Dabei ist PV2RAD so formuliert, dass es auf eine möglichst große Anzahl an PV-Anlagen anwendbar ist. Die mit PV2RAD bestimmten direkten und diffusen Strahlungsflussdichten ermöglichen die Ableitung verschiedener atmosphärischer Parameter, wie der Aerosol und Wolken Optischen Dicke. Im Kern der Arbeit steht die Ableitung der Aerosol Optischen Dicke (AOD) für klare Tage über dem Testgebiet, da dann beide Anteile der Globalstrahlung leicht zu simulieren und zu validieren sind. Die Validierung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichten erfolgt im Vergleich zu den Strahlungsflussdichten aus dem Regionalmodells COSMO-EU sowie auch stichprobenartig mit den Strahlungsmessungen dem nahe zum Testgebiet liegenden meteorologischen Observatorium Hohenpeißenberg des Deutschen Wetterdiensts.

Zukünftig soll das Verfahren PV2RAD im Hinblick auf wetterabhängige Variabilität so weiter entwickelt werden, dass es für alle Wetterarten validiert einsetzbar ist. Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf die Ableitung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte an bewölkten Tagen gerichtet, um auch die optische Dicke von der Bewölkung zweidimensional räumlich und zeitlich hoch aufgelöst am Boden zu erfassen. Hier setzt das Vorhaben MetPVNet mit dem Ziel an, die Vorhersagen der Stromproduktion auf Verteilnetzebene zu verbessern. Dabei wird eine Untermenge an PV-Anlagen auf der Verteilnetzebene photometrisch auf die Strahlungsenergie kalibriert, und mit Hilfe der kalibrierten PV-Anlagen und ihrer aktuell erzielten Leistung mit Hilfe einer mathematischen Inversion der atmosphärische Strahlungstransport und seine relevanten Einflussfaktoren (zum Beispiel Aerosol und Wolken Optische Dicke, Wasserdampfsäule) ermittelt (erster Schritt, Pilotstudie in dieser Dissertation). Der Vergleich der aus Wettermodellen prognostizierten und aus Satellitendaten errechneten Strahlungsenergie wird anschließend mit der tatsächlichen Leistung der kalibrierten PV-Anlagen (zweiter Schritt) verglichen. In einem dritten Schritt soll mit statistischen Verfahren die Leistung aller PV-Anlagen auf dem Verteilnetz berechnet werden. In einem zukünftigen vierten Schritt (also in einer möglichen zweiten Phase des Vorhabens MetPVNet) sollen dann die Unterschiede zwischen prognostizierter und tatsächlich

erzielter PV-Leistung mit Hilfe von Lernalgorithmen (Stichwort: künstliche neuronale Netzwerke (engl. artificial neural networks, ANN) der künstlichen Intelligenz (engl. artificial intelligence, AI)) auf einige typische Defizite der Wetterprognose zurückgeführt werden, um diese dann entsprechend in zukünftigen Prognosen zu berücksichtigen. Diese Information kann dann weltweit erstmalig zur Validierung der von den numerischen Wettermodellen vorhergesagten und von der von Satelliten beobachteten Bewölkung und der abgeleiteten Globalstrahlung auf den relevanten mesoskaligen räumlichen und zeitlichen Skala genutzt werden (u.a. Baldauf et al. (2011) und Frank et al. (2018)).

In Kapitel 2 dieser Arbeit werden zunächst einige Grundlagen erläutert, die das theoretische Fundament für PV2RAD und die folgenden Kapitel bilden. Anschließend wird in Kapitel 3 das hier entwickelte Verfahren PV2RAD dargestellt. PV2RAD wird zunächst in Kapitel 4.1 an einer Testanlage validiert. Im anschließenden Kapitel 4.2 wird das validierte Verfahren auf Testanlagen einer Testregion angewandt. Auf die Ergebnisse von PV2RAD wirken meteorologische, anlagenspezifische, standortspezifisch und methodische Unsicherheiten ein, deren Auswirkungen in Kapitel 5 diskutiert werden. Um die Qualität der aus der Inversion abgeleiteten Strahlungsflussdichten ($F_{PV,inv}$) beurteilen zu können, werden diese mit den modellierten Strahlungsflussdichten ($F_{met,mod}$) aus dem Regionalmodell COSMO-EU verglichen. Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse und das methodische Vorgehen in Kapitel 6 zusammengefasst und Vorschläge zur Weiterentwicklung des Modells benannt.

Kapitel 2

Theoretische Grundlagen

Dieses Kapitel beschreibt die Grundlagen, auf denen die Entwicklung von PV2RAD basiert. Im ersten Teil (untergliedert in zwei Abschnitte) wird die Extinktion der Solarstrahlung in der Atmosphäre und die mathematische Beschreibung von Strahlungstransport erläutert (Kapitel 2.1 und 2.2). Dies beinhaltet die Beschreibung von Strahlungsgrößen, Streu- und Absorptionsprozessen sowie die Grundlagen der Strahlungstransportrechnung. Der zweite Teil befasst sich mit dem Aufbau und dem Funktionsprinzip einer PV-Anlage (Kapitel 2.3). Im letzten Teil liegt der Fokus auf den inversen Methoden (Kapitel 2.4). Zunächst wird das Bayes-Theorem, als mathematische Grundlage der inversen Methoden, erläutert. Es folgt die Beschreibung der darauf basierenden Maximum-a-posteriori-Methode (MAP) und einer Methode zur Lösung linearer Inversionsprobleme mit der Mittelungskern- und Kovarianzmatrix.

2.1 Von der Sonne zur PV-Anlage

Durch die Absorption von Strahlungsenergie wird elektrische Ladung in dem Kontaktpotential der Photovoltaikzelle generiert. Die Strahlungsflussdichte bestimmt die Leistung, die mittels einer PV-Anlage gewonnen werden kann (u.a. Quaschning (2015)). Der energetisch relevante Spektralbereich der Solarstrahlung $\Delta\lambda_S$ liegt an der Erdoberfläche zwischen 0.3 μm und 3.5 μm, wobei das Maximum der Energieverteilung bei etwa 0.5 μm liegt (Abbildung 2.1) (u.a. Kurucz (1984) und Wendisch und Yang (2012)). Für eine siliziumbasierte PV-Zelle, welche in PV2RAD beschrieben wird, ist jedoch nur der Wellenlängenbereich zwischen etwa 0.4 μm bis 1.15 μm spektralempfindlich, also für die Leistungsgenerierung nutzbar (u.a. Mertens (2015)). Die Globalstrahlung in ihren Komponenten direkte und diffuse Strahlungsflussdichte ist eine physikalische Messgröße und hat die Einheit $\frac{W}{m^2}$. Sie beschreibt die Strahlungsleistung auf eine senkrechte zum Strahlungsfluss gerichtete Fläche. Am Oberrand der Atmosphäre beträgt die Solarstrahlung im Mittel 1360.8 ± 0.5 $\frac{W}{m^2}$ (Kopp und Lean (2011)). Bei ihrem Durchgang durch die Atmosphäre

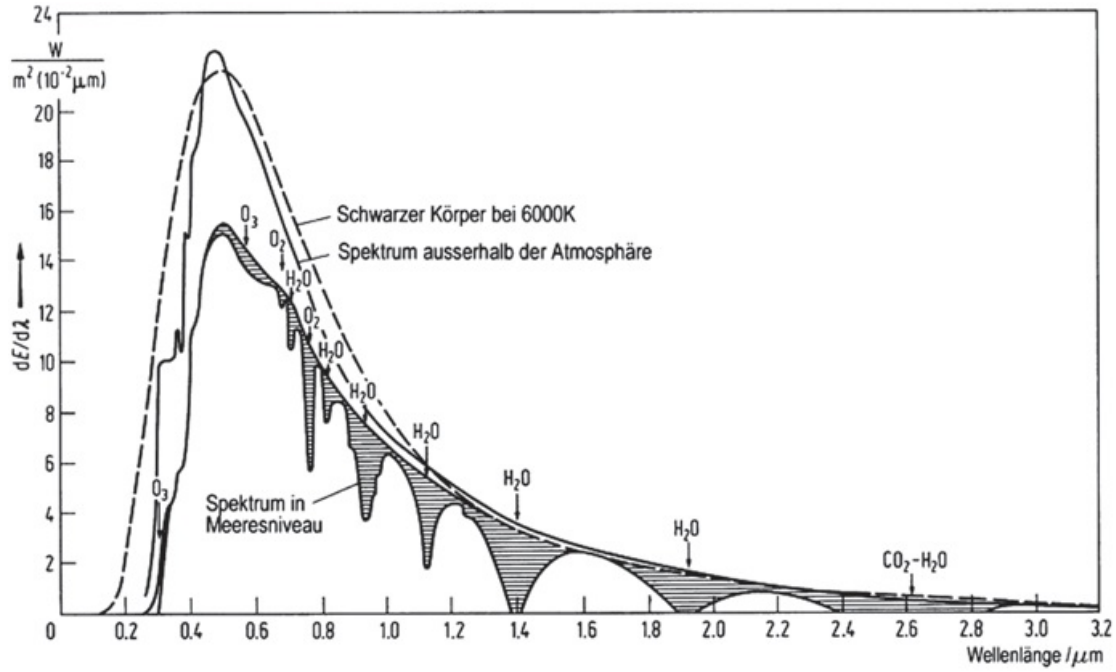


Abbildung 2.1: Spektralbereich der Sonnenstrahlung auf Meereshöhe im Vergleich zum Solarspektrum am Außenrand der Atmosphäre (Bakan und Hinzpeter (1988) und Klose (2016)).

(vom Oberrand bis zur terrestrischen Oberfläche) wird der gerichtete solare Strahlungsfluss durch Streu- und Absorptionsprozesse an Aerosolen, Wolken und Spurengasen verändert (u.a. Goody und Yung (1995), Kappas (2009), Roedel und Wagner (2011) und Wendisch und Yang (2012)). Da sich der Sonnenstand kontinuierlich ändert und die atmosphärische Zusammensetzung, insbesondere die der Aerosole und Wolken räumlich und zeitlich stark variieren, zeigt die solare Strahlung starke Unterschiede (u.a. Marshak und Davis (2005)). Auch die Orographie und die Bodenalbedo, welche das Rückstreuvermögen des Erdbodens angibt, verändern die solare Strahlung und müssen bei der Modellierung von Globalstrahlung berücksichtigt werden (u.a. Marshak et al. (2000) und Marshak und Davis (2005)).

2.1.1 Globalstrahlung

Die Globalstrahlung setzt sich aus einem direkten und einem diffusen Anteil, folglich einer direkten und einer diffusen Strahlungsflussdichte zusammen. Als direkte Strahlungsflussdichte wird der Anteil bezeichnet, der ungehindert auf die terrestrische Oberfläche trifft, das heißt, beim Durchgang durch die Atmosphäre wird dieser nicht von Streu- und Absorptionsprozessen beeinflusst. Bei Messungen wird der Anteil aus Sonnenrichtung als direkte Strahlungsflussdichte bezeichnet. Hingegen wird die nach Streu- und Absorptionsprozessen zum Erdboden gerichtete Strahlung nach der Integration über die Hemisphäre als diffuse Strahlungsflussdichte bezeichnet (u.a. Goody und Yung (1995)). Die Größe des direkten und des diffusen Anteils der Globalstrahlung ist stark variabel. An klaren Tagen, das heißt wolkenfreien Tagen, überwiegt der direkte Anteil

der Globalstrahlung, wohingegen an bewölkten Tagen der diffuse Anteil dominiert (u.a. Goody und Yung (1995) und Marshak und Davis (2005)).

Derzeit existieren drei etablierte Verfahren zur Bestimmung der Globalstrahlung, die sich hinsichtlich der Art der Ausgangsdatenermittlung unterscheiden. Das erste Verfahren bezieht Globalstrahlungsdaten von meteorologischen Bodenmessstationen, das zweite Verfahren ermittelt Globalstrahlung aus Globalstrahlungs-, Wetter- und Klimamodellen und das dritte Verfahren leitet Globalstrahlung aus Satellitenmessungen ab (u.a. Deutscher Wetterdienst (2013), Baldauf et al. (2011) und Oumbe et al. (2009)).

Messung der Globalstrahlung an Bodenmessstationen mit Pyranometern
Die Messung der Globalstrahlung erfolgt zum Beispiel mit Hilfe von von Pyranometern. Bei regelmäßiger Wartung der Geräte ist die Messunsicherheit kleiner als 2% (Deutscher Wetterdienst (2013)). Ausgehend von den Globalstrahlungsdaten der Bodenmessstationen kann dann über ein Interpolationsverfahren die Globalstrahlung für eine definierte Fläche berechnet werden. Zur Optimierung der systematischen Fehler der synoptischen Globalstrahlung sollte die Distanz zwischen den Bodenmessstationen nicht größer als 30 km sein (Deutscher Wetterdienst (2013)). Eine genaue Untersuchung des Abstands zwischen zwei Bodenmessstationen zeigt jedoch, dass bereits durch Distanzen von 20 km bis 30 km Unsicherheiten von 20% bis 25% entstehen können, daher sollte dieser deutlich kleiner als 20 km sein (Madhavan et al. (2017) und Marshak und Davis (2005)).

In Deutschland werden Bodenmessstationen vor allem vom Deutschen Wetterdienst (DWD) und von kommerziellen Wetterdiensten, wie Meteomedia, oder auch von Privatpersonen betrieben. Der DWD unterstützt 26 Bodenmessstationen (Deutscher Wetterdienst (2013)) und Meteomedia betreibt rund 500 Bodenmessstationen (Meteomedia GmbH (o. J.a)). Eine Untermenge dieser Bodenmessstationen ist mit einem Pyranometer bestückt, wobei die genaue Anzahl nicht eindeutig recherchiert werden konnte (Kapitel A). Unterstellt alle Bodenmessstationen von Meteomedia sind mit Pyranometern bestückt, wäre das Distanzkriterium nach Deutscher Wetterdienst (2013) von 20 km bis 30 km auf Grund der Gesamtanzahl der Bodenmessstationen erfüllt. Jedoch sind die Bodenmessstationen räumlich inhomogen verteilt, wodurch die Distanz oft mehr als 30 km beträgt. Ihre Daten eignen sich daher qualitativ nicht als geeignete Basis für eine flächendeckende und robuste Globalstrahlungserfassung (Meteomedia GmbH (o. J.b)).

Generell sind die Distanzen zwischen den Bodenmessstationen zur Ermittlung verlässlicher Globalstrahlung abhängig von mikro- und mesoskaligen Bewölkung, Sonnenstand, atmosphärischen Parametern, wie der Aerosol Optische Dicke, von der Heterogenität der Bodenalbedo und reliefbedingt und geländeklimatischen Charakteristiken. Somit kann eine allgemeingültige Distanz nicht definiert werden (u.a. Lovejoy (1982), Marshak und Davis (2005) und Wood und Field (2011)).

Distanzen zwischen Bodenmessstationen können unter Hinzuziehung der Leistungsdaten von PV-Anlagen deutlich (Faktor 100 bis 1.000) reduziert werden. Mit diesen könnte, weltweit erstmalig, die Globalstrahlung auf einer für die Nutzung der erneuerbaren Energien räumlich und zeitlich relevanten Skala (für beispielsweise die Bewölkung, Aerosol Optische Dicke und Bodenalbedo) ermittelt werden (u.a. Lovejoy (1982), Marshak und Davis (2005) und Wood und Field (2011)). PV2RAD ermöglicht dies für klare aber aerosolbelastete Tage. Weitere Ansätze zur Ableitung von Globalstrahlung aus PV-Leistungsdaten werden im letzten Absatz dieses Abschnitts erläutert.

Ermittlung der Globalstrahlung mit Hilfe von Globalstrahlungs-, Wetter- und Klimamodellen

Beim Verfahren zur Ermittlung der Globalstrahlung unter Anwendung von Globalstrahlungs-, numerischen Wetter- oder Klimamodellen werden Globalstrahlungsdaten entweder auf der Basis von meteorologischen Größen, semi-empirisch mittels Globalstrahlungsmodellen oder mit Hilfe von Strahlungstransportberechnungen ermittelt (u.a. Baldauf et al. (2006) und Ritter und Geleyn (1992)).

Semi-empirische Globalstrahlungsmodelle bestimmen Globalstrahlung aus meteorologischen Parametern wie Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit, Sonnenstunden und Niederschlagsmenge. Diese meteorologischen Parameter haben den Vorteil, dass sie durch die Bodenmessstationen in einer größeren Dichte erfasst werden als die Globalstrahlung. Die bekanntesten Globalstrahlungsmodelle sind das Ångström-Prescott-Modell, das auf der Anzahl der Sonnenstunden basiert, das Supit-van-Kappel-Modell, welches die Bewölkung und die täglichen Extrema der Lufttemperatur verwendet, sowie das Hargreaves-Modell, das täglichen Maxima und Minima der Lufttemperatur als Grundlage hat (Ångström (1924), Prescott (1940), Supit und van Kappel (1998), Hargreaves et al. (1985) und Bojanowski et al. (2013)). Laut Moradi et al. (2014) werden die besten Ergebnisse bezüglich der modellierten Globalstrahlung mit dem Ångström-Prescott-Modell erzielt. Sie erreichen jedoch nicht die zeitliche und räumliche Auflösung einer satellitenbasierten Ermittlung der Globalstrahlung, da die Distanz zwischen den Stationen zu inhomogen ist. Für eine approximierte, wenig aufwändige und deshalb auch kostengünstige Abschätzung der Globalstrahlung sind diese Globalstrahlungsmodelle jedoch gut geeignet. Diese Modelle können deutlich verbessert werden, wenn zusätzlich die orographische Wolkenbildung, die Albedo oder ein Geländemodell berücksichtigt werden würde (u.a. Linares-Rodriguez et al. (2013)).

Ein weiteres häufig angewandtes Verfahren zur Ermittlung der Globalstrahlung beruht auf der Nutzung von numerischen Wetter- und Klimamodellen wie beispielsweise dem Regionalmodell COSMO-DE des DWD. Die Globalstrahlung wird mit Hilfe eines vereinfachten Strahlungsmodells aus den modellierten meteorologischen Größen berechnet (Ritter und Geleyn (1992) und Baldauf et al. (2006)). Erste Untersuchungen haben ergeben, dass in Regionen mit starken Reliefunterschieden mesoskalige Wetterphänomene, wie beispielsweise orografische bedingte Wolkenbildung, Steigungsregen oder Inversionsnebel nicht ausreichend berücksichtigt werden

(Buchmann (2012)).

Ermittlung der Globalstrahlung aus Satellitenmessungen

Seit den 1970ern werden Strahlungsdaten von Satelliten gemessen. Zu den neueren geostationären Satelliten gehören die amerikanischen GEOS-Satelliten, die asiatischen MT-SAT, FI-2A, INSAT, GOMS-Satelliten und die für Europa wichtigen METEOSAT-Satelliten. Sie liefern Daten für das „Heliosat-Verfahren“, das erstmalig von Cano et al. (1986) veröffentlicht und in den Folgejahren mehrmals modifiziert wurde (u.a. Beyer et al. (1996), Dumortier (1995), Hammer (2000) und Oumbe et al. (2009)). Bei diesem Verfahren wird im sichtbaren Spektralbereich die Rückstreuung der solaren Einstrahlung gemessen und aus dieser auf die Globalstrahlung am Erdboden geschlossen. Sie liefert abhängig vom betrachteten Raumwinkel auch Informationen unter anderem über die optische Dicke der Wolken und die Bodenalbedo. Zur Interpretation der dabei gemessenen Strahlung werden anschließend die gemessenen und mit Hilfe eines Strahlungstransportmodells berechneten Strahldichten assimiliert, die Modellparameter optimiert und dann über ein optimales Schätzverfahren die Globalstrahlung ermittelt (Hammer (2000)). Das aktuelle Heliosat-4-Verfahren ermittelt dabei einen Datenpunkt in einer Gittermaschenweite von 3 km mal 3 km in 15-minütiger zeitlicher Auflösung (Oumbe et al. (2009)). Obwohl das Verfahren als „state-of-the-art“ bezeichnet werden kann, hat ein Vergleich mit stündlich erfassten Globalstrahlungsdaten von Bodenmessstationen Abweichungen von maximal 25% ergeben (u.a. Ineichen und Perez (1999), Zelenka et al. (1999), Dagestad (2004), Blanc et al. (2011) und Huld et al. (2012)). Der häufigste Grund der relativ hohen Unsicherheit sind Schwierigkeiten bei der Modellierung der Bewölkung (u.a. Saint-Drenan et al. (2011)). Die mit dem Heliosat-4-Verfahren errechneten Monatsintegrale der Globalstrahlung sind jedoch deutlich präziser im Vergleich zu den stündlichen Globalstrahlungsdaten. Dabei stellte Posselt et al. (2011) bei dem Vergleich mit Globalstrahlungsdaten von Bodenmessstationen Abweichungen von weniger als 20% fest.

Im Vergleich zu den ersten zwei genannten Verfahren liefert das Heliosat-4-Verfahren mit Bezug auf eine definierte Fläche, zum Beispiel Deutschland, die exakteren Ergebnisse für die monatliche Globalstrahlung. Große Unsicherheiten treten jedoch bei einer höheren zeitlichen Auflösung auf. Ein Grund dafür könnte die schwierige und deshalb unpräzise Betrachtung von subgrid-skaliger Bewölkung sein. Die satellitenbasierte Ermittlung der Globalstrahlung ist darüber hinaus zeitaufwändiger und kostenintensiver als PV2RAD. Sie muss außerdem durch entsprechende „ground truth“ Verfahren validiert werden (Moradi et al. (2014)).

Ermittlung der Globalstrahlung aus Photovoltaikleistungsdaten

Das Interesse an der Nutzung von zeitlich (15-minütig) und räumlich (standortgenau) hochaufgelösten Leistungsdaten von PV-Anlagen für wissenschaftliche Fragestellungen ist groß. Der Zugriff auf diese Daten ist allerdings schwierig. Eigentums- oder Datenschutzrechte stellen schwer zu überwindbare Hindernisse dar. Außerdem ist nach Aussagen kommerzieller Unternehmen der personelle und logistische Aufwand für die Leistungsdatenaufbereitung groß und kollidiert

häufig mit kommerziellen Eigeninteressen. Dennoch gibt es Veröffentlichungen, die sich mit der Methodenentwicklung beschäftigen, aus Leistungsdaten von PV-Anlagen Globalstrahlung abzuleiten (u.a. Marion und Smith (2017), Killinger et al. (2016), Engerer und Mills (2014), Laudani et al. (2016) und Nespoli und Medici (2017)). Diese unterschieden sich von PV2RAD in ihrem Vorgehen und ihren Eingangsparametern (Kapitel 3). Beispielsweise müssen zur Anwendung der Verfahren von Marion und Smith (2017), Killinger et al. (2016) und Engerer und Mills (2014) anlagenspezifische Eigenschaften, wie die Orientierung (Azimut- und Elevationswinkel, Abbildung 3.4) der PV-Anlage, bekannt sein. Bei PV2RAD wird diese nicht vorausgesetzt.

In der Veröffentlichung von Nespoli und Medici (2017) wird ein Verfahren vorgestellt, das wie in dieser Arbeit nur auf Basis von Leistungsdaten die Globalstrahlung ableitet. Der Unterschied zu PV2RAD ist zunächst die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter auf Basis des Vorwärtsmodells. Das Vorwärtsmodell von Nespoli und Medici (2017) setzt sich aus anderen modellierten Eingabeparametern zusammen als das hier entwickelte Vorwärtsmodell (Kapitel 3.2). Die anschließende Ableitung der Globalstrahlung nach Nespoli und Medici (2017) basiert zwar auch auf einem Optimierungsalgorithmus, jedoch nicht wie PV2RAD auf dem nach Rodgers (2000) (Kapitel 3.3). Zuletzt ermöglicht das Verfahren, das in der Veröffentlichung von Nespoli und Medici (2017) beschrieben wird, nur die Ableitung der Globalstrahlung, welche im Anschluss noch in die direkte und in die diffuse Strahlungsflussdichte separiert werden muss. PV2RAD hat als Modellausgabe schon die Separierung der Globalstrahlung in die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte. Außerdem können im Folgenden weitere atmosphärische Parameter (beispielsweise die Aerosol Optische Dicke) aus der Inversion abgeleiteten Strahlungsflussdichte bestimmt werden.

2.1.2 Sonnenstand

Der Sonnenstand wird durch zwei Winkel definiert: Der Sonnenazimutwinkel γ und Sonnenzenitwinkel θ (u.a. Institut de Mécanique Céleste et de Calcul des Éphémérides (o. J.) und Wendisch und Yang (2012)). In dieser Arbeit werden Sonnenazimut- und Sonnenzenitwinkel im Koordinatensystem wie in der Veröffentlichung von Reda und Andreas (2004) definiert (Süden: $\gamma = 180°$, Norden: $\gamma = 0°$). Dabei gibt der Sonnenazimutwinkel die Sonnenposition in der horizontalen Ebene und der Sonnenzenitwinkel in vertikaler Ebene an (Abbildung 2.2). Zur exakten Bestimmung des Sonnenazimut- und Sonnenzenitwinkels wird der Standort, der Zeitpunkt oder Zeitbereich und die Höhe über dem Meeresspiegel benötigt. Die erreichte Genauigkeit für den Sonnenstand beträgt $\pm 0.0003°$ (Reda und Andreas (2004)).

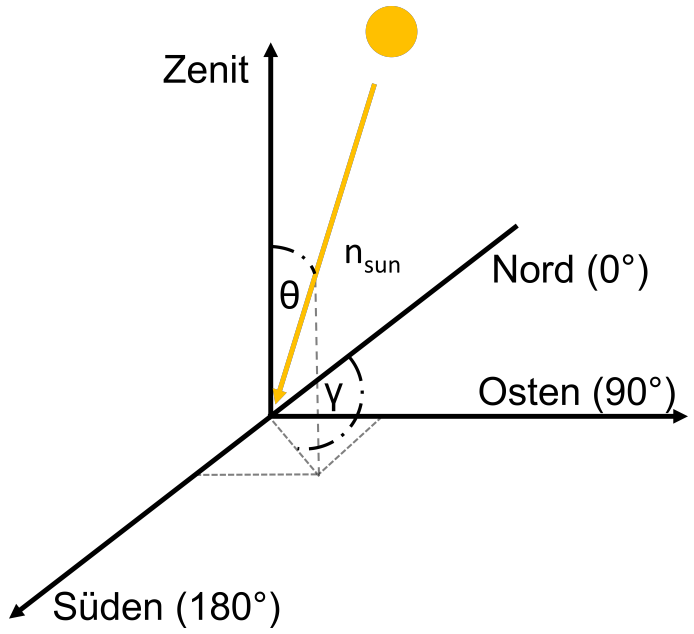


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung des Sonnenazimut- γ und Sonnenzenitwinkels θ nach Reda und Andreas (2004).

2.1.3 Streu- und Absorptionsprozesse

Die Strahlungsflussdichte unterliegt bei ihrem Durchgang durch die Atmosphäre Streu- und Absorptionsprozessen an Aerosolen, Wolken und Spurengasen. Die Summe aus Streu- und Absorptionsprozessen wird auch als Extinktion bezeichnet und beschreibt die Abnahme der Strahlungsflussdichte vom Oberrand der Atmosphäre bis zur terrestrischen Oberfläche. Für den Anteil der Strahlungsflussdichte, der ungestört die terrestrische Oberfläche erreicht, wird von Transmission gesprochen (u.a. Marshak und Davis (2005) und Wendisch und Yang (2012)).

Aerosole, Wolken und Spurengase absorbieren charakteristische Wellenlängen des spektralen Bereichs und wandeln Strahlungsenergie in Wärmeenergie um (als Translation- Schwingungs- und Rotationsenergie der Moleküle). Die molekül- oder partikelabhängige Absorption von charakteristischen Wellenlängen wird durch eine molekül- oder partikelspezifische Materialkonstante, dem sogenannten Absorptionskoeffizienten ausgedrückt (u.a. Kappas (2009)). Da in dieser Arbeit nur klare Tage betrachtet werden, wird die mathematische Beschreibung von Wolken nicht im Detail ausgeführt.

Die Streuung von Strahlungsflussdichten an Aerosolen beschreibt eine Änderung der Einstrahlrichtung auf Grund dieser Wechselwirkung, die folglich molekül- oder partikelabhängig ist. Somit sind nur bestimmte Wellenlängen betroffen. Die Richtung der Streuung erfolgt in Abhängigkeit der Größe des Moleküls oder Partikels. Hierbei werden zwei Fälle unterschieden: Rayleigh-Streuung und Mie-Streuung (Mie (1908) und Rayleigh (1871)). Die Rayleigh-Streuung tritt an Molekülen und Partikeln auf, die kleiner als die gestreute Wellenlänge λ sind. Nach dem Thomson-Modell wird

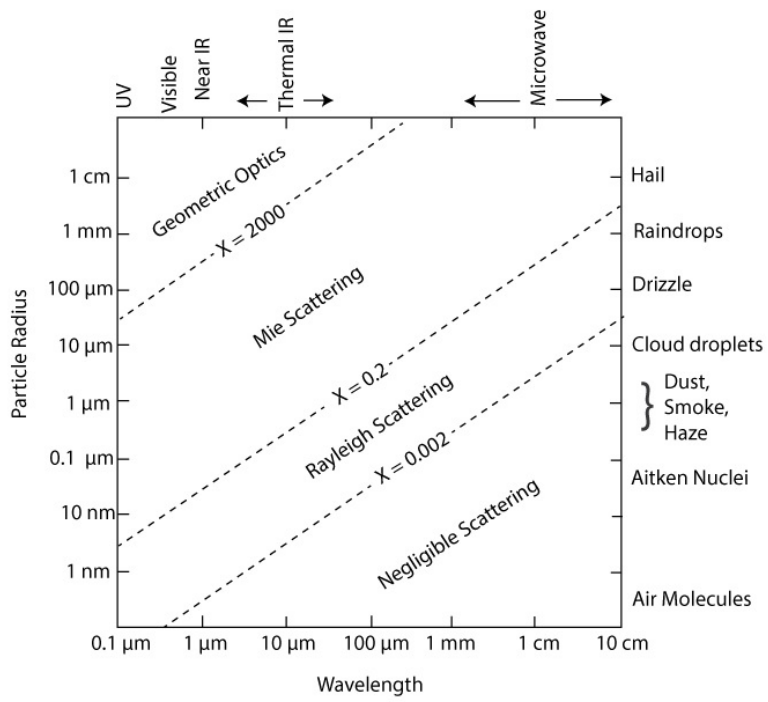


Abbildung 2.3: Zusammenhang zwischen der Größe von Molekülen und Partikeln, der Wellenlänge und dem Streuverhalten (Petty (2006)).

bei der Rayleigh-Streuung kurzwellige Strahlung deutlich stärker gestreut als langwellige Strahlung ($\sigma \propto \lambda^{-4}$) (Demtröder (2013)). Mie-Streuung hingegen erfolgt an Partikeln, deren Durchmesser größer als die gestreute Wellenlänge des Strahlung sind (u.a. Mie (1908), Rayleigh (1871), Kappas (2009) und Klose (2016)). Für große Teilchen besteht keine Wellenlängenabhängigkeit und daher sind Wolken weiß. Im betrachteten solaren Wellenlängenbereich zwischen 0.3 μm und 3.5 μm findet demnach an Aerosolen insbesondere Mie-Streuung und an Spurengasen Rayleigh-Streuung statt (Abbildung 2.3).

2.2 Strahlungstransportmodellierung

Die Strahlungstransportmodellierung fasst die Ausbreitung, Wechselwirkung und Schwächung von Strahlung in einem Raum/Medium zusammen. Die Strahlungstransportgleichung ermöglicht die Berechnung der spektralen Strahldichte (I_λ) von Strahlung an einem bestimmten Ort. Diese setzt sich aus drei Termen zusammen. Der erste Term stellt eine Senke für Strahlung durch Absorption und Streuung dar. Der zweite und dritte Term sind Quellterme für die thermische Emission und die Streuung in die Beobachtungsrichtung (Kapitel 2.1.3).

$$\frac{dI_\lambda(\Omega)}{d\vec{s}} = -(k_a + k_s) \cdot I_\lambda(\Omega) + k_a \cdot B(T) + \frac{k_s}{4\pi} \int_{4\pi} p(\Omega,\Omega') \cdot I_\lambda(\Omega') \cdot d\Omega' \tag{2.1}$$

mit $\frac{dI_\lambda(\Omega)}{d\vec{s}}$ als Änderung der spektralen Strahldichte ($I_\lambda(\Omega)$) auf der Wegstrecke $d\vec{s}$, den Absorptions- (k_a) und Streukoeffizienten (k_s), der Planckfunktion $B(T)$ und der Phasenfunktion $p(\Omega,\Omega')$ für Streuung aus dem Raumwinkel Ω' in den dem Raumwinkel Ω. Da bei atmospärischen Temperaturen der Quellterm $B(T)$ für die Strahlungsübertragung solarer Wellenlängen sehr klein ist, kann er im Kontext dieser Arbeit vernachlässigt werden. Analytisch existiert zwar eine formale Lösung der Strahlungstransportgleichung, diese ist allerdings nur auf Spezialfälle anwendbar (u.a. Petty (2006) und Wendisch und Yang (2012)). Strahlungstransportmodelle (engl. radiative transport model, RT-Modell) können diese Gleichung dagegen numerisch in Abhängigkeit des Zustands und der Zusammensetzung der Atmosphäre lösen und ermöglichen die Modellierung unter anderem von Strahlungsflüssen [W], Strahldichten (Intensitäten) [$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2 sr}}$] und Strahlungsflussdichte [$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}$] (u.a Wendisch und Yang (2012)).

Bei der Berechnung von Strahlungsflussdichten auf Basis eines Strahlungstransportmodells wird die Atmosphäre zunächst in z Schichten unterteilt. Pro Schicht wird die Änderung der Strahlungsflussdichte für einen oder mehrere diskrete Raumwinkel ermittelt. Wird die Strahlungsflussdichte über ein Zwei-Strom-Modell ermittelt, erfolgt die Weitergabe der Information k für einen Raumwinkel in Schicht z-1 und z+1 (u.a. Coakley Jr und Chylek (1975)). Die Modellierung der Strahlungsflussdichte erfolgt in dieser Arbeit mit einem komplexeren Strahlungstransportmodell, welches auf einem Mehr-Ströme-Modell aufbaut. Zur Modellierung der Strahlungsflussdichte werden sechs Ströme verwendet. Folglich wird für jeweils drei unterschiedliche Raumwinkel die Information k ermittelt und dann in Schicht z-1 und z+1 weitergeleitet (u.a. Emde et al. (2016)).

Das in dieser Arbeit verwendete Strahlungstransportmodell ist die *uvspec*-Funktion der „library for radiative transfer“ (libRadtran) (Mayer und Kylling (2005) und Emde et al. (2016)). Wenn im Folgenden libRadtran erwähnt wird, entspricht dies korrekterweise der *uvspec*-Funktion von libRadtran. LibRadtran wurde gewählt, da es die Modellierung von direkter und diffuser Strahlungsflussdichte an der terrestrischen Oberfläche ermöglicht. Ferner ist es transparent, das heißt der Quellcode ist einsehbar, gut dokumentiert und wird kontinuierlich weiterentwickelt (u.a. Emde et al. (2016)). Die mit *uvspec* ermittelten Strahlungsflussdichten sind Integrale über den Wellenlängenbereich von 300 nm bis 2600 nm. Dies deckt den Hauptteil des energetisch relevanten Spektralbereichs der solaren Strahlung ab, die für die Simulation von PV-Leistungen notwendig ist (Kapitel 2.1) (Quaschning (2015)). Im Folgenden werden die Eingabeparameter zu Ermittlung der Strahlungsflussdichten mit libRadtran detailliert erläutert.

2.2.1 DISORT – DIScrete Ordinate Radiative Transfer

Die Strahlungstransportgleichung (2.1) kann mit Hilfe von unterschiedlichen mathematischen Methoden numerisch gelöst werden. Im Kontext dieser Arbeit wird sie mit dem Programmpaket libRadtran und mit DISORT als numerischer Löser der Strahlungstransportgleichung genutzt

(„DIScrete Ordinate Radiative Transfer“) (u.a. Stamnes et al. (1988), Emde et al. (2011) und Kylling et al. (1995)). Die „Discrete Ordinate“-Methode wurde von Chandrasekhar (1950) entwickelt. Auf Basis dieser Methode publiziert Stamnes et al. (1988) den DISORT-Löser. Dabei wird die Phasenfunktion, ein Teil des Streuterms, durch die Legendre-Polynome angenähert. Die Lösungen der Legende-Polynomen erfolgt durch die Gaußsche Quadratur und kann somit wie eine Summe behandelt werden. In Abhängigkeit der Anzahl der Ströme werden die Legendre-Polynome gewählt. Bei sechs Strömen sind es $2 \cdot 3$ Legendre-Polynome (Wendisch und Yang (2012)).

Exkurs: Legendre-Polynome und Gaußsche Quadratur

Legendre-Polynome:

In einem Raum $L^2[-1,1]$ bilden die Legendre-Polynome ein orthogonales System von Eigenfunktionen ab. Das bedeutet, dass Legendre-Polynome verschiedenen Grades senkrecht zu einander stehen. Legrende-Polynome werden aus den partikulären Lösungen der legendreschen Differentialgleichungen abgeleitet (u.a. Bronstein et al. (2012) und Jänich (2001)).

Gaußsche Quadratur:

Auf Basis der Gaußschen Quadratur kann die Lösung von Integralen optimal approximiert werden. Dabei wird das Integral in m Stützstellen unterteilt. Die Anzahl der Stützstellen richtet sich beim Integrieren von Polynomen nach ihrem Grad. Soll ein Polynome dritten Grades integriert werden, werden zwei Stützstellen benötigt (u.a. Dankert und Dankert (2013) und Bronstein et al. (2012)).

2.2.2 Streu- und Absorptionsprozesse im Strahlungstransport

Relevante Größen und Funktionen für den ersten Term der Strahlungstransportgleichung, wie die Phasenfunktion, der Asymmetrieparameter, die Einfachstreu-Albedo, der Rayleigh-Streu-Wirkungsquerschnitt, die molekulare Absorption, die Aerosol Optische Dicke, der Ångström-Exponent und der Ångström-Trübungskoeffizient, die in diesem Zusammenhang auftreten, werden hier erläutert.

1. **Phasenfunktion**: Zur Beschreibung von Streuprozessen ist die Streurichtung eine essentielle Größe, die durch die Phasenfunktion beschrieben wird. Beispielsweise wird bei der Rayleigh-Streuung die Strahlung symmetrisch, das heißt gleichermaßen in alle Richtungen, an einem Molekül oder Partikel gestreut. Die Lösung der Phasenfunktion ($p(\theta,\phi)$) ist komplex und wird oft über die Legendre-Polynome oder die Henyey-Greenstein-Phasenfunktion

angenähert (u.a. Henyey und Greenstein (1941) und Wendisch und Yang (2012)).

2. **Asymmetrieparameter**: Wichtiger Bestandteil der Phasenfunktion ist der Asymmetrieparameter, der den Anteil des nach vorne gestreuten Lichts beschreibt (u.a. Wendisch und Yang (2012)). Er wird definiert durch

$$g = \cos(\theta) \cdot \int_{4\pi} p(\Omega,\Omega') \cdot \cos(\theta') \cdot d\Omega' \tag{2.2}$$

und ist der mittlere Kosinus vom Streuwinkel θ. Dieser liegt zwischen -1 und 1, wobei 1 einer rein vorwärts, -1 einer rein rückwärts und 0 einer isotropen Streuung entspricht (Petty (2006)). Bei der Modellierung von Strahlungsflussdichten mit libRadtran wird dieser aus der Aerosol Optischen Dicke bei einer bestimmten Wellenlänge und der Einfachstreu-Albedo abgeleitet (Emde et al. (2016)).

3. **Einfachstreu-Albedo**: Die Einfachstreu-Albedo bestimmt die Absorptionseigenschaften von Aerosolpartikeln und kann Werte von 0 bis 1 annehmen. Sie wird definiert durch

$$\omega = \frac{\mathsf{k_s}}{\mathsf{k_s} + \mathsf{k_a}}. \tag{2.3}$$

Aerosolpartikel, die ausschließlich streuen, wird der Wert 1 und Aerosolpartikeln, die ausschließlich absorbieren, der Wert 0 zugeordnet (Wendisch und Yang (2012)). Für die Modellierung der Strahlungsflussdichte wird in dieser Arbeit der Mittelwert 0.9 für das Szenario „continental clean“ aus der „Optical Properties of Aerosols and Clouds“ Datenbank (OPAC-Datenbank) verwendet (Hess et al. (1998)).

4. **Rayleigh-Streu-Wirkungsquerschnitt**: Um die Streuprozesse bei der Strahlungstransportmodellierung möglichst exakt zu berücksichtigen, muss der Rayleigh-Streu-Wirkungsquerschnitt (engl. Rayleigh scattering cross section) angegeben werden. Er beschreibt die Wahrscheinlichkeit eines Streuprozesses einer bestimmten Wellenlänge des Spektralbereichs an einem Streukörper. Bei der Modellierung der Strahlungsflussdichte wird in dieser Arbeit der Rayleigh-Streu-Wirkungsquerschnitt mit Gleichung 29 nach Bodhaine et al. (1999) berechnet.

5. **Molekulare Absorption**: Die molekulare Absorption wird mit der „correlated-k“-Methode ermittelt, die Wellenlängen mit ähnlichen optischen Eigenschaften beziehungsweise Absorptionskoeffizienten zusammenfasst (Kapitel 2.1.3). Die molekulare Absorption wird hierbei nicht für jede Wellenlänge separat, sondern nur an ausgewählten Stützstellen berechnet (Kato et al. (1999)). Dieses Verfahren reduziert bei der Modellierung von Strahlungsflussdichten die Rechenzeit um circa einen Faktor 10.

6. **Aerosol Optische Dicke, Ångström-Exponent und Ångström-Trübungskoeffizient**:

Bei der Modellierung von Strahlungsflussdichten wird die exponentielle Abschwächung der Strahlungsflussdichte durch Partikel bei ihrem Durchgang durch die Atmosphäre vom Oberrand bis zur terrestrischen Oberfläche berücksichtigt. Diese wird durch die Aerosol Optische Dicke (AOD) angegeben und durch folgende Funktion

$$\tau_{\text{ae}} = \mu \cdot \lambda_S^{-\kappa} \tag{2.4}$$

beschrieben. Dabei ist τ_{ae} die AOD, μ der Ångström-Trübungskoeffizient, λ_S eine Wellenlänge des Sonnenspektrum S und κ der Ångström-Exponent (u.a. Ångström (1929) und Iqbal (2012)). Der Ångström-Trübungskoeffizient beschreibt die generelle Trübung der Atmosphäre und nimmt typischerweise Werte zwischen 0.1 und 0.2 an. Ist der Ångström-Trübungskoeffizient nahe oder gleich 0.1, lässt dies auf eine klare Atmosphäre schließen; ist der Ångström-Trübungskoeffizient nahe oder gleich 0.2 ist die Atmosphäre schon sichtbar getrübt. Der Ångström-Exponent gibt die Größenverteilung beziehungsweise Art der Aerosole an und liegt in der Regel zwischen 0.5 - 2.5 (u.a. Wendisch und Yang (2012)), wobei ein Ångström-Exponent von 2 einem Partikeldurchmesser von größer als 0.5 μm und ein Ångström-Exponent nahe 0 einem Partikeldurchmesser von kleiner als 0.5 μm entspricht (u.a. Dubovik et al. (2002) und Schuster et al. (2006)). Ein Ångström-Exponent von 2 kann durch Aerosole in urbanen Regionen und bei der Verbrennung von Biomasse erreicht werden (u.a. Dubovik et al. (2002) und Boucher (2015)).

7. **Spurengase**: Bei der Modellierung von Strahlungsflussdichten müssen in Zusammenhang mit den Absorptions-und Streuprozessen die Spurengase berücksichtigt werden. In libRadtran werden standardmäßig die Spurengase CO_2, O_2, O_3, NO_2 und H_2O berücksichtigt. In dieser Arbeit werden die die spektroskopischen Daten der Spurenstoffe CO_2, O_2, O_3 und NO_2 aus der „high-resolution transmission molecular absorption“ Datenbank (HITRAN) entnommen (Gordon et al. (2017)). Wasser beziehungsweise Wasserdampfprofile (H_2O) stammen aus Radiosondenmessungen vom meteorologischen Observatorium Hohenpeißenberg. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Messdaten durch den Herrn Dr. Wolfgang Steinbrecht (meteorologisches Observatorium Hohenpeißenberg) bereitgestellt.

2.2.3 Bodenalbedo

Über die Bodenalbedo kann das Rückstreuvermögen der terrestrischen Oberfläche ermittelt werden. Das Rückstreuvermögen ist somit von der Beschaffenheit der terrestrischen Oberfläche abhängig. Frischer Schnee hat ein Rückstreuvermögen von circa 80%. Meer hat, bei senkrecht einfallender Strahlung, eine Bodenalbedo von 4% (u.a. Copernicus Global Land Service (o. J.) und Roedel und Wagner (2011)). In dieser Arbeit wird die Bodenalbedo dem jeweiligen Standort entsprechend nach Quaschning (2015) angepasst (Kapitel 3.2.2).

2.3 Funktionsprinzip und Aufbau einer PV-Anlage

In diesem Kapitel wird der Aufbau und das Funktionsprinzip einer PV-Anlage erläutert. Zunächst wird der Aufbau von der PV-Zelle bis zur PV-Anlage erklärt. Im Anschluss wird das Funktionsprinzip, welches die Eigenschaften eines Halbleiters und die Generierung von Leistung aus Strahlungsenergie beinhaltet, erläutert. Abschließend werden Größen und Parameter, wie die optischen Eigenschaften der Antireflexionsschicht und der Glasschicht, der Wirkungsgrad und der Skalierungsfaktor, wegen ihrer besonderen Relevanz für die anschließenden Kapitel detailliert beschrieben.

2.3.1 Von der PV-Zelle zum PV-Modul

In einer PV-Zelle findet die Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie statt. Circa 70% der weltweit produzierten PV-Zellen bestehen aus polykristallinem Silizium, da seine Herstellung deutlich einfacher und billiger ist als die von monokristallinem Silizium (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2017)). In polykristallinem Silizium sind die Kristalle unterschiedlich ausgerichtet, wodurch zwischen den Kristallen sogenannte Korngrenzen entstehen, die zu Verlusten bei der Erzeugung von Ladungspaaren führen können. Die teuren PV-Zellen aus monokristallinem Silizium mit homogenem Kristallgitter haben diese Verluste nicht. Weitere Halbleitermaterialien, die hauptsächlich für den Bau von Dünnschichtzellen genutzt werden, sind unter anderem amorphes Silizium, Galliumarsenid und Cadmiumsulfid (u.a. Quaschning (2015) und Wagemann und Eschrich (2007)).

Der Kern einer PV-Zelle bilden das p-dotierte und n-dotierte Silizium sowie die Grenzschicht (Abbildung 2.4). Auf der Frontseite des n-dotierten Siliziums befindet sich eine Antireflexionsschicht. Diese gibt der PV-Zelle ihre charakteristische blaue Farbe. Die Antireflexionsschicht ist durch Säure angeätzt und dadurch aufgeraut, was sich leistungssteigernd auswirkt, da weniger Strahlung an der Oberfläche reflektiert wird. Auf Front- und Rückseite der PV-Zelle sind Kontakte angebracht, die über den Wechselrichter zum Verbraucher führen (u.a. Mertens (2015), Quaschning (2015) und Wagemann und Eschrich (2007)).

Mehrere solcher PV-Zellen werden zu einem PV-Modul zusammengefasst. Das Gehäuse des PV-Moduls setzt sich aus einem Kunststoffmantel und Glasschicht zusammen und wird abschließend von einem Alurahmen eingefasst, wodurch die PV-Zelle vor Umwelteinflüssen geschützt ist (u.a. Quaschning (2015)).

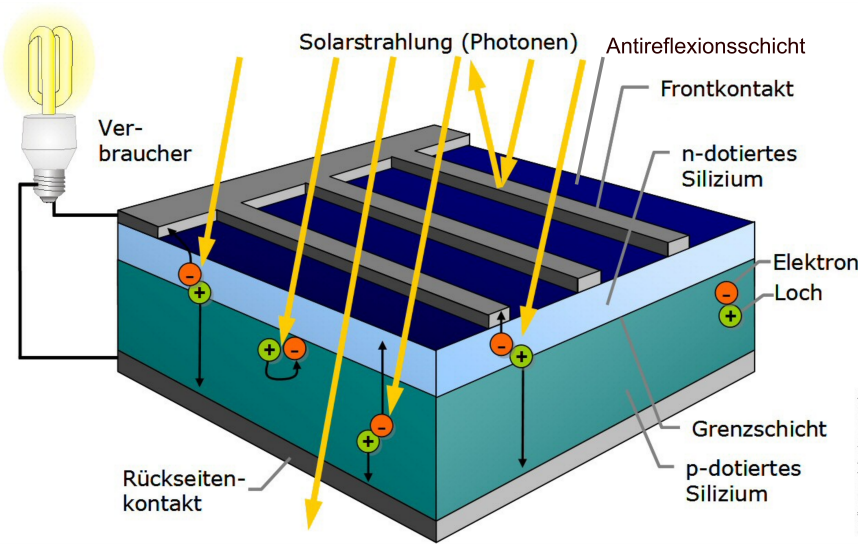


Abbildung 2.4: Dieser Querschnitt visualisiert den Aufbau einer Silizium-PV-Zelle. Der Kern der PV-Zelle bilden das p-dotierte und n-dotierte Silizium und die Grenzschicht. Auf der Vorderseite der PV-Zelle ist eine aufgeraute Antireflexionsschicht angebracht. Mehrere solcher PV-Zellen werden zu einem PV-Modul zusammengefasst; verändert nach Quaschning (2015).

2.3.2 Funktionsweise einer PV-Zelle

Jedes Siliziumatom besteht aus 14 Elektronen, Protonen und Neutronen. Die positiv geladenen Protonen und die neutralen Neutronen bilden den Kern und die negativ geladenen Elektronen befinden sich in der Atomhülle (u.a. Mertens (2015)). Durch Zufuhr von thermischer Energie beziehungsweise Strahlungsenergie können die Elektronen diskrete beziehungsweise definierte Energiemengen aufnehmen, somit ihr Energieniveau ändern und vom Valenz- in das Leitungsband gelangen. Da Festkörper aus einer Vielzahl von unterschiedlichen Atomen bestehen, die miteinander wechselwirken, werden Energieniveaus zu sogenannten Energiebändern aufgefächert (u.a. Kaltschmitt et al. (2006) und Quaschning (2015)). Die Energiebänder werden vom untersten Band an mit Elektronen gefüllt. Dabei wird das oberste, vollständig gefüllte Energieband als Valenzband bezeichnet. Im Fall von Silizium gibt es vier Valenzelektronen. Das darüber liegende Band wird als Leitungsband definiert und ist entweder teilweise mit Valenzelektronen gefüllt oder leer. Der energetische Abstand zwischen diesen zwei Bändern ist die sogenannte Bandlücke. Die Kombination aus Bandlücke und Bänderbesetzung entscheidet, ob das vorliegende Material ein Leiter, Halbleiter oder Isolator ist. Silizum ist ein Halbleiter, was bedeutet, dass die Bandlücke vergleichsweise klein ist (Bandlücke von Silizium ist 1,17 eV bei $T_{Lufttemperatur} = 0$ Kelvin und 1,12 eV bei $T_{Lufttemperatur} = 300$ Kelvin). Dadurch ist die Eigenleitfähigkeit von Halbleitern gering, wird jedoch Energie in Form von Strahlungsenergie zugeführt, kann dieser leiten (u.a. Ashcroft und Mermin (2005)).

Durch Energiezufuhr werden Valenzelektronen aus dem Valenzband angeregt und in das Leitungs-

band gehoben. Dabei werden sie zu Leitungselektronen, die sich frei im Kristall des Halbleiters bewegen können. Die dabei entstehenden positiv geladenen Lücken werden auch als Defektelektron oder Loch bezeichnet. Valenzelektronen und Löcher existieren nur paarweise. Um die Leitfähigkeit von Halbleitern zu erhöhen, werden Fremdatome eingebaut. Dieser Vorgang wird als Dotieren bezeichnet. Die Fremdatome unterscheiden sich in ihrer Anzahl von Valenzelektronen vom Grundmaterial (u.a. Kaltschmitt et al. (2006)). In das Kristallgitter von Silizium, bestehend aus vier Valenzelektronen, werden Fremdatome mit fünf oder drei Valenzelektronen eingebaut. Fremdatome aus fünf Valenzelektronen (meistens Phosphor) führen zu einem Elektronenüberschuss, was als n-Dotierung bezeichnend wird, wohingegen Fremdatome mit drei Valenzelektronen (meistens Bor) zu mehr Löchern führen und auch als p-Dotierung bezeichnet werden. In der PV-Zelle werden die unterschiedlich dotierten Halbleiter in Kontakt gebracht. An der Kontaktstelle entsteht ein pn-Übergang, der auch Raumladungszone genannt wird (Abbildung 2.5).

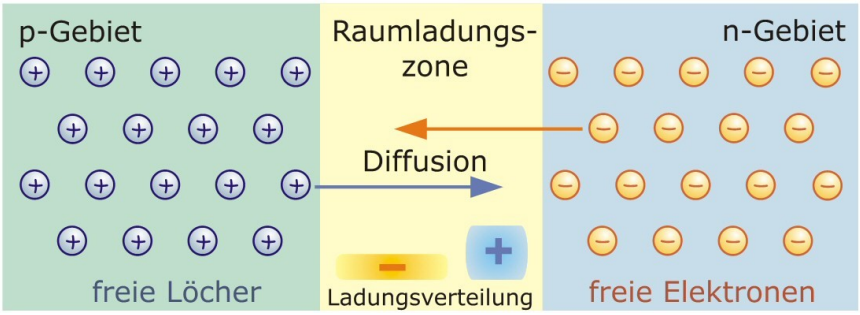


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung der Raumladungszone. Diese entsteht durch den Kontakt der zwei unterschiedlich dotierten Schichten und die anschließende Diffusion von Valenzelektronen und Löchern (Quaschning (2015)).

Über die Raumladungszone können Valenzelektronen ins p-Gebiet und Löcher ins n-Gebiet diffundieren. Dies führt zu einem Überschuss an Löchern im n-Gebiet und Valenzelektronen im p-Gebiet. Zwischen dem n- und p-Gebiet ist somit ein elektrisches Feld entstanden, welches der Bewegung der Ladungsträger entgegengerichtet ist (Abbildung 2.5) (Quaschning (2015)). Durch Anschluss eines Verbrauchers kann der Stromkreis geschlossen werden und die erzeugte Leistung wird nutzbar (Abbildung 2.4) (u.a. Quaschning (2015), Mertens (2015) und Wagemann und Eschrich (2007)).

Im Bezug auf die Photovoltaik ist die Energie, die die Valenzelektronen vom Valenzband ins Leitungsband anhebt, die absorbierte Strahlungsenergie. Die Valenzelektronen im Leitungsband wandern nach dem Energiebändermodell ins n-Gebiet und die Löcher ins p-Gebiet (Abbildung 2.6) (u.a. Quaschning (2015)).

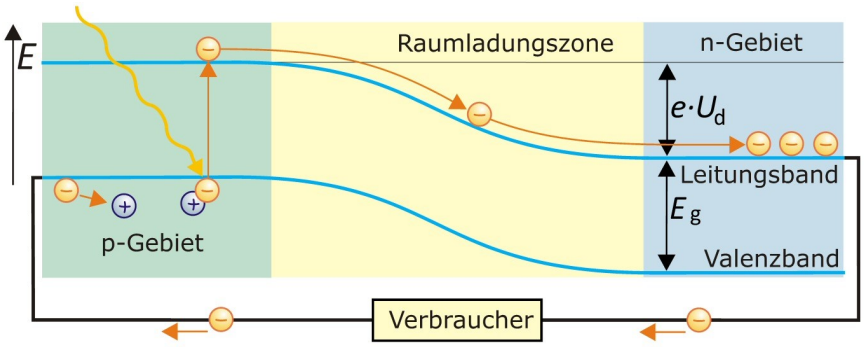


Abbildung 2.6: Visualisierung der Funktion einer PV-Zelle nach dem Energiebändermodell. Die Strahlungsenergie verursacht das Anheben der Valenzelektronen vom Valenzband ins Leitungsband. Nun können die angeregten Valenzelektronen in das n-Gebiet und die Löcher in das p-Gebiet diffundieren. Durch den Anschluss eines Verbrauchers kann nun Strom fließen (Quaschning (2015)).

2.3.3 Optische Eigenschaften der Beschichtung

Die Antireflexionsschicht und die Glasschicht absorbieren und reflektieren Solarstrahlung (u.a. Demtröder (2006)). Somit erreicht nur ein Bruchteil, der transmittierte Anteil, der gesamten Strahlungsflussdichte die PV-Zelle. Die Transmission berücksichtigt die Extinktion und die Brechungseigenschaften der Antireflexionsschicht und der Glasschicht (Kapitel 3.2.3). Die Ermittlung des Extinktionskoeffizienten und der Brechungsindizes ist oft schwierig, da vom Hersteller keine Informationen über die Beschichtung bereitgestellt wird. Daher werden in dieser Arbeit für den Extinktionskoeffizienten ein für viele PV-Zellen angemessener Literaturwert verwendet und die Brechungsindizes zu einem empirisch bestimmten Gesamtbrechungsindex (GB) n zusammengefasst, der durch das Vorwärtsmodell bestimmt wird (u.a. De Soto et al. (2006), Mertens (2015) und Quaschning (2015)).

2.3.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad der PV-Anlage gibt das Verhältnis zwischen der zur Verfügung stehenden Solarstrahlung in der PV-Zelle und der generierten Leistung an. In erster Ordnung ist der Wirkungsgrad temperatur- und materialabhängig. Bei siliziumbasierten PV-Zellen liegt dieser zwischen 14% und 20% (u.a. Mertens (2015)). Unter Laborbedingungen können nach aktuellem Forschungstand monokristalline Silizium-Zellen einen Wirkungsgrad von bis zu 26% erreichen (Yoshikawa et al. (2017)). Die theoretische Obergrenze des Wirkungsgrads des Halbleitermaterials wird durch die Bandlücke (Abstand zwischen Valenz- und Leitungsband) bestimmt und liegt bei Silizium bei circa 30% (u.a Mertens (2015) und Tiedje et al. (1984)).

Im Allgemeinen wird bei der Installation einer PV-Anlage der Wirkungsgrad der PV-Zellen oder des PV-Moduls angegeben. Im Voraus wird dieser vom Hersteller unter bestimmten Laborbedingungen

(Strahlungsflussdichte von 1000 $\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}$, Airmass-Faktor von 1.5 und Temperatur 25°C) ermittel(u.a. Mertens (2015)). In dieser Arbeit wird für alle betrachteten PV-Anlagen ein Wirkungsgrad von 14% angenommen. Für eine bessere Vergleichbarkeit zwischen den PV-Anlagen wird im Rahmen dieser Arbeit die tagesabhängige Gesamteffizienz η_{total}, die im Folgenden als Gesamteffizienz bezeichnet wird, bestimmt. Diese berechnet sich aus der Leistung der PV-Anlage (in dieser Arbeit aus $\mathrm{P}_{\mathrm{mod}}$) [W], der Fläche der PV-Anlage [m^2] und der Globalstrahlung ($\mathrm{F}^{\downarrow}_{\mathrm{total}}$) [$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}$]

$$\eta_{\mathrm{total}} = \frac{\sum\limits_i \frac{\mathrm{Leistung}(t_i)}{\mathrm{Fläche}}}{\sum\limits_i \mathrm{F}^{\downarrow}_{\mathrm{total}}(t_i)}, \tag{2.5}$$

wobei t_i die Zeit für SZA $< 70°$ umfasst.

2.3.5 Skalierungsfaktor

Neben dem Wirkungsgrad, der Antireflexionsschicht und der Glasschicht müssen bei der Modellierung der Leistung einer PV-Anlage noch weitere technische Informationen, wie beispielsweise die Größe der PV-Anlage und Verluste durch den Wechselrichter, berücksichtigt werden (Kapitel 2.3.3 und 2.3.4). Diese werden im Rahmen dieser Arbeit zu einem Skalierungsfaktor s [m^2] zusammengefasst und empirisch mit Hilfe eines Vorwärtsmodells bestimmt.

2.4 Inverse Methoden

Die inversen Methoden bilden die Grundlage für PV2RAD (Kapitel 3). Mittels eines Vorwärtsmodells und der Maximum-a-posteriori-Methode erfolgt die Charakterisierung einer PV-Anlage durch die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter (Kapitel 3.2). Die anlagenspezifischen Parameter und das invertierte Vorwärtsmodell ermöglichen die Ermittlung der Globalstrahlung beziehungsweise der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte aus den PV-Leistungsdaten. Die hier verwendete Maximum-a-posteriori-Methode ist ein spezielles Lösungsverfahren für die lineare Optimierung. Dies kann aus dem Bayes-Theorem abgeleiten werden (Kapitel 2.4.2 und 2.4.3) (Rodgers (2000)).

2.4.1 Bayes-Theorem

Das Bayes-Theorem bildet die Grundlage der Inversion und beschreibt die wahrscheinlichkeitstheoretische (einer im allgemeinen bijektiven, das heißt eindeutig und umkehrbaren) Abbildung P(B|A) (Vorwärtsmodell) eines Zustandsraums A (Raum aller Zustände der physikalischen

Realität) mit der Wahrscheinlichkeit P(A) seiner Parameter in den Parameterraum B (Messung) mit der Wahrscheinlichkeit P(B). Der Satz von Bayes erlaubt nun mit Hilfe des invertierten Vorwärtsmodells P(A|B) die Abbildung der Messung P(B) in den Zustandsraum P(A) wahrscheinlichkeitstheoretisch korrekt abzubilden. Dies gilt, da die beiden Schnittmengen P(B|A))*P(A) (Vorwärtsmodell) und P(A|B)*P(B) (Inversion) gleich sein müssen (u.a Bronstein et al. (2012) und Fahrmeir et al. (2016)). Dieser Zusammenhang wird durch

$$P(A|B) = \frac{P(B|A) \cdot P(A)}{P(B)} \tag{2.6}$$

definiert.

2.4.2 Maximum-a-posteriori-Methode

Die Maximum-a-posteriori-Methode (engl. maximum-a-posteriori method, MAP) ermöglicht, wie in dieser Arbeit aufgeführt, die Ableitung der anlagenspezifischen Parameter und charakterisiert somit eine PV-Anlage (Kapitel 3.2). Im Folgenden wird die MAP allgemein erklärt. Der Bezug auf die Referenzstellen dieser Arbeit wird durch die in Klammer stehenden Ergänzungen hergestellt. Die MAP leitet sich aus dem Bayes-Theorem ab und wird durch

$$P(\vec{x}|\vec{y}) \sim \exp(-\left[(F(\vec{x})-\vec{y})^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot (F(\vec{x})-\vec{y}) + (\vec{x}-\vec{x_a})^{\mathsf{T}} \cdot S_{\mathsf{a}}^{-1} \cdot (\vec{x}-\vec{x_a})\right]) \tag{2.7}$$

beschrieben. Nach Gleichung (2.7) wird ein Satz von Parametern $\vec{x}$ gesucht, sodass $P(\vec{x}|\vec{y})$ bei gegebenem $\vec{y}$ maximal wird. Dies ist äquivalent mit der Suche des Minimums des Exponenten in Gleichung (2.7):

$$m = (F(\vec{x})-\vec{y})^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot (F(\vec{x})-\vec{y}) + (\vec{x}-\vec{x_a})^{\mathsf{T}} \cdot S_{\mathsf{a}}^{-1} \cdot (\vec{x}-\vec{x_a}). \tag{2.8}$$

Dabei ist m das Ergebnis in Form einer Zahl, $F(\vec{x})$ das Ergebnis des Vorwärtsmodells (Zeitreihen der modellierten Leistung $\mathsf{P_{mod}}$ zu verschiedenen Zeitpunkten), $\vec{y}$ der Messvektor (Zeitreihen der gemessenen Leistung $\mathsf{P_{mess}}$), $\vec{x}_a$ das a priori Wissen über den Zustandsraum (anlagenspezifische Parameter oder gemessene direkte und diffuse Strahlungsflussdichte ($\mathsf{F_{met,mess}}$)), $\vec{x}$ das geschätzte Wissen, S_{χ}^{-1} die inverse Kovarianzmatrix der Messwerte und S_{a}^{-1} die inverse Kovarianzmatrix des a priori Wissens (Kapitel 2.4.4). Pro Modelllauf werden für $\vec{x}$ neue Wertekombinationen eingesetzt. Mit dem Ergebnis eines jeden Modelllaufs $F(\vec{x})$ und dem Messwert $\vec{y}$ wird m ermittelt. Über das Minimum von m kann die optimale Wertekombination von $\vec{x}$ abgeleitet werden (Rodgers (2000)). Diese optimale Wertekombination von $\vec{x}$ wird als $\hat{\vec{x}}$ bezeichnet.

2.4.3 Lineare Inversion

Die Ermittlung der direkten und diffusen $F_{PV,inv}$ auf Basis des Vorwärtsmodells, der PV-Leistungsdaten und der anlagenspezifischen Parameter beruht auf der Methode der linearen Inversion (Kapitel 3.3). Die linearen Inversion lässt sich durch

$$\hat{\vec{x}} = (K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot K + S_{\mathsf{a}}^{-1})^{-1} \cdot (K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot \vec{y} + S_{\mathsf{a}}^{-1} \cdot \vec{x}_a) \tag{2.9}$$

ausdrücken. Die Jacobi-Matrix K beinhaltet die Ableitungen des Vorwärtsmodells $\frac{\partial F}{\partial \vec{x}}$ (Modellparameter). K^{T} ist die transponierte Matrix von K (Rodgers (2000)).
Die Bestimmung der Unsicherheit von $\hat{\vec{x}}$ ergibt sich zu:

$$\hat{S} = K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot K + S_{\mathsf{a}}^{-1}. \tag{2.10}$$

Die Einträge der diagonalen Matrix $\hat{S}$ entsprechen den komponentenweise quadrierten Unsicherheiten ϵ^2 von $\hat{\vec{x}}$. Die Wurzel aus ϵ^2 ergibt die Unsicherheit ϵ von $\hat{\vec{x}}$ (Rodgers (2000)).

2.4.4 Kovarianzmatrix

Die Kovarianzmatrix S des Messwerts ist Teil der Funktion zur Lösung der linearen Inversion. Diese leitet sich von der Varianz der Messung und des a priori Wissens ab (Gleichung (2.10)). Die Varianz beschreibt die zu erwartende quadratische Abweichung einer Zufallsvariable von ihrem Erwartungswert. Die Varianzen entsprechen den diagonalen Matrixeinträgen. Die weiteren Matrixelemente geben die Kovarianz zwischen den Varianzen an (u.a. Bronstein et al. (2012) und Fahrmeir et al. (2016)).

2.4.5 Mittelungskernmatrix

Über die Mittelungskernmatrix (engl. Averaging Kernel Matrix) kann der Informationsgehalt des Ergebnisses bestimmt werden. Die diagonalen Matrixeinträge geben den Informationsgehalt an. Der Informationsgehalt kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen, wobei ein Informationsgehalt von 0 bedeutet, dass das Ergebnis gleich dem a priori Wissen ist. Ein Informationsgehalt von 1 bedeutet hingegen, dass das Ergebnis unabhängig vom a priori Wissen ist. Die Mittelungskernmatrix wird durch

$$A = (K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot K + S_{\mathsf{a}}^{-1})^{-1} \cdot K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot K \tag{2.11}$$

bestimmt (Rodgers (2000)).

Kapitel 3

Beschreibung des Verfahrens PV2RAD

Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Verfahren, welches die Ableitung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte aus PV-Leistungsdaten ermöglicht (PV2RAD). PV2RAD ist so entwickelt, dass es auf möglichst viele Standorte übertragbar ist und somit auf eine Mehrheit der PV-Anlagen angewandt werden kann. Folglich werden simple und allgemeingültige Funktionen zur Beschreibung der PV-Leistung gewählt. PV2RAD ist ein dreistufiges Verfahren, das die Eingabedatengenerierung, das Vorwärtsmodell und die lineare Inversion zusammenfasst. Das Vorwärtsmodell ermöglicht zunächst die individuelle Charakterisierung einer PV-Anlage. Diese erfolgt durch die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter. Im Anschluss werden die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte auf Basis der PV-Leistung, der anlagenspezifischen Parameter und des invertierten Vorwärtsmodells ermittelt. PV2RAD ist schematisch in Abbildung 3.1 dargestellt.

Die erste Stufe befasst sich mit der Datengrundlage, wobei zwischen gemessenen (grau) und modellierten (rot) Daten unterschieden wird (Kapitel 3.1). Unter modellierte Daten fallen die Daten, die nicht aus externen Quellen, wie beispielsweise Bodenmessstationen, bezogen werden können, sondern über einen eigens geschriebenen Optimierungsalgorithmus ermittelt werden (Kapitel 3.1). Die zweite Stufe (grün) behandelt die Charakterisierung der PV-Anlage durch die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter. Dafür wird in dieser Arbeit ein Vorwärtsmodell entwickelt, welches auf bekannten Funktionen basiert (Kapitel 3.2). Anschließend werden auf Grundlage des linear invertierten Vorwärtsmodells, den anlagenspezifischen Parametern und den PV-Leistungsdaten die direkte und die diffuse $F_{PV,inv}$ abgeleitet. Die lineare Inversion entspricht der dritte Stufe (gelb) (Kapitel 3.3). Durch Anwendung von PV2RAD übernimmt die PV-Anlage die Funktion einer Bodenmessstation, die die Ableitung atmosphärischer Parameter ermöglicht. Die Ableitung des atmosphärischen Parameters AOD auf Basis von $F_{PV,inv}$ und unter Anwendung des Newton-Verfahrens wird in Kapitel 4.2.4 beschrieben.

Die Entwicklung, Validierung und Anwendung des Verfahrens wird an einer PV-Anlage eines Teststandorts und an PV-Anlagen einer Testregion durchgeführt, um lokale und regionale

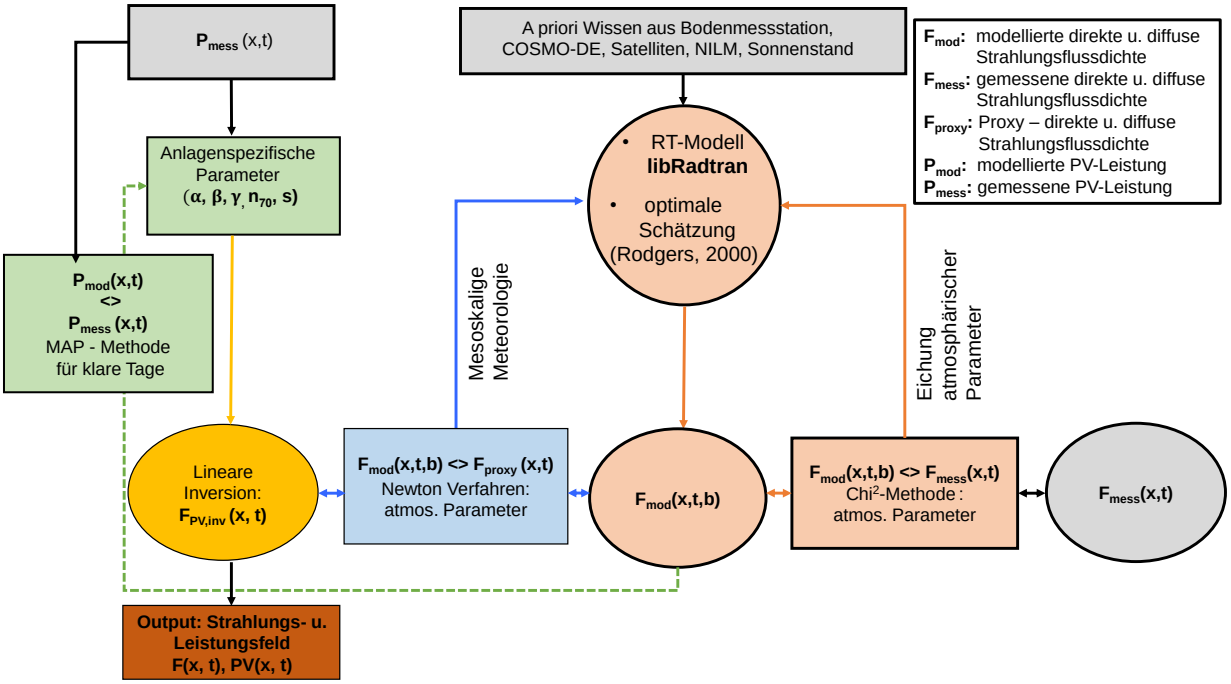


Abbildung 3.1: Diese Abbildung visualisiert das dreistufige Verfahren PV2RAD zur Ermittlung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte aus PV-Leistungsdaten. Die erste Stufe fasst die Eingabeparameter aus externen Quellen (grau) und die modellierten Eingabeparameter (rot) zusammen. Die zweite Stufe befasst sich mit der Charakterisierung der PV-Anlage, durch die Ableitung der anlagenspezifischen Parameter (grün). Die Ermittlung von $F_{PV,inv}$ entspricht der dritten Stufe (orange). Eine Anwendung von PV2RAD erlaubt die Ableitung atmosphärischer Parameter aus $F_{PV,inv}$(blau).

Auswirkungen zu testen. Der Teststandort ist an der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg (H-BRS). Dort befindet sich eine PV-Anlage und eine kalibrierte Bodenmessstation, die direkte und die diffuse $F_{met,mess}$, Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit misst. Durch diese detaillierten Messungen und den bekannten anlagenspezifischen Parametern kann PV2RAD validiert werden. Das validierte Verfahren wird dann auf PV-Anlagen einer Testregion, das Versorgungsgebiet der AllgäuNetz GmbH & Co. KG (AN), angewandt. Bei der Wahl der Testregion sind zwei Gründe ausschlaggebend:

- Die Großanlagen, das heißt PV-Anlagen größer als 50 kWpeak, werden online überwacht, was eine stetige 15-minütige Datenregistrierung ermöglicht. Der Verteilnetzbetreiber AN betrieb im Jahr 2012 201 PV-Großanlagen und hat die Leistungsdaten für dieser Dissertation zur Verfügung gestellt.

- Auf dem Versorgungsgebiet der AN gibt es große Relief- und Bodenalbedoänderungen, sowohl auf der meso- als auch auf der mikroskaligen Ebene. Diese tragen zu großen Strahlungsänderungen, zum Beispiel durch das Auftreten konvektiver Bewölkung beziehungsweise durch Inversionsnebelbildung in den Flusstälern bei strahlungsintensivem Wetter in den

Übergangsjahreszeiten bei. Dadurch können Vor- und Nachteile von PV2RAD präzise herausgearbeitet und angepasst werden.

3.1 Eingabedatengenerierung

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Datenquellen bezogen auf den Standort erläutert. Dabei fassen die Tabellen 3.1 und 3.2 die wichtigsten Informationen zusammen.

3.1.1 Teststandort H-BRS

An der H-BRS am Standort Sankt Augustin betreibt die Arbeitsgruppe von Frau Prof. Stefanie Meilinger eine energiemeteorologische Messstation. Eine polykristalline siliziumbasierte PV-Anlage von SolarWorld (SW235poly) (SolarWorld (2012)) und ein SOLYS-2-Tracker der Firma Kipp & Zonen stehen auf dem Gebäudedach der H-BRS. Eine Wetterstation ist zum Teil neben dem Gebäude und auf dem Gebäudedach installiert (Hochschule Bonn-Rhein-Sieg (o. J.)). Die beiden Standorte sind etwa 50 m voneinander entfernt. Die einzelnen Eingabedaten werden im Folgenden erläutert:

1. **PV-Leistungsdaten**: Es werden PV-Leistungsdaten mit einer minütigen Auflösung aus dem Jahr 2015/2016 für diese Arbeit genutzt. Zudem sind die genauen spezifischen Eigenschaften der PV-Anlage, wie Größe (1.6 m^2), Azimutwinkel (191°), Elevationswinkel (14°), Modulart (polykristallin) und Messwerte unter Standardtestbedingungen (STC) bekannt (SolarWorld (2012)).

2. **Windgeschwindigkeit und Lufttemperatur**: Am Standort H-BRS werden die atmosphärischen Parameter Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit in 10-minütiger Auflösung gemessen. Die regelmäßige Wartung (etwa zweiwöchig) der Bodenmessstation gewährleistet robuste, das heißt mit einer geringen Unsicherheit behaftete Daten (Tabelle 4.1).

3. $\mathbf{F_{met,mess}}$: Die hauseigene Bodenmessstation ermittelt die direkte und die diffuse $F_{met,mess}$ in minütiger Auflösung. Sie wird alle zwei Wochen gereinigt und im zweijährigen Rhythmus kalibriert.

4. **Bodenalbedo**: Der Untergrund besteht am Teststandort aus Schotter, daher beträgt die Bodenalbedo nach Quaschning (2015) 18%.

Tabelle 3.1: Eingabeparameter am Standort H-BRS mit: Bezeichnung, Typ, Unsicherheit und Quelle.

Bezeichnung	Typ	Unsicherheit	Quelle
PV-Leistungsdaten	gemessen	$\pm 0.75\%$	Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger H-BRS
Windgeschwindigkeit	gemessen	$\pm 2\%$	Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger H-BRS
Lufttemperatur	gemessen	$\pm 0.1\,^{\circ}C$	Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger H-BRS
Sonnenazimut- und -zenitwinkel	modelliert	$\pm 0.0003^{\circ}$	(Reda und Andreas (2004))
Direkte $F_{met,mess}$	gemessen	$\pm 3\%$	Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger H-BRS
Diffuse $F_{met,mess}$	gemessen	$\pm 3\%$	Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger H-BRS
Bodenalbedo	Literaturwert		Standortabhängige Anpassung auf Basis der Tabelle von Quaschning (2015)
Modulwirkungsgrad	gemessen		nach SolarWorld (2012)
Temperaturkoeffizient	gemessen		nach SolarWorld (2012)
Extinktionskoeffizient	Literaturwert		nach De Soto et al. (2006)
Beschichtungsdicke	Literaturwert		nach De Soto et al. (2006)

3.1.2 Testregion AN

Im Rahmen dieser Dissertation wurden von dem Verteilnetzbetreiber AN Leistungsdaten von 201 PV-Anlagen des Jahres 2012 bereitgestellt. Die PV-Anlagen sind, wie in Abbildung 3.2 visualisiert, über das gesamte Versorgungsgebiet der AN verteilt. Meteorologische Größen für die Standorte der PV-Anlagen werden aus externen Quellen bezogen (Tabelle 3.2). Die einzelnen Eingabedaten (PV-Leistungsdaten und atmosphärische Parameter) werden im Folgenden erläutert:

1. **PV-Leistungsdaten**: Die Leistungsdaten liegen in 15-minütiger Auflösung vor. Des Weiteren ist der genaue Standort jeder Anlage und die Orientierung (der Elevationswinkel und der Azimutwinkel der PV-Anlage) von einer Untermenge der PV-Anlagen mit einer Unsicherheit von $\pm 5^{\circ}$ bekannt (Abbildung 3.4).

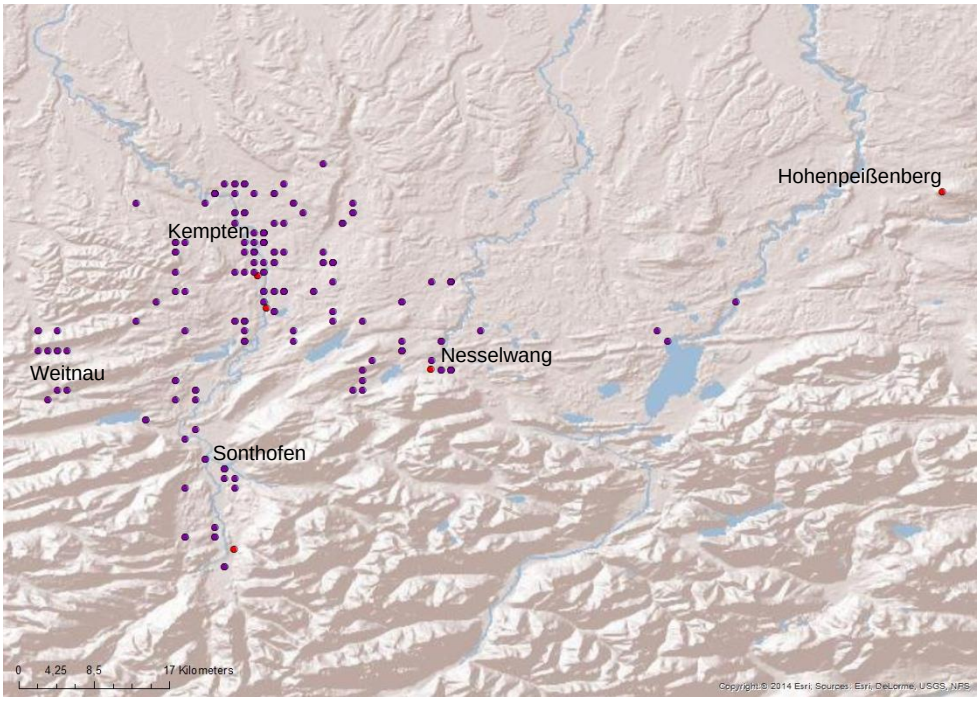


Abbildung 3.2: Räumliche Verteilung der 201 PV-Anlagen (violett) und Bodenmessstationen (rot) auf dem Versorgungsgebiet der AllgäuNetz GmbH & Co. KG

2. **Atmosphärische Parameter**: Die Lufttemperatur in zwei Meter über Grund und die maximale Windgeschwindigkeit in 10 Meter über Grund werden für die Standorte der PV-Anlagen aus dem numerischen Regionalmodell COSMO-DE des DWD entnommen (Baldauf et al. (2011)). Von dem nächst gelegene meteorologische Messstandort meteorologisches Observatorium Hohenpeißenberg des DWD (HP) wurde die Lufttemperatur, Luftdruck- und Wasserdampfprofile aus Radiosondenmessungen von Herrn Dr. Wolfgang Steinbrecht, HP, bereitgestellt.

3. $\mathbf{F_{met,mess}}$: Für die Validierung der modellierten Globalstrahlungsdaten wurden von der AN gemessene Globalstrahlungsdaten von vier mit Pyranometern bestückten Bodenmessstationen bereitgestellt. Diese Pyranometer werden jedoch nach Aussage von Herr Pienitz, ehemaliger Mitarbeiter des Verteilnetzbetreibers AN, nicht regelmäßig gewartet und sind nicht kalibriert. Daher sind die gemessenen Globalstrahlungsdaten der Bodenmessstationen der AN wegen unzureichender Qualität für diese Arbeit unbrauchbar. Damit überhaupt eine Validierungsmöglichkeit an den Standorten der PV-Anlagen existiert, werden die atmosphärischen Parameter, welche am HP ermittelt werden, verwendet, um direkte und diffuse $F_{a\ priori}$ für die Standorte der PV-Anlagen zu berechnen (Kapitel 3.1.3).

Tabelle 3.2: Eingabeparameter am Standort AN: Bezeichnung, Typ, Unsicherheit und Quelle.

Bezeichnung	Typ	Unsicherheit	Quelle
PV-Leistungsdaten	gemessen	5%	Mündliche Auskunft von Herrn Pinitz,
Windgeschwindigkeit	modelliert		COSMO-DE (Baldauf et al. (2011))
Lufttemperatur	modelliert		COSMO-DE (Baldauf et al. (2011))
Sonnenazimut- und -zenitwinkel	modelliert	$\pm 0.0003°$	(Reda und Andreas (2004))
Ableitung atmos. Parameter aus direkter und diffuser $F_{met,mess}$ am HP	gemessen	circa 2%	Datenblatt CM11 Pyranometer von Kipp und Zonen
Direkte $F_{a\ priori}$ Standort PV-Anlagen	modelliert		RT-Modell libRadtran (u.a. Mayer und Kylling (2005))
Diffuse $F_{a\ priori}$ Standort PV-Anlagen	modelliert		RT-Modell libRadtran (u.a. Mayer und Kylling (2005))
Bodenalbedo	Literaturwert		Standortabhängige Anpassung auf Basis der Tabelle von Quaschning (2015)
Modulwirkungsgrad	gemessen		nach SolarWorld (2012)
Temperaturkoeffizient	gemessen		nach SolarWorld (2012)
Extinktionskoeffizient	Literaturwert		nach De Soto et al. (2006)
Beschichtungsdicke	Literaturwert		nach De Soto et al. (2006)

3.1.3 Modellierte direkte und modellierte diffuse Strahlungsflussdichten an Standorten im Versorgungsgebiet AN

Die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichten werden für die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter einer PV-Anlage benötigt (Kapitel 3.2). In der Regel befindet sich kein Pyranometer in unmittelbarer Nähe der PV-Anlage. Daher muss für den Standort direkte und diffuse Strahlungsflussdichte modelliert werden.

Im Versorgungsgebiet der AN gibt es keine geeigneten Bodenmessstationen, die Strahlungs-

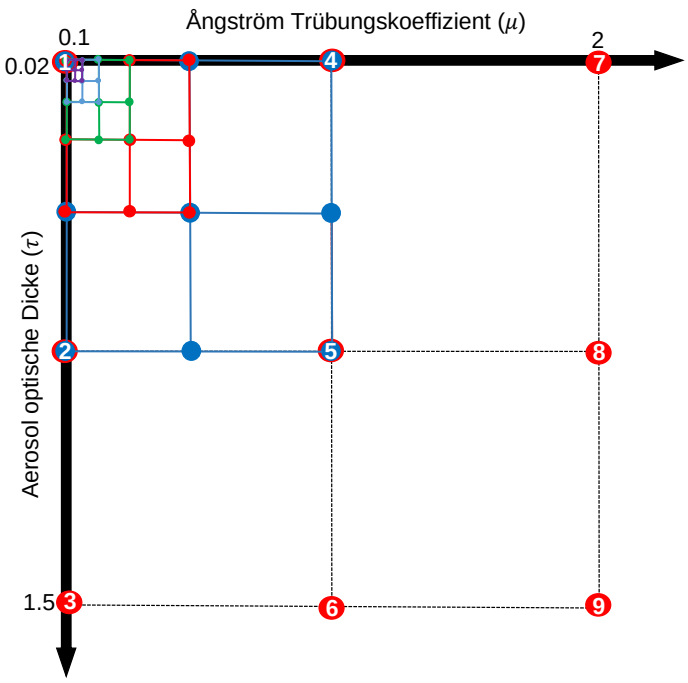


Abbildung 3.3: Methodisches Vorgehen des Optimierungsalgorithmus zur Ermittlung der AOD, Ångström-Exponent und Ångström-Trübungskoeffizient. Die Zahlen geben die Eckpunkte des zweidimensionalen Raums an und die unterschiedlich farbigen Linien die Verkleinerung des zweidimensionalen Raums auf der Suche nach dem Minimum.

flussdichten messen. Angrenzend an das Versorgungsgebiet der AN befindet sich der HP. Die Distanz zwischen den Standorten der PV-Anlagen und dem HP beträgt zwischen 30 km und 50 km Luftlinie (Abbildung 3.2). Für klare Tage wird angenommen, dass die atmosphärischen Parameter, wie die AOD, am HP denen an den Standorten der PV-Anlagen entsprechen. Im Folgenden werden für die jeweiligen Standorte der Sonnenstand und die Höhe über dem Meeresspiegel angepasst. Somit kann mit libRadtran die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte für die jeweiligen Standorte bestimmt werden, vorausgesetzt für die Modellierung von direkter und diffuser Strahlungsflussdichte sind alle relevanten atmosphärischen Parameter bekannt (Tabelle 3.3 und 3.4)(Mayer und Kylling (2005) und Emde et al. (2016)).

Für das Jahr 2012 wird am Standort HP für eine Untermenge an Tagen die AOD für vier verschiedene Wellenlängen gemessen und über die EBAS-Datenbank bereitgestellt (Norwegian Institute for Air Research (o. J.) und Tørseth et al. (2012)). Die Ångström-Exponenten und Ångström-Trübungskoeffizienten können somit aus den Messdaten berechnet werden (Kapitel 2.2.2). Stehen keine Messdaten aus der EBAS-Datenbank zur Verfügung, müssen diese modelliert werden (u.a. Ineichen (2006), Iqbal (2012) und Ångström (1964)).

Tabelle 3.3: Eingabeparameter in libRadtran zur Modellierung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte – erster Teil.

Eingabeparameter	Datenquelle	Beschreibung	Implementierung
Lufttemperatur	Messungen HP	Radiosonden	vertikale Säulen in km-Schritten
Luftdruck	Messungen HP	Radiosonden	vertikale Säulen in km-Schritten
Luftdichte	Messungen HP	Radiosonden	vertikale Säulen in km-Schritten
Wasserdampf	Messungen HP	Radiosonden	vertikale Säulen in km-Schritten
Ozon (O_3)	HITRAN-Datenbank (Gordon et al. (2017))	Standardwert für mittlere Breiten Profilwahl in Abhängigkeit der Jahreszeit	vertikale Säulen in km-Schritten
Sauerstoff (0_2)	HITRAN-Datenbank (Gordon et al. (2017))	Standardwert für mittlere Breiten; Profilwahl in Abhängigkeit der Jahreszeit	vertikale Säulen in km-Schritten
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	HITRAN-Datenbank (Gordon et al. (2017))	Standardwert für mittlere Breiten; Profilwahl in Abhängigkeit der Jahreszeit	vertikale Säulen in km-Schritten
Stickstoffdioxid (NO_2)	HITRAN-Datenbank (Gordon et al. (2017))	Standardwert für mittlere Breiten; Profilwahl in Abhängigkeit der Jahreszeit	vertikale Säulen in km-Schritten
AOD	Berechnet mit Optimierungsalgorithmus (Kapitel 3.1.3)	Ermittlung für Wellenlänge 501 nm	skaliert für alle Wellenlängen und atmosphärischen Schichten

Tabelle 3.4: Eingabeparameter in libRadtran zur Modellierung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte – zweiter Teil.

Eingabeparameter	Datenquelle	Beschreibung	Implementierung
Ångström-Exponenent	modelliert	Ermittlung mit Funktion (2.4)	skaliert für AOD
Ångström-Trübungskoeffizient	berechnet mit Optimierungs-algorithmus (Kapitel 3.1.3)		skaliert für AOD
Einfachstreu-Albedo (SSA)	Literatur (Kapitel 2.2.2)	Mittelwert (0.9) für Szenario „continental clean“ (Hess et al. (1998))	skaliert für alle Wellenlängen und atmosphärische Schichten
Bodenalbedo	Literatur	standortabhängige Anpassung auf Basis der Tabelle von Quaschning (2015)	Einzelwert
DISORT		numerischer Ansatz zu Lösung der Strahlungstransportgleichung (Kapitel 2.2) (Stamnes et al. (1988))	
Molekulare Absorption	vorimplementiert in libRadtran	Correlated-K-Methode (Kapitel 2.2.2) (Kato et al. (1999))	
Rayleigh-Streu-Wirkungsquerschnitt	vorimplementiert in liRadtran (Kapitel 2.2.2) Gleichung 29	Funktion aus Literatur nach Bodhaine et al. (1999),	
Höhe über Null	gemessen		Einzelwert
Sonnenzenitwinkel	modelliert	nach Algorithmus von Reda und Andreas (2004)	Einzelwert
Tag im Jahr		Angabe: Tag im Jahr als Nummer	Einzelwert

Zu diesem Zweck wurde ein Optimierungsalgorithmus, der an das RT-Modell libRadtran gekoppelt ist, eigens entwickelt. Dieser Optimierungsalgorithmus generiert Lookup-Tabellen. Der Optimierungsalgorithmus spannt einen zweidimensionalen Raum auf, bestehend aus AOD und Ångström-Trübungskoeffizient. In einem ersten Schritt wird dieser Raum in vier identische Quadranten aufgeteilt (Abbildung 3.3 schwarze unterbrochene Linie). In dem zweidimensionalen Raum gibt es folglich neun Eckpunkte (nummerierte rote Punkte). Jeder Eckpunkt setzt sich aus einem Datenpaar, also einem Datenpunkt für die AOD und einem für den Ångström-Trübungskoeffizienten zusammen. Im Anschluss wird auf Basis jedes Datenpaares der Ångström-Exponent ermittelt (Gleichung 2.4). Dann folgt die Berechnung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte mit libRadtran. Die modellierte direkte sowie die modellierte diffuse Strahlungsflussdichte wird mit den gemessenen Daten verglichen und von diesen abgezogen (u.a. Fahrmeir et al. (2016)). Das bestimmte Minimum gibt den geringsten Unterschied zwischen modellierter und gemessener direkter und modellierter und gemessener diffuser Strahlungsflussdichte an - und bestimmt somit die aerosolspezifischen Parameter. Wird das Minimum beispielsweise mit dem Datenpaar des ersten Punktes ermittelt, ist der erste Quadrant Ausgangspunkt für eine weitere Optimierungsschleife. Erneut wird ein zweidimensionaler Raum aufgespannt (Abbildung 3.3 blaue Linien). Dieser Raum nimmt nun nur noch ein Viertel des ursprünglichen Raumes ein. Der verkleinerte Raum liegt in diesem Beispiel zwischen den Datenpaaren eins, zwei, vier und fünf. Erneut wird dieser in vier identische Quadranten aufgeteilt. Mit den Datenpaaren der neun Eckpunkte (blaue Punkte) und den über Gleichung (2.4) ermittelten Ångström-Exponenten wird nun erneut die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte ermittelt. Im Folgenden wird das Minimum zwischen gemessener und modellierter direkter und gemessener und modellierter diffuser Strahlungsflussdichte ermittelt. Das Ergebnis ermöglicht eine weitere Verkleinerung des Parameterraumes. Ausgangspunkt ist auch hier wieder das Datenpaar beziehungsweise der Quadrant, mit welchem das Minimum ermittelt wird. Sollte das Minimum mit dem Datenpaar des vierten Punktes ermittelt worden sein, wird zunächst überprüft, ob sich das Minimum zwischen Punkt eins und vier oder Punkt vier und sieben befindet. In Abhängigkeit davon wird der verkleinerte Raum aufgespannt. Damit das absolute Minimum bzw. das am besten passende Datenpaar ermittelt werden kann, wird die Optimierungsschleife 10 mal wiederholt. Der ursprünglich Raum ist um das 1048576.00 fache kleiner - folglich jede Achse um das 1024 fache (Abbildung 3.3).

Der in dieser Arbeit entwickelte Optimierungsalgorithmus ermöglicht die Bestimmung von AOD, Ångström-Exponenenten und Ångström-Trübungskoeffizienten. Er ist jedoch so programmiert, dass die hier fehlenden Parameter, AOD, Ångström-Exponent und Ångström-Trübungskoeffizient durch weitere atmosphärische Parameter, wie beispielsweise Wasserdampf, ersetzt werden können. Auch die Zeitschritte können variabel angepasst werden. Es besteht die Möglichkeit sowohl für jeden Zeitschritt als auch für einen ganzen Tagesgang fehlende atmosphärische Parameter zu berechnen.

Über diesen Optimierungsalgorithmus können die fehlenden atmosphärischen Parameter zur Modellierung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte ermittelt werden. Somit ist es möglich für den jeweiligen Standort der PV-Anlage die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte für klare Tage zu bestimmen.

Für die Modellierung von direkter und diffuser Strahlungsflussdichte mit dem Strahlungstransportmodell libRadtran für den HP werden die Eingabeparameter, wie in den Tabellen 3.3 und 3.4 dargestellt, verwendet. Gängige Optimierungsverfahren, wie beispielsweise die lineare oder nicht lineare Inversion, sind hier nicht möglich, da mit libRadtran beziehungsweise DISORT bisher keine Jacobimatrizen generiert werden können (Kapitel 2.2.1) (Mayer und Kylling (2005) und Emde et al. (2016)).

3.2 Vorwärtsmodell

Um aus Leistungsdaten von PV-Anlagen direkte und diffuse Strahlungsflussdichte ermitteln zu können, müssen die PV-Anlagen zunächst individuell charakterisiert werden (Abbildung 3.1). Dies erfolgt unter Anwendung der MAP und dem in dieser Arbeit entwickelten Vorwärtsmodell für klare Tage.

Das Vorwärtsmodell ermöglicht die Charakterisierung einer PV-Anlage nach ihren anlagenspezifischen Parametern. Diese sind: der Elevationswinkel α einer PV-Anlage, der Azimutwinkel β einer PV-Anlage, der empirisch bestimmte Gesamtbrechungsindex (GB) n aller PV-Module einer PV-Anlage (Kapitel 2.3.3) und der Skalierungsfaktor s einer PV-Anlage (Kapitel 2.3.5). Mathematisch wird das Vorwärtsmodell durch

$$P_{\text{mess}} = P_{\text{mod}}(\mathrm{F}^{\downarrow}_{\text{total,or}}(\vec{a}(t)),\vec{b}) + \epsilon \tag{3.1}$$

beschrieben (Rodgers (2000)). Dabei ist P_{mess} die gemessene Leistung einer PV-Anlage,P_{mod} die modellierte Leistung (Vorwärtsmodell), $\mathrm{F}^{\downarrow}_{\text{total,or}}$ die Globalstrahlung mit ihren direkten und diffusen Komponenten auf eine orientierte Fläche, $\vec{a}(t)$ der atmosphärische Zustand, $\vec{b}$ die spezifischen Eigenschaften einer PV-Anlage und ϵ die Unsicherheit. Der atmosphärische Zustand $\vec{a}(t)$ umfasst allgemeine meteorologische Komponenten. Azimutwinkel und Elevationswinkel einer PV-Anlage, Skalierungsfaktor und empirisch bestimmter Gesamtbrechungsindex zählen zu den spezifischen Eigenschaften der PV-Anlage und werden in $\vec{b}$ gruppiert. Der funktionelle und physikalische Zusammenhang zwischen modellierter Leistung und den einzelnen Parametern $\vec{a}(t)$ und $\vec{b}$ wird im Folgenden erläutert.

Der Rahmen dieser Arbeit gibt vor, dass die anlagenspezifischen Parameter einer PV-Anlage rein über die erzielte Leistung ermittelt werden. Funktionen zur Modellierung der Leistung müssen

daher so gewählt werden, dass diese möglichst wenig Vorwissen über die spezifischen Eigenschaften einer PV-Anlage enthalten. Wenn jedoch j unabhängige Messungen aber k Unbekannte existieren und $j < k$, dann wird Vorwissen über $k - j$ Parameter benötigt.

Daher werden in dieser Arbeit feststehende Werte für den Modulwirkungsgrad, den Temperaturkoeffizienten, die Montierungsart, die Beschichtungsdicke und den Extinktionskoeffizient der Antireflexions- und der Glasschicht vorausgesetzt. Der Modulwirkungsgrad η_M mit 14% und der Temperaturkoeffizient ζ mit 0.48% entsprechen den Angaben der PV-Anlage des Teststandorts (SolarWorld (2012)). Des Weiteren wird angenommen, dass alle hier betrachteten PV-Anlagen aufgeständert montiert sind, sodass auf der Rückseite Luft zirkulieren kann. Für den Extinktionskoeffizient $\mathcal{K}$ der Antireflexions- und der Glasschicht wird der Literaturwert 4 m^{-1} und für die Beschichtungsdicke L wird 0.002 m angenommen (De Soto et al. (2006)).

3.2.1 Euler-Transformation

Eingabeparameter für das Vorwärtsmodell sind die direkte und die diffuse $F_{met,mess}$ auf eine horizontale Fläche. Allerdings sind die meisten PV-Anlagen in den mittleren Breiten mit einer Neigung aufgestellt. Mittels der Euler-Transformation (Drehmatrix) können horizontal direkte und horizontal diffuse $F_{met,mess}$auf eine orientierte Fläche transformiert werden. Durch Verwendung der geneigten Fläche muss zusätzlich die am Boden reflektierte $F_{met,mess}$ berücksichtigt werden.

Die Komponenten der Drehmatrix α und β beschreiben den Elevationswinkel und den Azimutwinkel der PV-Anlage. Zur Ermittlung der Drehmatrix wird das Koordinatensystem zunächst um die y-Achse beziehungsweise um den Elevationswinkel α und anschließend um den Azimutwinkel β, folglich um die neue z-Achse rotiert (Abbildung 3.4). Diese Drehung einer PV-Anlage wird mit Hilfe der Euler-Matritzen

$$\mathbf{M}_{\mathsf{t,pv}} = \begin{pmatrix} \cos(\beta)\cos(\alpha) & \sin(\beta) & -\cos(\beta)\sin(\alpha) \\ -\sin(\beta)\cos(\alpha) & \cos(\alpha) & \sin(\beta)\sin(\alpha) \\ \sin(\alpha) & 0 & \cos(\alpha) \end{pmatrix} \tag{3.2}$$

beschrieben (u.a. Goldstein et al. (2012)). Da der Azimutwinkel und der Elevationswinkel einer PV-Anlage nicht bekannt sind, werden diese Parameter mit Hilfe des Vorwärtsmodells bestimmt.

Es ergibt sich eine weitere Drehmatrix des Normalenvektors der Horizontalen $\vec{\mathbf{n}}_{\mathsf{t}}$ zum Normalenvektor des Sonnenstands $\vec{\mathbf{n}}_{\mathsf{sun}}$ (Abbildung 3.5)

$$\mathbf{M}_{\mathsf{t,s}} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma)\cos(\theta) & \sin(\gamma) & -\cos(\gamma\sin(\theta) \\ -\sin(\gamma)\cos(\theta) & \cos(\theta) & \sin(\gamma)\sin(\theta) \\ \sin(\theta_) & 0 & \cos(\theta) \end{pmatrix}. \tag{3.3}$$

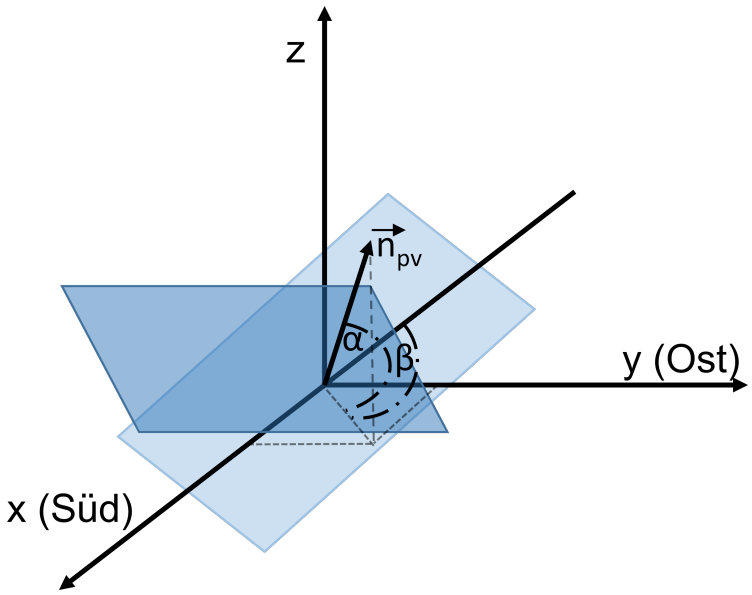


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung des Elevationswinkels α und des Azimutwinkels β.

Dabei stehen γ und θ für Sonnenazimut- und -zenitwinkel. Der Normalenvektor einer PV-Anlage $\vec{\mathbf{n}}_{\text{pv}}$ und der Normalenvektor der Sonne $\vec{\mathbf{n}}_{\text{sun}}$ werden somit durch die Vektoren

$$\vec{\mathbf{n}}_{\text{pv}} = \begin{pmatrix} -\cos(\beta)\sin(\alpha) \\ \sin(\beta)\sin(\alpha) \\ \cos(\alpha) \end{pmatrix}, \vec{\mathbf{n}}_{\text{sun}} = \begin{pmatrix} -\cos(\gamma)\sin(\theta) \\ \sin(\gamma)\sin(\theta) \\ \cos(\theta) \end{pmatrix} \tag{3.4}$$

bestimmt. Über das Skalarprodukt der beiden Normalenvektoren kann der Winkel zwischen diesen durch

$$\psi = \arccos(\vec{\mathbf{n}}_{\text{t,pv}}\vec{\mathbf{n}}_{\text{sun}}) \tag{3.5}$$

berechnet werden.

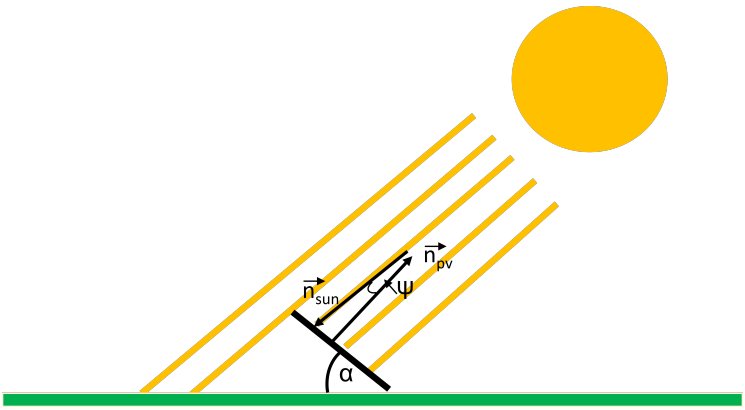


Abbildung 3.5: Zusammenhang zwischen Normalenvektor der Sonne und der PV-Anlage.

3.2.2 Beschreibung des atmosphärischen Zustands $\vec{a}(t)$

Der Vektor $\vec{a}(t)$, der den zeitabhängigen atmosphärischen Zustand beschreibt, setzt sich aus Eingabeparametern, die aus externen Datenquellen bezogen werden, und modellierten Eingabeparametern zusammen (Tabelle 3.1, 3.2 und 3.5). Die Ermittlung der Eingabeparameter aus externen Quellen wird in Kapitel 3.1 beschrieben. Im Folgenden werden die modellierten Eingabeparameter erläutert.

1. **Direkte Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche** ($\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}}$): Die Ermittlung der direkten Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche erfolgt durch

$$\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}} = \frac{\cos(\psi)}{\cos(\theta_0)} \cdot \mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir}} \cdot \mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{dir}}). \tag{3.6}$$

   Die direkte orientierte Strahlungsflussdichte $\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}}$ wird dabei aus der direkten Strahlungsflussdichte $\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir}}$, der Transmission $\mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{dir}})$ für die direkte Strahlungsflussdichte, dem Winkel ψ und dem Sonnenzenitwinkel θ_0 bestimmt (Kapitel 3.2.1).

2. **Diffuse Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche** ($\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}}$): Für die Ermittlung der diffusen Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche gibt es unterschiedliche Funktionen, wie die von Reindl et al. (1990), Davies und Hay (1978) und Perez et al. (1988). Sie werden in den Veröffentlichungen von Demain et al. (2013), Loutzenhiser et al. (2007) und Gracia Amillo und Huld (2013) zusammengefasst. In den Studien von Noorian et al. (2008), Gueymard (2009) und Padovan und Del Col (2010) werden die Ergebnisse dieser Funktionen mit Messdaten verglichen. Grundlage für diese Arbeit ist die Veröffentlichung von Demain et al. (2013). In dieser Studie wurden über einen achtmonatigen Zeitraum (April bis November) Messdaten erhoben, wodurch unterschiedliche Wetterkonstellationen berücksichtigt werden konnten. Zusätzlich erfolgte die Durchführung jener Studie an einem Standort mit geographischen Gegebenheiten die denen des hier untersuchten Teststandorts H-BRS am nächsten kommen. In der Veröffentlichung von Demain et al. (2013) werden Messdaten von einem orientierten Pyranometer (Elevationswinkel 50°; Azimutwinkel 180°) verwendet und mit Ergebnissen von 14 verschiedenen Modellen (u.a. Davies und Hay (1978) und Perez et al. (1988)) zu Berechnung der diffusen Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche verglichen. In dieser Veröffentlichung wird der geringster relative RMSE mit der Funktion von Bugler (1977) ermittelt und beträgt 11%. Daher wird in dieser Arbeit die Funktion von Bugler (1977) zur Ermittlung der diffusen Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche verwendet.

   Mit Hilfe dieses Modells wird die diffuse Strahlungsflussdichte $\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}}$ auf eine orientierte Fläche durch

$$\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}} = \mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus}} \cdot (\mathsf{m}_i + \mathsf{s}) \tag{3.7}$$

beschrieben (Bugler (1977)). Die diffuse Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche wird durch zwei Unterfunktionen charakterisiert (Bugler (1977)). Die erste Unterfunktion m_i beschreibt den diffusen Anteil, der aus allen Richtungen gleichmäßig (isotrop) über den Himmelshalbraum verteilt auf die PV-Anlage trifft. Der so berechnete Anteil entspricht dem Liu-Jordan-Modell (Liu und Jordan (1960))

$$\mathsf{m}_i = 0.5 \cdot (1+\cos(\alpha)) \cdot \mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{diff}}). \tag{3.8}$$

Dabei ist α der Elevationswinkel einer PV-Anlage und $\mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{diff}})$ die Transmission für die diffuse Strahlungsflussdichte.

Die zweite Unterfunktion setzt sich zusammen aus dem diffusen Anteil s, welcher, wegen der starken Bevorzugung der Mie-Streuung in Vorwärtsrichtung, aus Richtung der Sonne kommt und aus dem isotropen Anteil. Der isotrope Anteil wird zusätzlich durch eine Sonnenzenitwinkelabhängigkeit erweitert

$$\mathsf{s} = 0.05 \cdot \frac{\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}}}{\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus}}} \cdot (\cos(\psi_0) \cdot \tau_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{dir}}) - \frac{1}{\cos(\theta)} \cdot 0.5 \cdot (1+\cos(\alpha_i)) \cdot \mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{diff}})) \tag{3.9}$$

(u.a. Bugler (1977), Demain et al. (2013), Liu und Jordan (1961) und Liu und Jordan (1960)).

3. **Reflektierte Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche** ($\mathsf{F}_{\mathsf{ref}}$): Die Ermittlung der reflektierten Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche wird beschrieben durch

$$\mathsf{F}_{\mathsf{ref}} = \mathsf{A} \cdot \frac{(1-\cos(\alpha))}{2} \cdot \mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{total,or}} \cdot \mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{ref}}). \tag{3.10}$$

Dabei ist $\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{total,or}}[\frac{\mathsf{W}}{\mathsf{m}^2}]$ die Globalstrahlung auf eine orientierte Fläche, A die Bodenalbedo und $\mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{ref}})$ die Transmission für die am Boden reflektierte Strahlungsflussdichte (Duffie und Beckman (2013) und Liu und Jordan (1960)).

3.2.3 Beschreibung der spezifischen Eigenschaften $\vec{b}$ der PV-Anlage

Der Vektor $\vec{b}$, der die spezifischen Eigenschaften einer PV-Anlage beschreibt, setzt sich aus Eingabeparametern, die aus externen Datenquellen bezogen werden, und modellierten Eingabeparameter zusammen (Tabelle 3.1, 3.2 und 3.6). Die Ermittlung der Eingabeparameter aus externen Quellen wird in Kapitel 3.1 beschrieben. Im Folgenden werden die modellierten Eingabeparameter erläutert.

1. **Modultemperatur** ($\mathsf{T}_{\mathsf{Modul}}$): Die Modultemperatur hat eine starke Auswirkung auf den

Modulwirkungsgrad einer PV-Anlage und somit auch auf die erzeugte Leistung (u.a. Parretta et al. (1998)). Der Grund dafür ist, dass Valenzelektronen vom Valenzband in das Leitungsband mit dem Faktor $\exp(\Delta E_{\text{Bandlücke}}/k_{\text{B}} * T)$ gehoben werden (u.a. Demtröder (2005)). Folglich ist es essentiell, diese bei der Modellierung von Leistung zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der Modultemperatur gibt es eine Vielzahl an Modellen (Skoplaki und Palyvos (2009b)). In dieser Arbeit wird die Funktion von TamizhMani et al. (2003) verwendet, da wenige Eingabeparameter und Vorwissen über die spezifischen Eigenschaften des PV-Moduls benötigt werden.

Die Ermittlung der Modultemperatur wird durch

$$\mathrm{T}_{\text{Modul}} = 0.926 \cdot \mathrm{T}_{\text{Lufttemperatur}} + 0.03 \cdot \mathrm{F}^{\downarrow}_{\text{total}} - 1.666 \cdot \mathrm{v}_{10} + 5.1 \tag{3.11}$$

beschrieben. Dabei ist $\mathrm{T}_{\text{Lufttemperatur}}$ [°C] die Lufttemperatur zwei Meter über dem Grund, $\mathrm{F}^{\downarrow}_{\text{total}}$ die Globalstrahlung [$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}$], ermittelt für die horizontale Fläche, und v_{10} [$\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}$] die mittlere Windgeschwindigkeit in 10 Meter über Grund. Die Konstanten sind empirisch bestimmte Faktoren für PV-Module, die aus polykristallinem Silizium bestehen (TamizhMani et al. (2003)).

2. **Temperaturabhängige Effizienz** ($\eta_{\text{Modul}}(\mathrm{T})$): Die temperaturabhängige Effizienz $\eta_{\text{Modul}}(\mathrm{T})$ wird aus der Referenztemperatur T_{Ref} (25°C), dem Modulwirkungsgrad η_M, der Modultemperatur $\mathrm{T}_{\text{Modul}}$ und dem Temperaturkoeffizient ζ ermittelt. Beschrieben wird diese durch folgende Funktion (Evans und Florschuetz (1977)):

$$\eta_{\text{Modul}}(\mathrm{T}) = \eta_M \cdot (1 - \zeta \cdot (\mathrm{T}_{\text{Modul}} - \mathrm{T}_{\text{Ref}})). \tag{3.12}$$

Da bei dieser einfachen linearen Funktion wenig Vorwissen über die spezifischen Eigenschaften des PV-Moduls benötigt wird, wird diese verwendet (u.a. Evans und Florschuetz (1977) und Skoplaki und Palyvos (2009a)).

3. **Transmission** ($\mathrm{T}_{\text{PV}}(\Psi_{\text{dir / diff / ref}})$): Um Leistung modellieren zu können, muss der transmittierte Anteil der gesamten Strahlungsflussdichte, der durch die Antireflexionsschicht und die Glasschicht gelangt und somit die PV-Zelle erreicht, in Abhängigkeit des Einstrahlwinkels relativ zum Normalenvektor der PV-Anlage bestimmt werden. Die Transmission T_{PV} wird für die direkte Strahlungsflussdichte, für die diffuse Strahlungsflussdichte und für die am Boden reflektierte Strahlungsflussdichte bestimmt. Diese Funktion leitet sich aus dem Snell´schen und aus dem Bougher´schen Gesetz ab (u.a. De Soto et al. (2006) und Duffie und Beckman (2013)). Es gibt weitere Funktionen, die die Transmission ermitteln (u.a. Souka und Safwat (1966) und Martin und Ruiz (2001)). Da diese jedoch nur die Reflexionseigenschaften der Schichten berücksichtigen, werden diese im Rahmen dieser

Arbeit nicht verwendet.

Die Transmission wird durch

$$\mathsf{T}_{\mathsf{PV}}(\Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}}) = \exp^{-\left(\frac{\mathcal{K}\ \cdot\ L}{cos(\Psi_r)}\right)}\ \cdot$$

$$(1 - 0.5\ \cdot\ \left(\frac{\sin^2(\Psi_r - \Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}})}{\sin^2(\Psi_r + \Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}})} + \frac{\tan^2(\Psi_r - \Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}})}{\tan^2(\Psi_r + \Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}})}\right) \tag{3.13}$$

beschrieben (De Soto et al. (2006)). $\Psi_{\mathsf{dir\ /\ diff\ /\ ref}}$ ist der Winkel zwischen dem Normalenvektor der PV-Anlage und der beziehungsweise den Einstrahlrichtungen der einfallenden direkten, diffusen und am Boden reflektierten Strahlungsflussdichte. Für die direkte Strahlungsflussdichte wird diese durch Ψ_{dir}, für die diffuse Strahlungsflussdichte durch Ψ_{diff} und für die am Boden reflektierte Strahlungsflussdichte durch Ψ_{ref} beschrieben.

Die Lichtbrechung wird mit dem GB n durch die Funktion

$$\Psi_r = \arcsin\ \cdot\ \left(\frac{1}{n}\ \cdot\ \sin(\psi)\right) \tag{3.14}$$

beschrieben.

Für die Ermittlung der Transmission der direkten Strahlungsflussdichte ist der Winkel Ψ_{dir} der Winkel zwischen dem Normalenvektor einer PV-Anlage und der Sonne. Ψ_{dir} entspricht also ψ und ist folglich sonnenstandabhängig (Gleichung (3.5) und Abbildung 3.5).

Für die Ermittlung der Transmission der diffusen Strahlungsflussdichte muss der isotrope Anteil und diffuse Anteil der Vorwärtsstreuung des direkten Sonnenlichts berücksichtigt werden. Die Transmission des isotropen Anteils wird hierbei aus dem Mittelwert derjenigen Einstrahlrichtungen (Sonnenazimut- und -zenitwinkel) berechnet, die auf die Vorderseite der PV-Anlage zeigen.

Die Transmission der am Boden reflektierten Strahlungsflussdichte wird ebenfalls aus dem Mittelwert derjenigen Einstrahlrichtungen berechnet, die auf die Vorderseite der PV-Anlage zeigen.

Vorwärtsmodell

Das Ergebnis des Vorwärtsmodell ist die modellierte Leistung $\mathsf{P}_{\mathsf{mod}}(\vec{a}(t),\, \vec{b})$. Sie setzt sich aus

$$\mathsf{P}_{\mathsf{mod}}(\vec{a}(t),\vec{b}) = s \cdot \eta_{\mathsf{Modul}}(\mathsf{T}) \cdot (\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}} + \mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}} + \mathsf{F}_{\mathsf{ref}}) \tag{3.15}$$

zusammen, wobei s den Skalierungsfaktor, $\eta_{\mathsf{Modul}}(\mathsf{T})$ die temperaturabhängige Effizienz, $\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{dir,or}}$ die direkte Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche, $\mathsf{F}^{\downarrow}_{\mathsf{diffus,or}}$ die diffuse Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche und $\mathsf{F}_{\mathsf{ref}}$ die am Boden reflektierte Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche darstellt.

Tabelle 3.5: Modellierte Eingabeparameter zur Beschreibung des atmosphärischen Zustands $\vec{a}(t)$.

Beschreibung	Typ	Zusammensetzung	Quelle
Direkte Strahlungsflussdichte auf orientierte Fläche	modelliert	Euler-Transformation, direkte Strahlungsflussdichte und Transmission	analytisch
Diffuse Strahlungsflussdichte auf orientierte Fläche	modelliert	Isotroper Anteil, diffuser Anteil, welcher aus Richtung der Sonne kommt, multipliziert mit isotropem Anteil, abhängig von Sonnenzenitwinkel und Transmission	(Bugler (1977))
Reflektierte Strahlungsflussdichte auf orientierte Fläche	modelliert	Bodenalbedo, Sonnenzenitwinkel, Globalstrahlung und Transmission	(Duffie und Beckman (2013) und Liu und Jordan (1960))

Tabelle 3.6: Modellierte Eingabeparameter zur Beschreibung der spezifischen Eigenschaften $\vec{b}$ einer PV-Anlage.

Beschreibung	Typ	Zusammensetzung	Quelle
Modultemperatur	modelliert	Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung	(TamizhMani et al. (2003))
Temperaturabhängige Effizienz	modelliert	Modultemperatur, Referenztemperatur, Temperaturkoeffizient	(Baldauf et al. (2011))
Transmission	modelliert	Normalenvektor der PV-Anlage und des Einstrahlwinkels, GB	(De Soto et al. (2006))

3.3 Inversion

Ziel der Inversion ist die Ableitung der direkten und der diffusen $F_{PV,inv}$. Dafür ist ein robustes Vorwärtsmodell mit seinen Ergebnissen grundlegend. Das Vorwärtsmodell ermöglicht die Charakterisierung einer PV-Anlage nach ihren anlagenspezifischen Parametern. Die anlagenspezifischen Parameter und das Vorwärtsmodell bilden neben der Leistung der PV-Anlage und dem a priori Wissen die Grundlage für die Durchführung der linearen Inversion. Für die Durchführung der linearen Inversion muss das Vorwärtsmodell zunächst nach der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte abgeleitet werden. Die Ergebnisse der Ableitungen bilden anschließend den Kern der linearen Inversion (Kapitel 2.4) (Rodgers (2000)).

3.3.1 Lineare Inversion

Das Ergebnis der linearen Inversion wird durch

$$\hat{\vec{x}} = (K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot K + S_{\mathsf{a}}^{-1})^{-1} \cdot (K^{\mathsf{T}} \cdot S_{\chi}^{-1} \cdot \mathsf{P}_{\mathsf{mess}} + S_{\mathsf{a}}^{-1} \cdot \vec{a}) \tag{3.16}$$

beschrieben. Der Ergebnisvektor ist dabei $\hat{\vec{x}}$, die optimale direkte und die optimale diffuse $F_{PV,inv}$auf eine horizontale Fläche. K beinhaltet die Ableitung des Vorwärtsmodells nach der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte. Folglich entspricht $K = \frac{\partial P_{\mathsf{mess}}}{\partial F_{\mathsf{dir}}^{\downarrow}}, \frac{\partial P_{\mathsf{mess}}}{\partial F_{\mathsf{diffus}}^{\downarrow}}$. K^{T} wird durch das Transponieren von K ermittelt. Das a priori Wissen wird durch $\vec{a}$ dargestellt. In diesem Fall sind es die direkte sowie die diffuse $F_{met,mess}$von Bodenmessstationen. Die inverse Kovarianzmatrix des a priori Wissens wird durch S_{a}^{-1} und die des Messvektors durch S_{χ}^{-1} repräsentiert (Kapitel 2.4.4)(Rodgers (2000)).

3.3.2 Linearisierung

Das Vorwärtsmodell hängt nicht linear von der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte ab, kann jedoch unter Berücksichtigung folgender Annahme linearisiert werden: Wird zur Ermittlung der Modultemperatur für die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte das a priori Wissen $F_{met,mess}$verwendet, hängt das Vorwärtsmodell linear von der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte ab. Damit $\hat{\vec{x}}$ am Ende unabhängig vom a priori Wissen ist, wird folgende Methode angewandt: Im ersten Schritt wird eine lineare Inversion durchgeführt, bei der für die Bestimmung der Modultemperatur a priori Wissen (direkte und diffuse $F_{met,mess}$) verwendet wird. Im zweiten Schritt wird das Ergebnis der ersten linearen Inversion für die Berechnung der Modultemperatur verwendet und eine weitere lineare Inversion durchgeführt. Das Ergebnis der zweiten linearen Inversion ist das finale Ergebnis.

Kapitel 4

Ergebnisse des Verfahrens PV2RAD und eines Anwendungsbeispiels

Das Ergebniskapitel behandelt zunächst die Validierung von PV2RAD am Teststandort H-BRS, da für diesen die spezifischen Eigenschaften der PV-Anlage bekannt sind. Im Anschluss wird PV2RAD auf sechs Testanlagen einer Testregion angewandt. Aus $F_{PV,inv}$ wird abschließend der atmosphärische Parameter AOD abgeleitet.

4.1 PV2RAD – Validierung am Standort H-BRS

4.1.1 Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter am Teststandort

Für die Validierung des Vorwärtsmodells werden alle klaren Tage im Zeitraum von Juni 2015 bis Mai 2016 verwendet. Die Definition von klaren Tagen basiert auf Long und Ackerman (2000) (Funktionen 1, 3 - 5). Wenn 80% der Messpunkte diese Definitionen erfüllen, wird der Tag in dieser Arbeit als klarer Tag bezeichnet. Auf Grundlage dieser Kriterien gab es während dieser elf Monate sieben klare Tage, die im Folgenden als Kalibrierungstag bezeichnet werden. Für jeden Kalibrierungstage wird je ein Set von anlagenspezifischen Parametern ermittelt, die gemeinsam mit dem Vorwärtsmodell P_{mod} ergeben (Tabelle 4.1). Alle folgenden Berechnungen basieren auf dem Median der anlagenspezifischen Parameter der Kalibrierungstage. In dieser Arbeit wird der Median verwendet, da dieser im Vergleich zum arithmetischen Mittel resistenter gegenüber dem Einfluss von Extremwerten ist (Fahrmeir et al. (2016)). Die Unsicherheit der P_{mod} wird über das 25%- und 75%-Quantil der anlagenspezifischen Parameter berechnet. Hierfür wird mit jeder möglichen Kombination P_{mod} berechnet. Die Unsicherheit für jeden Zeitpunkt ergibt sich aus dem jeweiligen Minimum und Maximum des zuvor berechneten Ensembles der P_{mod} und wird

Tabelle 4.1: Ergebnis des Vorwärtsmodells für den Standort H-BRS: ermittelte anlagenspezifische Parameter pro Kalibierungstag

Tag	β [°]	α [°]	s [m^2]	η_{total}[%]	n
A priori Wissen	$191° \pm 2°$	$14° \pm 2°$	1.6 m^2	14%	
30.06.2015	198.0	10	1.6	12.4	1.136
06.07.2015	196.5	13.5	1.6	12.8	1.049
27.02.2016	193.5	15.5	1.6	17.3	1.066
29.02.2016	195	14	1.7	17	1.082
17.03.2016	193	16	1.6	15.9	1.078
05.05.2016	195.5	15.5	1.6	13.9	1.072
08.05.2016	196.5	13	1.6	13.5	1.063
Median	195	14	1.6	13.9	1.072
25%-Quantil	194.25	13.25	1.6	13.33	1.065
75%-Quantil	196.5	15.5	1.6	16.45	1.08

durch die rote Schattierung visualisiert (Abbildung 4.1). Ist die rote Schattierung nicht sichtbar, weist dies darauf hin, dass die Differenz zwischen 25%- und 75%-Quantil geringer ist als die Breite der roten Linie. Eine Abschätzung über die Höhe der Unsicherheit der einzelnen externen Eingabeparameter liefert Tabelle 3.1. P_{mod} wird in den Abbildungen sowohl als Leistung [W] (linke y-Achse) als auch als Leistungsdichte in $[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}]$ (rechte y-Achse) angegeben. Die Leistungsdichte wird ermittelt, indem die Leistung [W] durch die jeweilige Fläche der PV-Anlage dividiert wird.

Die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter erfolgt ausschließlich für Sonnenzenitwinkel kleiner als 70° (SZA $<$ 70°), da die P_{mess} für Sonnenzenitwinkel größer als 70° (SZA $>$ 70°) durch Reflexionen der Strahlungsflussdichte an der Dachumrandung beeinflusst wird (persönliche Kommunikation mit Ina Neher, H-BRS) (Abbildung 4.2). Daher ist das Vorwärtsmodell auch nur für SZA $<$ 70° validiert. In den Darstellungen wird der ganze Tagesgang gezeigt, jedoch ist der validierte Anteil durch die durchgezogene Linie und den weißen Hintergrund und der nicht validierte Anteil durch die unterbrochene Linie und durch den grauen Hintergrund markiert (Abbildung 4.1).

Die Ergebnisse des modellierten Azimutwinkels liegen zwischen 193° und 198° mit einem Median von 195° -0.75°/+1.5°. Die Varianz des Medians wird über das 25%- und das 75%-Quantil angegeben. Das a priori Wissen des Azimutwinkels liegt bei $191° \pm 2°$ (Tabelle 4.1). Der Kalibrierungstag mit den geringsten Unterschieden zwischen modelliertem ($\beta = 193°$) und gemessenem ($\beta = 191°$) Azimutwinkel ist der 17.03.2016.

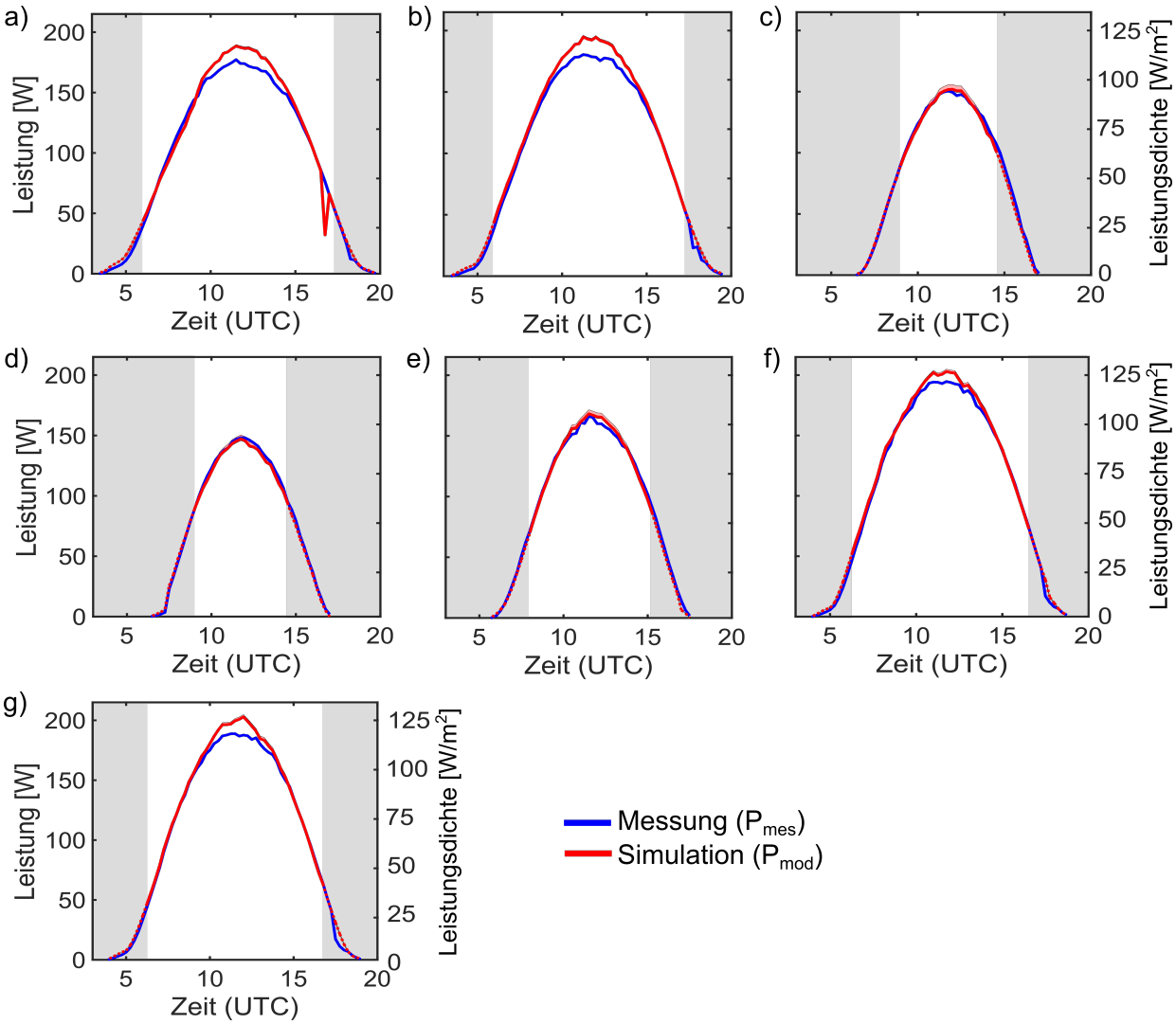


Abbildung 4.1: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort H-BRS für: a) 30.06.2015, b) 06.07.2015, c) 27.02.2016, d) 29.02.2016, e) 17.03.2016, f) 05.05.2016, g) 08.05.2016. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 196.5°$, $\alpha = 14°$, $s = 1.6\,m^2$, $n = 1.072$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit von P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 194.25°$, $\alpha = 13.25°$, $s = 1.6\,m^2$, $n = 1.065$) und das 75%-Quantil ($\beta = 196.5°$, $\alpha = 15.5°$, $s = 1.6\ m^2$, $n = 1.08$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in $[\frac{W}{m^2}]$ an.

Die Ergebnisse des Elevationswinkels liegen zwischen 10° und 16° mit einem Median von 14° -0.75°/+1.5°, der exakt dem a priori Wissen entspricht (Tabelle 4.1). Im Gegensatz zum modellierten Azimutwinkel liegt nur der Elevationswinkel für den 30.06.2016 ($\alpha = 18°$) mit einer Differenz von +4° außerhalb der Unsicherheit des a priori Wissens. A priori Wissen und der modellierte Elevationswinkel von 14° -0.75°/+1.5° sind für den 29.02.2016 identisch.

Der Skalierungsfaktor entspricht am Teststandort der Fläche der PV-Anlage von $1.6\,m^2$, da es dort keinen zusätzlichen Wechselrichter gibt (SolarWorld (2012)). Für sechs der sieben

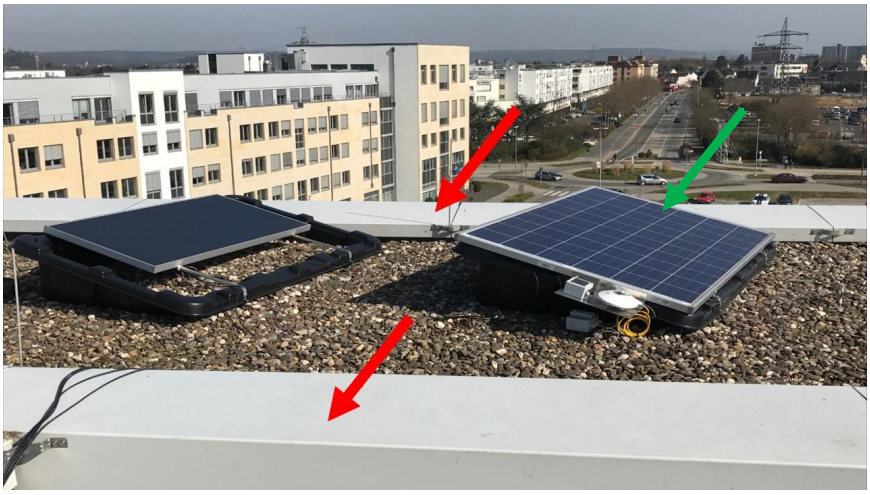


Abbildung 4.2: Standort H-BRS: Die roten Pfeile markieren die Dachumrandung und der grünen Pfeil zeigt die hauseigene PV-Anlage mit ihrer Verankerung.

Kalibrierungstage ist dieser identisch zur Fläche der PV-Anlage. Für den 29.02.3016 liegt dieser bei 1.7 m^2 und weicht somit um 0.1 m^2 ab.

Da es am Teststandort keinen Wechselrichter gibt entspricht die Gesamteffizienz dem Modulwirkungsgrad. Der Median der Gesamteffizienz ist 13.9% -0.65%/+2.55% und somit nahezu identisch mit dem Modulwirkungsgrad von 14%. Die niedrigste Gesamteffizienz wird am 30.06.2015 mit 12.4% und die höchste am 27.02.2012 mit 17.3% ermittelt.

Die Ergebnisse des GB liegen zwischen 1.049 und 1.136, woraus sich ein Median von 1.072 -0.07/+0.018 ergibt. Der GB, ermittelt für den 30.06.2015, hat dabei die größte Differenz von + 0.064 zum Median von 1.072.

Die Differenz zwischen P_{mess} sowie P_{mod} für SZA $< 70°$ ist für den 30.06.2015 mit durchschnittlich 9% am größten und für den 27.02.2016 und 29.02.2012 mit durchschnittlich 2% am geringsten.

4.1.2 Ermittlung von $F_{PV,inv}$

PV2RAD ermöglicht die Ableistung von direkter sowie diffuser $F_{PV,inv}$ (Kapitel 3.3). Die Eingabeparameter dafür sind der Median der anlagenspezifischen Parameter, die Leistung der PV-Anlage und das a priori Wissen (direkte und diffuse $F_{met,mess}$, die mit dem SOLYS-2-Tracker ermittelt werden).

$F_{met,mess}$ und $F_{PV,inv}$ am Standort H-BRS wird durch Abbildung 4.3 verdeutlicht. Dabei ist erkennbar, dass die direkte $F_{met,mess}$ für die Kalibrierungstage 30.06.2012, 06.07.2015, 05.05.2016 und 08.05.2016 und für gemessene Strahlungsflussdichten größer als circa 670 $\frac{W}{m^2}$ von der direkten $F_{PV,inv}$ abweicht. Die Ergebnisse der Kalibrierungstage 27.02.2016, 29.02.2012 und 17.03.2016

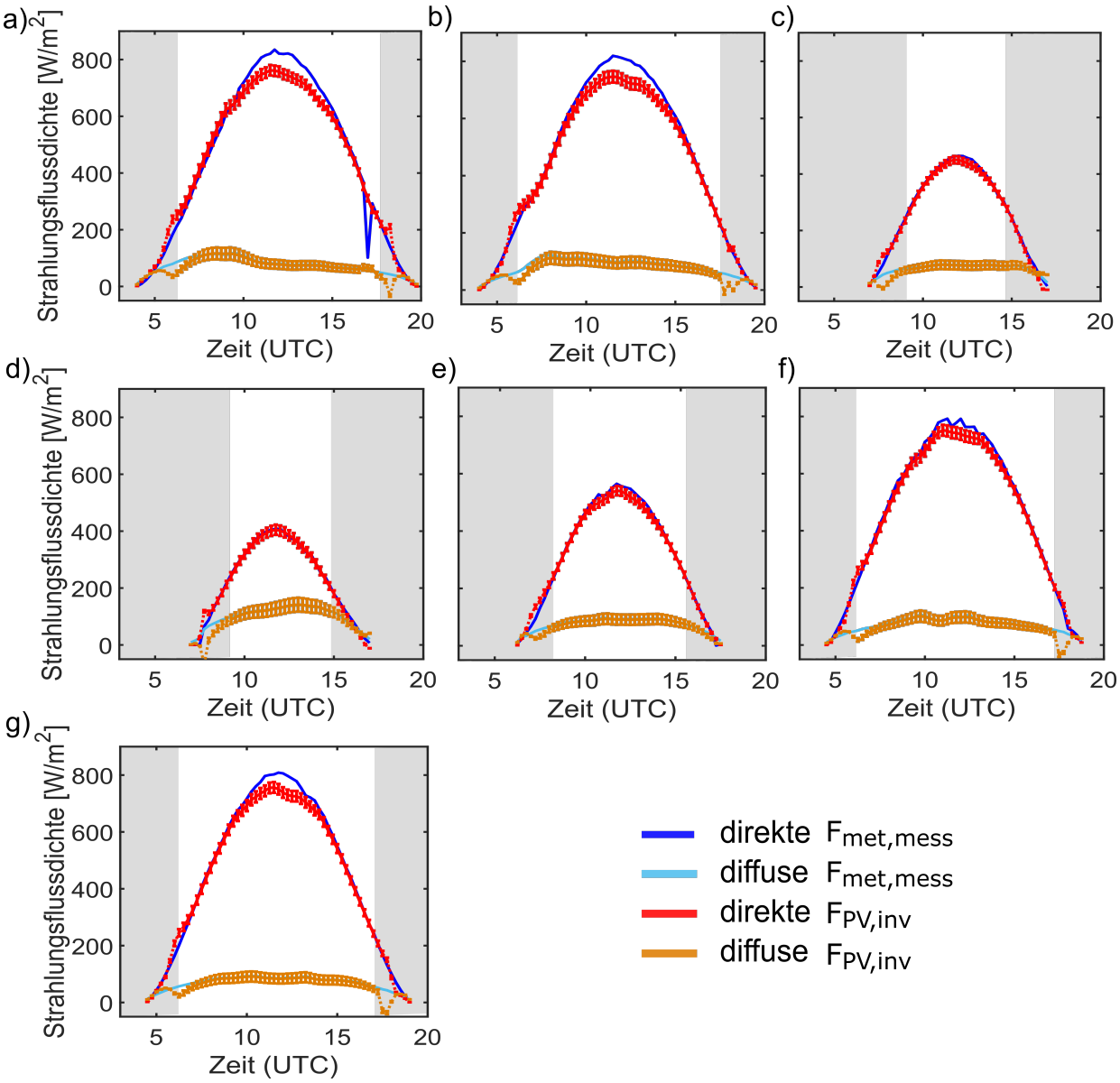


Abbildung 4.3: Direkte (rot) und diffuse (orange) $F_{PV,inv}$ und direkte (blau) und diffuse (hellblau) $F_{met,mess}$ am Standort H-BRS für: a) 30.06.2015, b) 06.07.2015, c) 27.02.2016, d) 29.02.2016, e) 17.03.2016, f) 05.05.2016, g) 08.05.2016. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil am gesamten Tagesgang. Die Unsicherheiten der direkten und diffusen $F_{PV,inv}$ werden durch die Fehlerbalken gekennzeichnet.

stimmen hingegen gut mit $F_{met,mess}$ überein.

Der Informationsgehalt für SZA $< 70°$ des Tagesgangs der direkten $F_{PV,inv}$ ist für alle Kalibrierungstage und Zeitschritte größer als 0.45 und für die Mehrheit aller Zeitschritte größer als 0.9. Für die diffuse $F_{PV,inv}$ ist der Informationsgehalt für die Mehrheit der Zeitschritte hingegen kleiner als 0.2. Für SZA $> 70°$ des Tagesgangs ändert sich das Muster des Informationsgehalts. Der Informationsgehalt der diffusen $F_{PV,inv}$ steigt an und ist für die Mehrheit der Zeitschritte an

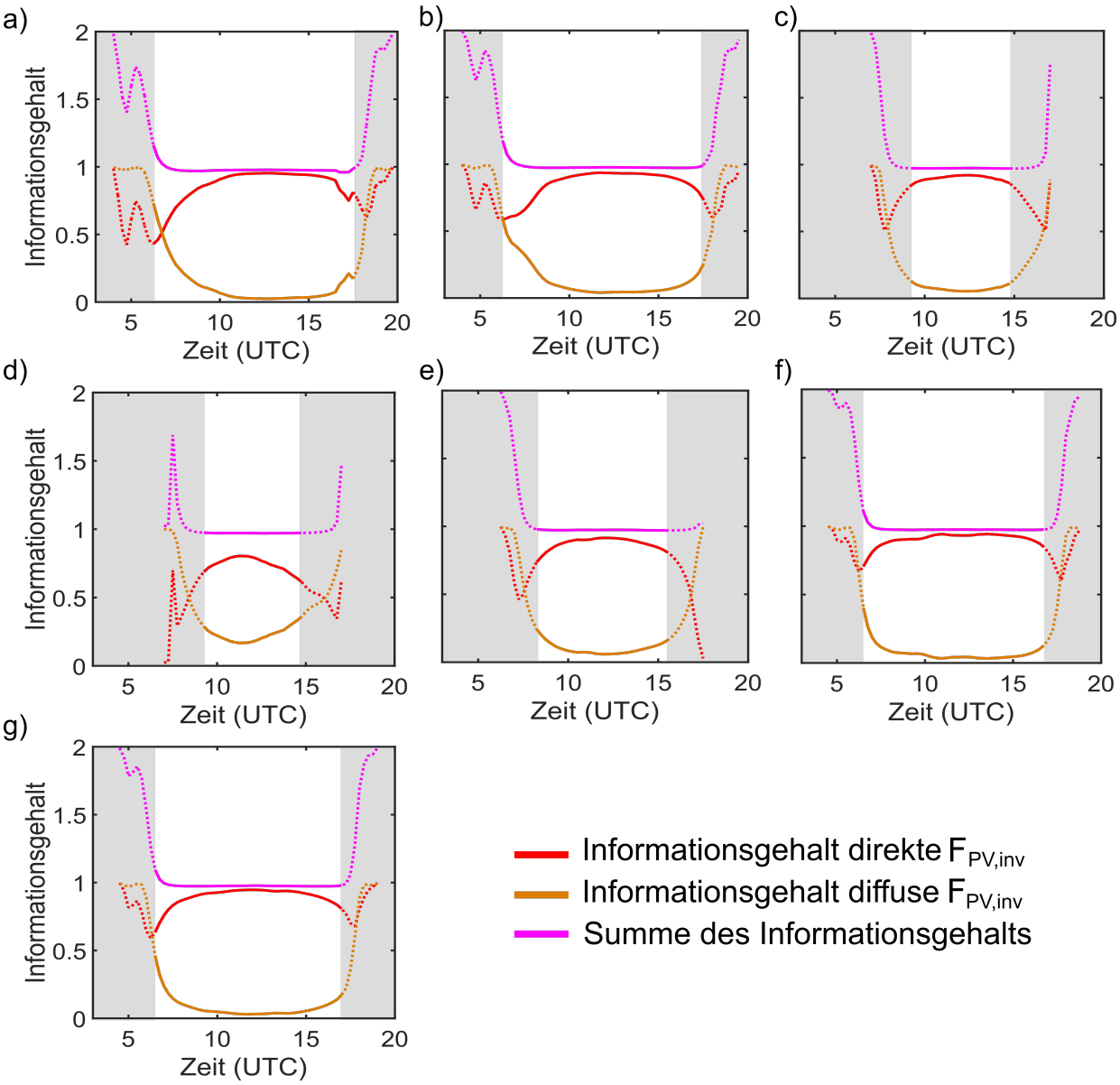


Abbildung 4.4: Informationsgehalt der direkten (rot) und der diffusen (orange) $F_{PV,inv}$ am Standort H-BRS; Summe des Informationsgehalts (magenta) aus direkter und diffuser $F_{PV,inv}$ für: a) 30.06.2015, b) 06.07.2015, c) 27.02.2016, d) 29.02.2016, e) 17.03.2016, f) 05.05.2016, g) 08.05.2016. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil am gesamten Tagesgang

allen Kalibrierungstagen größer als 0.5 (Abbildung 4.4). Dieses Verhalten ist verständlich, wenn bedacht wird, dass die Strahlungsflussdichte für kleine SZA vor allem durch den direkten Anteil und bei großen SZA durch den diffusen Anteil bestimmt wird.

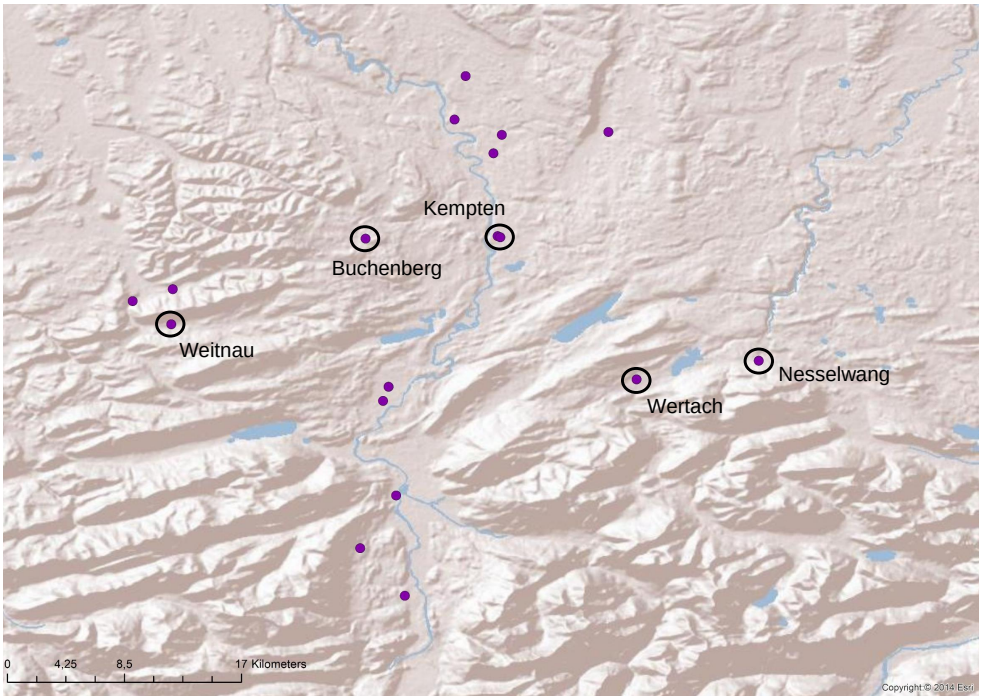


Abbildung 4.5: In dieser Abbildung werden alle für die Anwendung von PV2RAD nutzbaren PV-Anlagen (violett) dargestellt. Da es sich um eine Pilotstudie handelt, werden sechs Testanlagen ausgewählt. Diese sind durch schwarze Umrandung gekennzeichnet.

4.2 Anwendung von PV2RAD auf die Testregion

Im Jahr 2012 gab auf dem Versorgungsgebiet der AN 201 PV-Großanlagen, mit der in Abbildung 3.2 gezeigten Verteilung. Da nicht jede der 201 PV-Anlagen wissenschaftliche Kriterien erfüllt, wird eine Untermenge dieser PV-Anlagen betrachtet. PV-Anlagen mit folgenden Eigenschaften können nicht berücksichtigt werden:

- 147 PV-Anlagen bestehen aus PV-Modulen, die auf unterschiedlich orientierte Hausdächer montiert sind. Die Leistung wird jedoch nicht separat für jede Fläche, sondern für die gesamte PV-Anlage aufgezeichnet. Das Vorwärtsmodell ist nicht darauf ausgelegt, die Ausrichtung von verschieden orientierten Flächen zu ermitteln.
- Für 20 PV-Anlagen gibt es nach Google Maps Recherche unter der angegebenen Adresse keine PV-Anlage.
- Zehn der PV-Anlagen werden regelmäßig verschattet, was im Vorwärtsmodell nicht berücksichtigt werden kann.
- Bei drei PV-Anlagen liegen für das Jahr 2012 keine Leistungsdaten vor.
- Für fünf PV-Anlagen kann mit dem Vorwärtsmodell keine Lösung ermittelt werden.

Da es sich hier um eine Pilotstudie handelt, werden aus den verbleibenden 18 PV-Anlagen sechs

PV-Anlagen, sogenannte Testanlagen, ausgewählt (Abbildung 4.5). Diese sollen folgende Kriterien erfüllen:

- Die Testanlagen liegen auf unterschiedlicher Höhe über dem Meeresspiegel. Eine Untermenge davon befindet sich sowohl im Illertal als auch auf den umliegenden Höhenzügen.
- Mindestens zwei der Testanlagen liegen weniger als 2 km Luftlinie voneinander entfernt.
- Ein möglichst großer Bereich der Testregion soll durch die Testanlagen abdeckt werden.

Für die Bestimmung der anlagenspezifischen Parameter und die anschließende Inversion wird der genaue Standort der PV-Anlagen benötigt. Auf Grund von Datenschutzbestimmungen kann dieser nicht veröffentlicht werden. Die Standorte der PV-Anlagen werden daher ortsscharf angegeben. Für PV-Anlagen in der gleichen Stadt wird der erste Buchstabe des Straßennamens zusätzlich aufgeführt. Außerdem können auf Grund von Datenschutzbestimmungen in dieser Arbeit keine Fotos oder Abbildungen von den Testanlage publiziert werden. Die zeitliche Auflösung ist auch hier 15-minütig.

4.2.1 Modellierung von Strahlungsflussdichten am Standort HP

Für die Anwendung von PV2RAD auf die Testanlagen werden direkte und diffuse Strahlungsflussdichten an klaren Tagen als a priori Wissen benötigt. Diese werden im Folgenden als direkte und diffuse $F_{a\ priori}$ bezeichnet. Ihre Ermittlung wird in Kapitel 3.1.3 erklärt. Für die Berechnung werden die AOD, die Ångström-Exponenten und die Ångström-Trübungskoeffizienten benötigt.

Tabelle 4.2: Median der modellierten AOD bei 501 nm, Ångström-Exponent und Ångström-Trübungs-Koeffizient am Standort HP für 02.03.2012, 26.03.2012, 24.07.2012 und 20.10.2012.

Tag	Median: bei 501 nm	Median: Ångström-Exponent	Median: Ångström-Trübungskoeffizient
02.03.2012	0.042	0.179	0.0375
26.03.2012	0.030	0.178	0.092
24.07.2012	0.412	0.010	0.117
20.10.2012	0.021	1.999	0.005

Pro Zeitschritt werden unter Anwendung des Optimierungsalgorithmus die AOD, die Ångström-Exponenten und die Ångström-Trübungskoeffizienten modelliert. Auf Grundlage des Medians dieser drei Parameter werden die direkte und die diffuse $F_{a\ priori}$ zunächst für den Standort HP (Abbildung 4.6) und dann für die Standorten der Testanlagen berechnet (Tabelle 4.2).

Eine direkte Validierung der modellierten AOD, Ångström-Exponenten und Ångström-Trübungskoeffizienten mit den gemessenen Parametern aus der EBAS-Datenbank ist nicht möglich, da diese für das Jahr 2012 und den Standort HP nicht validiert sind (Norwegian Institute for Air Research (o. J.) und Tørseth et al. (2012)). Daher werden die Ergebnisse den Szenarien „continental clean“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{\mathrm{ae,500\,nm}} = 0.073$ und „continental polluted“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{\mathrm{ae,500\,nm}} = 0.371$ der OPAC-Datenbank zugeordnet (Hess et al. (1998) und Hess et al. (o. J.)). Die ermittelten AOD für 02.03.2012 ($\tau_{\mathrm{ae,501\,nm}} = 0.042$), 26.03.3012 ($\tau_{\mathrm{ae,501\,nm}} = 0.0303$) und 20.10.2012 ($\tau_{\mathrm{ae,501\,nm}} = 0.0201$) sind kleiner als der Durchschnittswert für die AOD $\tau_{\mathrm{ae,500\,nm}} = 0.073$, was auf eine klare Atmosphäre schließen lässt. Die AOD des 24.07.2012 ist mit $\tau_{\mathrm{ae,501\,nm}} = 0.412$ am größten und wird daher dem Szenario „continental polluted“ zugeordnet.

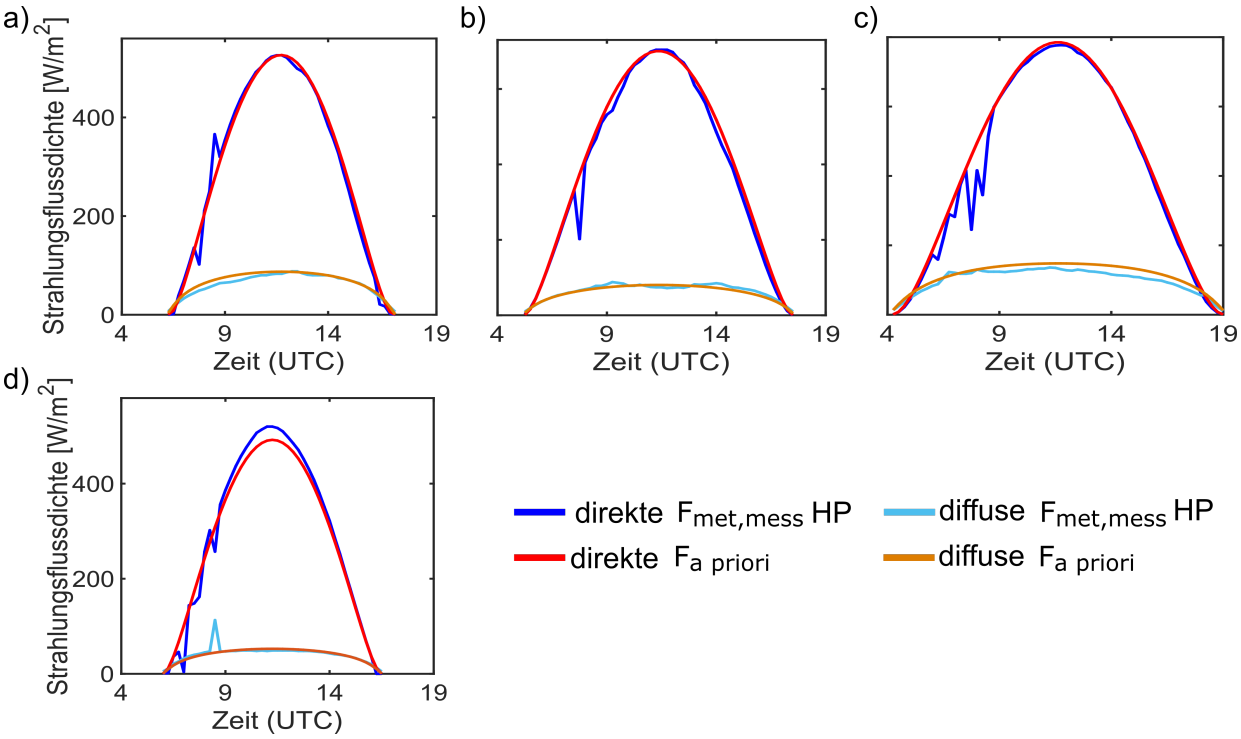


Abbildung 4.6: $F_{\mathrm{met,mess}}$ und $F_{\mathrm{a\ priori}}$ am Standort HP für: a) 02.03.2012, b) 26.03.2012, c) 24.07.2012 und d) 20.10.2012. Die direkten und diffusen $F_{\mathrm{a\ priori}}$ werden auf Basis des ermittelten Medians der AOD, des Ångström-Exponents und des Ångström-Trübungskoeffizients aus Tabelle 4.2 berechnet.

4.2.2 Ableitung der anlagenspezifischen Parameter der Testanlagen

Die anlagenspezifischen Parameter werden für die Testanlagen an drei Kalibrierungstagen (26.03.2012, 24.07.2012 und 20.10.2012) bestimmt. Die Kalibrierungstage sind so gewählt, dass sie unterschiedliche Jahreszeiten abdecken. Somit können mögliche saisonale Einflüsse, wie zum Beispiel Verschmutzung durch Pollenflug im Frühling, sichtbar gemacht werden. Klare Wintertage können nicht berücksichtigt werden, da an diesen Tagen die Testanlagen wenig (kleiner 10 W) oder keine Leistung erzeugten. Es ist zu vermuten, dass die Testanlagen teilweise oder komplett mit Schnee bedeckt waren (persönliche Kommunikation mit Herrn Pienitz, AN). Zusätzliche zu den vier anlagenspezifischen Parametern wird die Gesamteffizienz pro Kalibierungstag und Testanlage bestimmt. Da die PV-Module der Testanlagen mit einem Wechselrichter verbunden sind, entspricht die Gesamteffizienz nicht dem Modulwirkungsgrad $\eta_{\text{a priori}}$ sondern beinhaltet zudem Verluste durch den Wechselrichter (Kapitel C).

PV-Anlage in Buchenberg (BU)

Die PV-Anlage in BU liegt südwestlich von Kempten auf circa 900 Meter über dem Meeresspiegel und ist auf ein Scheunendach aufliegend montiert. Nach Angaben der AN hat diese Testanlage einen Azimutwinkel von $151° \pm 5°$ und einen Elevationswinkel von $22° \pm 5°$. Die Fläche der Testanlage beträgt 231 m^2.

Der Median des modellierten Azimutwinkels von $151° \pm 2°$ und des modellierten Elevationswinkels von 27° -4.5°/+4° liegen im Bereich der Messunsicherheit des a priori Wissens von $151° \pm 5°$ beziehungsweise $22° \pm 5°$ (Tabelle 4.3). Die Einzelwerte des modellierten Elevationswinkels (26.03.2012: $\alpha = 27°$, 24.07.2012: $\alpha = 35°$, 20.10.2012: $\alpha = 18°$) und die des Skalierungsfaktors (26.03.2012: $s = 168\,m^2$, 24.07.2012: $s = 157\,m^2$, 20.10.2012: $s = 202\,m^2$) streuen. Der GB ist mit 1.5 für alle Kalibrierungstage identisch. Die Gesamteffizienzen liegen zwischen 9.3% bis 13.9%, wobei für den 20.10.2012 die Gesamteffizienz am größten ist mit 13.9% und die für den 24.07.2012 mit 9.3% am niedrigsten.

Der Vergleich von P_{mess} und P_{mod} zeigt für den 26.03.2012 und den 24.07.2012 im Zeitraum von circa 8:00 bis 13:00 UTC Differenzen von maximal 34% (Abbildung 4.7). Die durchschnittliche Differenz für diesen Zeitraum beträgt jedoch 5.5%.

PV-Anlage in Kempten, H. Straße (KH)

Diese PV-Anlage befindet sich im Industriegebiet von Kempten circa 690 Meter über dem Meeresspiegel und ist auf einem Flachdach aufgeständert montiert. Nach Angaben der AN existiert kein a priori Wissen bezüglich des Azimutwinkels oder des Elevationswinkels. Daher erfolgt eine grobe Schätzung über Google Maps und eine Vor-Ort-Begehung. Demnach liegt der Azimutwinkel zwischen 155° bis 175°. Der Elevationswinkel kann nicht mit den zur Verfügung stehenden Mitteln abgeschätzt werden. Die PV-Anlage hat eine Fläche von 925 m^2.

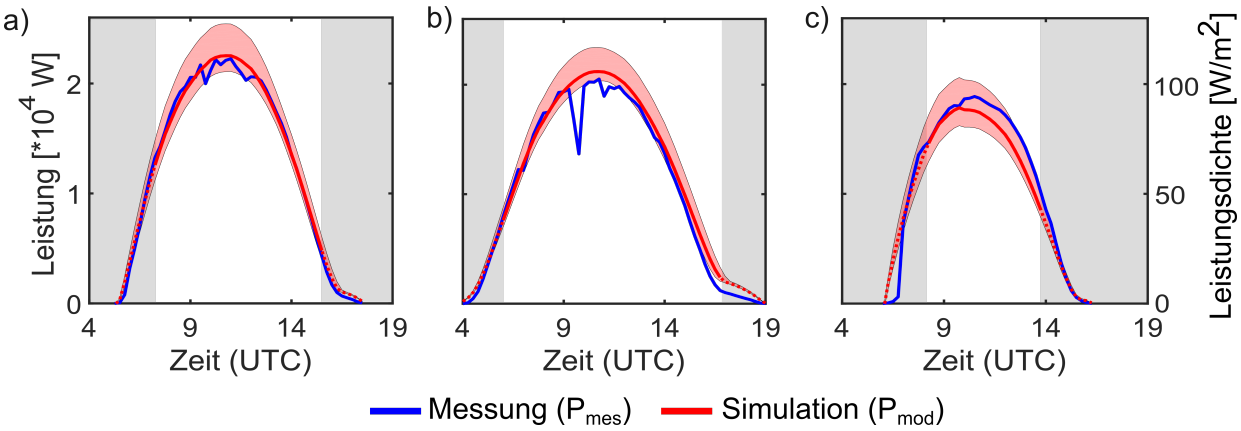


Abbildung 4.7: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort Buchenberg für den a) 26.03.2012, b) 24.07.2012 und c) 20.10.2012. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 151°$; $\alpha = 27°$; $s = 169\,m^2$; $n = 1.5$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit der P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 149°$; $\alpha = 12.5°$; $s = 162.5\,m^2$; $n = 1.5$) und das 75%-Quantil ($\beta = 153°$; $\alpha = 31°$; $s = 185\,m^2$; $n = 1.5$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in $[\frac{W}{m^2}]$ an.

Die Ergebnisse des Azimutwinkels streuen zwischen 169° bis 182°, wobei die ermittelten Ergebnisse des 26.03.2012 und des 24.07.2012 mit 169° identisch sind (Tabelle 4.3). Der Azimutwinkel des 20.10.2012 mit 182° weicht im Bezug zum 26.03.2012 und 24.07.2012 um 13° ab. Bei den Skalierungsfaktoren ist ein ähnliches Muster erkennbar, dabei liegen die Skalierungsfaktoren des 26.03.2012 ($s = 796\,m^2$) und des 24.07.2012 ($s = 830\,m^2$) deutlich näher beieinander im Vergleich zu dem des 20.10.2012 ($s = 679\,m^2$). Bei dem Elevationswinkel ist die Differenz zwischen dem 26.03.2012 ($\alpha = 45°$) und dem 20.10.2012 ($\alpha = 31°$) mit 14° am größten. Die Differenz zwischen den Ergebnissen des 26.03.2012 ($\alpha = 45°$) und des 24.07.2012 ($\alpha = 35°$) beziehungsweise 24.07.2012 ($\alpha = 35°$) und 20.10.2012 ($\alpha = 31°$) sind geringer und betragen 10° und 4°. Die Einzelergebnisse der Gesamteffizienzen streuen, dabei wird für den 20.10.2012 ($\eta_{total} = 18.9\%$) die höchste Gesamteffizienz und für den 24.07.2012 ($\eta_{total} = 10.9\%$) niedrigste Gesamteffizienz ermittelt. Der GB ist mit 1.1 für alle Kalibrierungstage identisch.

Eine gute Übereinstimmung zeigt der Vergleich von P_{mess} und P_{mod} am 26.03.2012 mit einer durchschnittlichen Differenz von 2.5% und am 24.07.2012 mit einer durchschnittlichen Differenz von 4.8% (Abbildung 4.8). Für den 20.10.2012 weicht der validierte Anteil der P_{mess} im Vergleich zur P_{mod} um durchschnittlich 16% ab.

PV-Anlage in Kempten, P. Straße (KP)

Diese PV-Anlage liegt im Industriegebiet von Kempten auf circa 700 Meter über dem Meeresspiegel. Wie für die PV-Anlage KH gibt es auch für diese PV-Anlage kein a priori Wissen, daher wird dieses mit Google Maps und durch eine Vor-Ort-Begehung zwischen 160° bis 178° geschätzt.

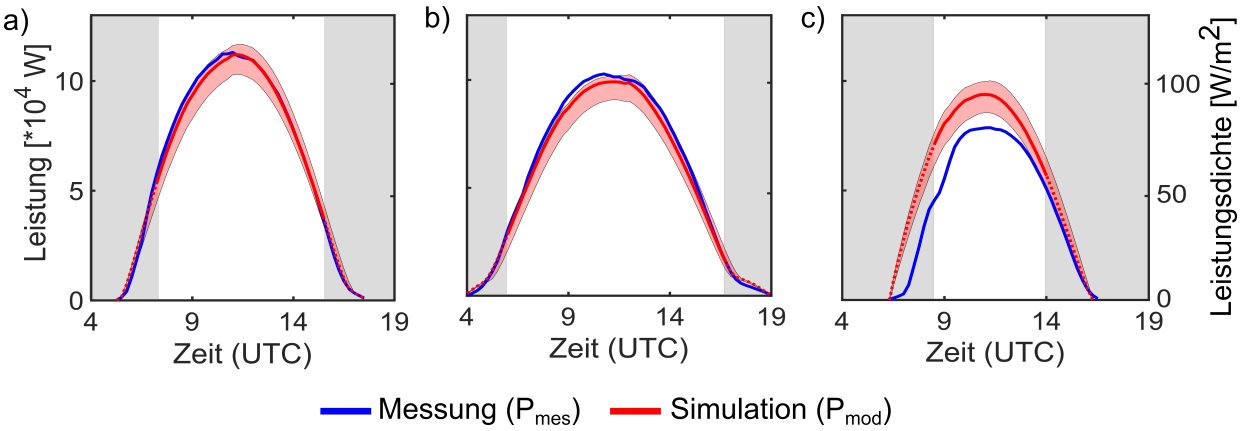


Abbildung 4.8: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort Kempten H. Straße für a) 26.03.2012, b) 24.07.2012 und c) 20.10.2012. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 169°$; $\alpha = 35°$; $s = 797\,m^2$; $n = 1.1$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit der P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 169°$; $\alpha = 33°$; $s = 738\,\mathrm{m}^2$; $n = 1.1$) und das 75%-Quantil ($\beta = 175.5°$; $\alpha = 40°$; $s = 815\,\mathrm{m}^2$; $n = 1.1$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in $[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}]$ an.

Diese PV-Anlage ist aufgeständert auf ein Flachdach montiert und hat eine Fläche von $505\,\mathrm{m}^2$.

Die modellierten Elevationswinkel liegen bei 36° für den 26.03.2012, bei 25° für den 24.07.2012 und bei 45° für den 20.10.2012, was eine starke Streuung der Einzelwerte bedeutet. Vor allem die Differenz zwischen dem Elevationswinkel des 24.07.2012 ($\alpha = 25°$) und des 20.10.2012 ($\alpha = 45°$) ist mit 20° hoch (Tabelle 4.3). Die Ergebnisse des Azimutwinkels streuen zwischen 169° und 176°, jedoch liegen sie im Vergleich zum Elevationswinkel mit einer Maximaldifferenz von 7° zwischen 24.07.2012 ($\beta = 169°$) und 20.10.2012 ($\beta = 176°$) deutlich näher beieinander. Die Einzelwerte der Gesamteffizienz streunen und liegen für den 26.03.2012 bei 12.3%, für den 24.07.2012 bei 8.7% und für den 20.10.2012 bei 15.5%. Hierbei ist η_{total} am 24.07.2012 mit 8.7% am geringsten und am 20.20.2012 mit 15.5% am größten.

Trotz den Differenzen zwischen den modellierten Elevationswinkeln liegt P_{mess} mehrheitlich im Bereich der Unsicherheit der P_{mod} (Abbildung 4.9). Der größte Unterschied zwischen P_{mess} sowie P_{mod} wird am 24.07.2012 mit durchschnittlich 9.5% erreicht.

PV-Anlage in Nesselwang (NE)

NE liegt südöstlich von Kempten. Die dortige PV-Anlage liegt circa 900 Meter über dem Meeresspiegel, hat eine Fläche von $380\,\mathrm{m}^2$ und hat als a priori Wissen einen Azimutwinkel von $228° \pm 5°$ und eine Elevationswinkel von $10° \pm 5°$. Die PV-Anlage liegt auf einem Hausdach.

Die ermittelten Elevationswinkel (26.03.2012: $\alpha = 11°$, 24.07.2012: $\alpha = 13°$, 20.10.2012: $\alpha = 12°$)

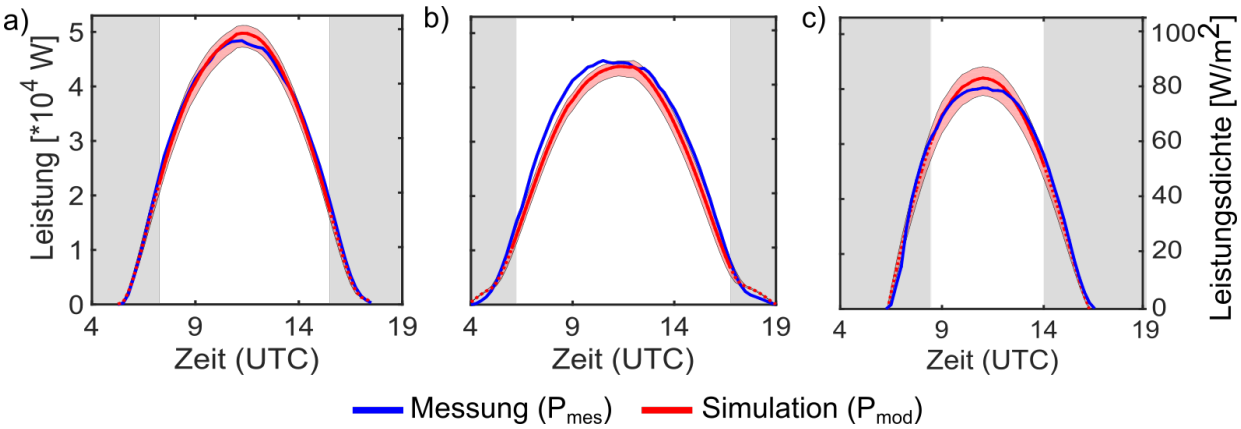


Abbildung 4.9: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort Kempten, P. Straße für a) 26.03.2012, b) 24.07.2012 und c) 20.10.2012. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 173°$; $\alpha = 35°$; $s = 354\,m^2$; $n = 1.4$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit der P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 172°$; $\alpha = 30.5°$; $s = 344\,m^2$; $n = 1.3$) und 75%-Quantil ($\beta = 174.5°$; $\alpha = 40.5°$; $s = 359.5\,m^2$; $n = 1.45$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in [$\frac{W}{m^2}$] an.

und der daraus resultierende Median von $12° \pm 0{,}5°$ liegen im Bereich der Unsicherheit des a priori Wissens von $10° \pm 5°$ (Tabelle 4.4). Die modellierten Azimutwinkels des 26.03.2012 ($\beta = 232°$) und des 20.10.2012 ($\beta = 229°$) liegen ebenso wie der Median ($\beta = 229°$ -5°/+1.5°) im Bereich der Unsicherheit des a priori Wissens ($\beta = 228° \pm 5°$). Der Azimutwinkel des 24.07.2012 beträgt 219° und weicht um -10° vom Median ab. Die GB liegen zwischen 1.5 und 1.6, folglich ist die Differenz von 0.1 zwischen den Einzelwerten gering. Der Median der Gesamteffizienz ist 11%-0.7%. Die größte Differenz zum Median hat die Gesamteffizienz, die am 24.07.2012 ($\eta_{total} = 9.6\%$) ermittelt wird mit 1.6%.

Der Vergleich zeigt, dass der validierte Anteil der P_{mess} des 20.10.2012 in Bezug zur P_{mod} um durchschnittlich 8% überschätzt wird. Im Gegensatz dazu wird P_{mess} des 26.03.2012 im Vergleich zur P_{mod} um durchschnittlich 2% und die des 24.07.2012 um durchschnittlich 5% unterschätzt (Abbildung 4.10).

PV-Anlage in Weitnau (WE)

WE liegt südwestlich von Kempten. Die dortige PV-Anlage befindet sich circa 800 Meter über dem Meeresspiegel und hat eine Fläche von $778\,m^2$. Da für diese PV-Anlage kein a priori Wissen existiert, wird auch für diese Testanlage mit Google Maps der ungefähre Azimutwinkel von 150° bis 170° bestimmt. Eine Vor-Ort-Begehung hat ergeben, dass diese Testanlage aufgeständert auf ein Flachdach montiert ist, das circa 15° nach Osten geneigt ist.

Die Einzelergebnisse der Elevationswinkel und des Skalierungsfaktors streuen und liegen für den

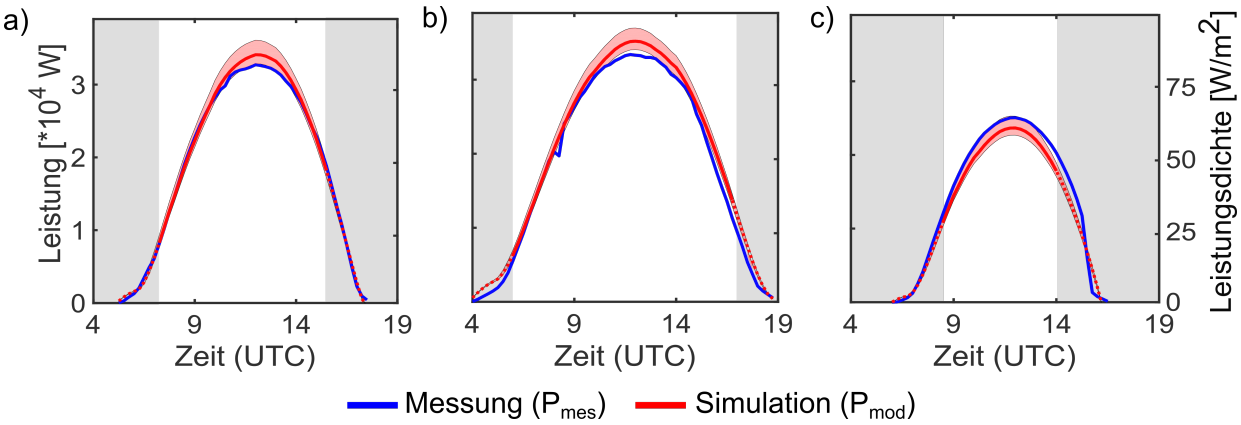


Abbildung 4.10: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort Nesselwang für a) 26.03.2012, b) 24.07.2012 und c) 20.10.2012. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 229°$; $\alpha = 12°$; $s = 294\,m^2$; $n = 1.5$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit der P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 224°$; $\alpha = 11.5°$; $s = 285.5\,m^2$; $n = 1.5$) und das 75%-Quantil ($\beta = 230.5°$; $\alpha = 12.5°$; $s = 307\,m^2$; $n = 1.55$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in $[\frac{W}{m^2}]$ an.

26.03.2012 bei 41° (α) und 544 m^2 (s), für den 24.07.2012 bei 23° (α) und 615 m^2 (s) und für den 20.10.2012 bei 45° (α) und 495 m^2 (s) (Tabelle 4.4). Dabei ist die größte Differenz die zwischen dem Skalierungsfaktor des 24.07.2012 ($s = 615\,m^2$) und des 20.10.2012 ($s = 495\,m^2$). Ebenso verhält es sich mit dem Elevationswinkel. Auch hier ist die größte Differenz die von 22° zwischen dem Elevationswinkel des 24.07.2012 ($\alpha = 23°$) und der des 20.10.2012 ($\alpha = 45°$). Das gleiche Abweichungsmuster ist auch bei der Gesamteffizienz erkennbar. Dabei ist die größte Differenz von 6.8% die zwischen der Gesamteffizienz des 24.07.2012 ($\eta_{total} = 8.6\%$) und des 20.10.2012 ($\eta_{total} = 15.4\%$).

Die P_{mess} des 24.07.2012 wird im Vergleich zur P_{mod} um durchschnittlich 22.5% überschätzt (Abbildung 4.11). Im Gegensatz dazu wird der validierte Anteil der P_{mess} des 20.10.2012 im Bezug zur modellierten unterschätzt. Die Differenz beträgt durchschnittlich 13%. Für den 26.03.2012 stimmen P_{mess} und P_{mod} gut über ein. Die P_{mess} befindet sich für jeden Zeitpunkt des Tagesgangs im Bereich der Unsicherheit der P_{mod}.

PV-Anlage in Wertach (WN)

Die PV-Anlage in WE liegt südöstlich von Kempten, circa 900 Meter über dem Meeresspiegel und ist auf ein Hausdach aufliegend montiert. Sie hat nach Angaben der AN einen Azimutwinkel von 188° ± 5° und eine Elevation von 13° ± 5°. Die Fläche dieser PV-Anlage ist 452 m^2.

Im Vergleich zu dem a priori Wissen ($\beta = 188° \pm 5°$) liegt der Median des modellierten Aziumts mit 194° ±1° außerhalb der Unsicherheit. Die Einzelwerte der modellierten Elevationswinkeln

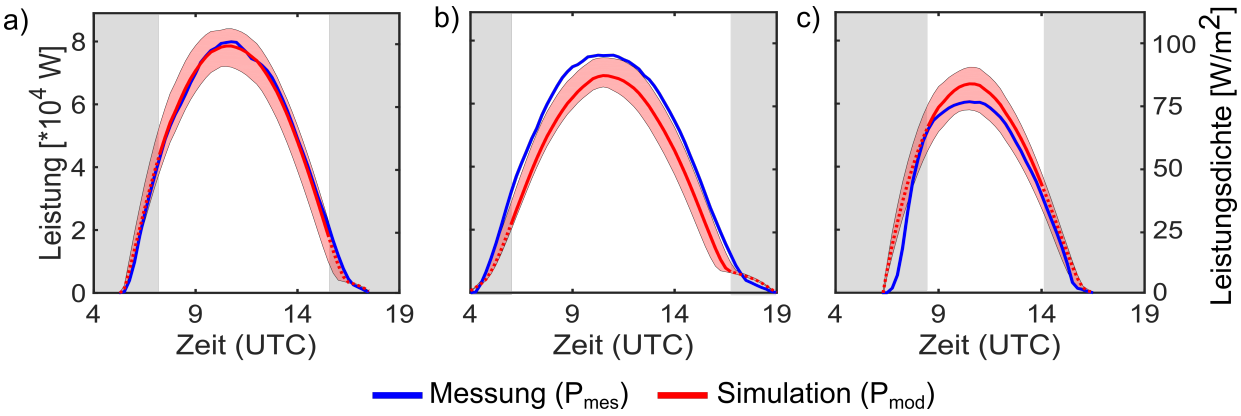


Abbildung 4.11: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort Weitnau für a) 26.03.2012, b) 24.07.2012 und c) 20.10.2012. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 160°$; $\alpha = 41°$; $s = 544\,m^2$; $n = 1.2$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit der P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 155°$; $\alpha = 32°$; $s = 519.5\,m^2$; $n = 1.15$) und das 75%-Quantil ($\beta = 161.5°$; $\alpha = 43°$; $s = 579.5\,m^2$; $n = 1.25$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in $[\frac{W}{m^2}]$ an.

und der Median von 16° -0.5°/+1° befinden sich im Bereich der Unsicherheit des a priori Wissens von 13° ± 5°. Der GB ist für alle Kalibrierungstage mit 1.5 identisch (Tabelle 4.4). Die Einzelergebnisse des modellierten Azimutwinkels, des Elevationswinkels, des Skalierungsfaktors und der Gesamteffizienz streuen gering und liegen für den 26.03.2012 bei 196° (β), 16° (α), 322 m^2 (s) und 11.3% (η_{total}) , für den 24.07.2012 bei 194° (β), 14° (α), 321 m^2 (s) und 9.2% (η_{total}) und für den 20.10.2012 bei 192° (β), 18° (α), 337 m^2 (s) und und 12.9% (η_{total}).

Die P_{mess} des 26.03.2012 und des 24.07.2012 weichen für den validierten Anteil im Vergleich zur P_{mod} im Durchschnitt um weniger als 5% ab (Abbildung 4.12). Für den 20.10.2012 ist die Differenz zwischen P_{mess} sowie P_{mod} des validierten Anteils größer und beträgt durchschnittlich 9%.

4.2.3 $F_{PV,inv}$ aus Leistungsdaten der Testanlagen

Der Median der ermittelten anlagenspezifischen Parameter bildet die Basis, um direkte und diffuse Strahlungsflussdichten aus PV-Leistungsdaten ableiten zu können. Zur Durchführung dieses Schritts wird ein klarer Tag (02.03.2012) gewählt, der nicht zu den Kalibrierungstagen zählt.

Um die lineare Inversion anwenden zu können, wird zusätzlich zu den anlagenspezifischen Parametern und den PV-Leistungsdaten a priori Wissen in Form von direkter und diffuser

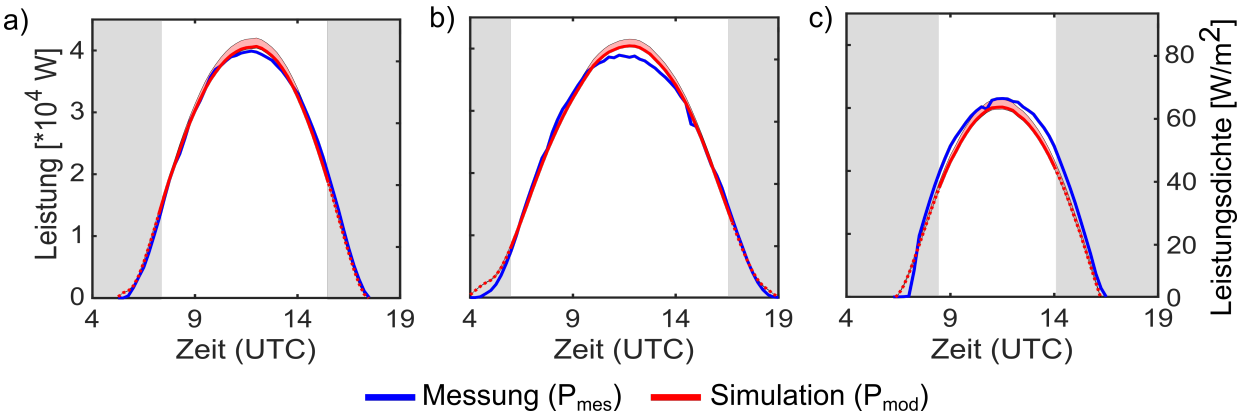


Abbildung 4.12: P_{mod} (rot) und P_{mess} (blau) am Standort Wertach für den a) 26.03.2012, b) 24.07.2012 und c) 20.10.2012. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil des gesamten Tagesgangs. Die linke y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} in [W] an. P_{mod} wird auf Basis des Medians der anlagenspezifischen Parameter ($\beta = 194°$; $\alpha = 16°$; $s = 322\,m^2$; $n = 1.5$) und des Vorwärtsmodells bestimmt. Die rote Schattierung visualisiert die Unsicherheit der P_{mod}. Diese wird über das 25%-Quantil ($\beta = 193°$; $\alpha = 15.5°$; $s = 321.5\,m^2$; $n = 1.5$) und das 75%-Quantil ($\beta = 195°$; $\alpha = 17°$; $s = 329.5\,m^2$; $n = 1.5$) berechnet. Die rechte y-Achse gibt P_{mod} und P_{mess} als Leistungsdichte in $[\frac{W}{m^2}]$ an.

$F_{a\ priori}$ benötigt. Die Ermittlung von diesen wird in Kapitel 3.1.3 und 4.2.1 beschrieben. Zusätzlich zur direkten sowie diffusen $F_{PV,inv}$ wird auch der Informationsgehalt des Ergebnisses berechnet (Kapitel 2.4) (Rodgers (2000)). Die zeitliche Auflösung der direkten sowie der diffusen $F_{PV,inv}$ und des dazugehörigen Informationsgehalts ist 15-minütig.

Direkte und diffuse $F_{PV,inv}$ entsprechen im Rahmen ihrer Unsicherheit für die Mehrheit der Zeitschritte der direkten und der diffusen $F_{a\ priori}$ (Abbildung 4.13). Starke Unterschiede zwischen der direkten $F_{a\ priori}$ und der direkten $F_{PV,inv}$ treten nur bei der PV-Anlage in BU auf. Dabei wird ab circa 08:00 UTC die direkte $F_{a\ priori}$ im Vergleich zur direkten $F_{PV,inv}$ bis zum Sonnenhöchststand um durchschnittlich 15% überschätzt und in der zweiten Tageshälfte bis zu einem Sonnenzenitwinkel von 70° um durchschnittlich 16% unterschätzt. Für die PV-Anlagen an den Standorten KH, KP, NE und WE wird im Verlauf des Tagesgangs mehr direkte Strahlungsflussdichte gemessen als modelliert. Die Differenzen betragen dabei maximal 13%. Die direkten $F_{a\ priori}$ am Standort WR haben im Vergleich zu den direkten $F_{PV,inv}$ der fünf weiteren Testanlagen die besten Übereinstimmungen zwischen direkter $F_{a\ priori}$ und direkter $F_{PV,inv}$. Die durchschnittliche Differenz am Standort WR beträgt für SZA $< 70°$ 2%.

Abbildung 4.14 gibt den Informationsgehalt der direkten und der diffusen $F_{PV,inv}$ an.
Für SZA $< 70°$ des Tagesgangs, für alle Standorte und die Mehrheit der Zeitschritte ist der Informationsgehalt der direkten $F_{PV,inv}$ größer als 0.9 und der diffusen $F_{PV,inv}$ kleiner als 0.15. Dieses Muster bedeutet, dass mit PV2RAD für SZA $< 70°$ die direkte $F_{PV,inv}$ unabhängig und die diffuse $F_{PV,inv}$ stark abhängig vom a priori Wissen bestimmt werden kann. Der Informationsgehalts

Tabelle 4.3: Ergebnisse des Vorwärtsmodells für die Standorte BU, KH und KP: ermittelte anlagenspezifische Parameter pro Kalibrierungstag

Standort	Tag	β [°]	α [°]	s [m^2]	η_{total}[%]	n
	A priori Wissen	151° ± 5°	22° ± 5°			
BU	26.03.2012	147	27	168	12	1.5
BU	24.07.2012	151	35	157	9.3	1.5
BU	20.10.2012	155	18	202	13.9	1.5
BU	Median	151	27	169	12	1.5
BU	25%-Quantil	149	22.5	162.5	11.3	1.5
BU	75%-Quantil	153	31	185	13	1.5
	A priori Wissen					
KH	26.03.2012	169	45	797	15.2	1.1
KH	24.07.2012	169	35	830	10.9	1.1
KH	20.10.2012	182	31	679	18.9	1.1
KH	Median	169	35	797	15.2	1.1
KH	25%-Quantil	169	33	738	13	1.1
KH	75%-Quantil	175.5	40	815	17	1.1
	A priori Wissen					
KP	26.03.2012	173	36	354	12.3	1.2
KP	24.07.2012	169	25	365	8.7	1.4
KP	20.10.2012	176	45	334	15.5	1.5
KP	Median	173	36	354	12.3	1.4
KP	25%-Quantil	171	30.5	344	11.4	1.3
KP	75%-Quantil	174.5	40.5	359.5	13.9	1.45

ändert sich für SZA $> 70°$ des Tagesgangs. Dabei steigt der Informationsgehalt der diffusen $F_{PV,inv}$ für alle Standorte an. Folglich kann für SZA $> 70°$ die diffuse $F_{PV,inv}$ unabhängig vom a priori Wissen bestimmt werden.

Tabelle 4.4: Ergebnisse des Vorwärtsmodells für die Standorte NE, WE und WR: ermittelte anlagenspezifische Parameter pro Kalibrierungstag

Standort	Tag	β [°]	α [°]	s [m^2]	η_{total}[%]	n
	A priori Wissen	228° ± 5°	10° ± 5°			
NE	26.03.2012	232	11	294	11	1.5
NE	24.07.2012	219	13	277	9.6	1.6
NE	20.10.2012	229	12	320	11.1	1.5
NE	Median	229	12	294	11	1.5
NE	25%-Quantil	224	11.5	285.5	10.3	1.5
NE	75%-Quantil	230.5	12.5	307	11	1.55
	A priori Wissen					
WE	26.03.2012	163	41	544	12.5	1.2
WE	24.07.2012	150	23	615	8.6	1.1
WE	20.10.2012	160	45	495	15.4	1.3
WE	Median	160	41	544	12.5	1.2
WE	25%-Quantil	155	32	519.5	10.5	1.15
WE	75%-Quantil	161.5	43	579.5	14	1.25
	A priori Wissen	188° ± 5°	13° ± 5°			
WR	26.03.2012	196	16	322	11.3	1.5
WR	24.07.2012	194	14	321	9.2	1.5
WR	20.10.2012	192	18	337	12.9	1.5
WR	Median	194	16	322	11.3	1.5
WR	25%-Quantil	193	15.5	321.5	10.3	1.5
WR	75%-Quantil	195	17	329.5	11.7	1.5

4.2.4 Die PV-Anlage als Bodenmessstation – Ableitung der AOD aus der direkten Strahlungsflussdichte

Die Anwendung von PV2RAD ermöglicht die Berechnung von direkter und diffuser $F_{PV,inv}$ aus PV-Leistungsdaten. Die PV-Anlage übernimmt damit die Funktion einer Bodenmessstation und die direkte und die diffuse $F_{PV,inv}$ lassen sich wie Messdaten benutzen. Aus den $F_{PV,inv}$ können atmosphärische Parameter abgeleitet werden. In dieser Arbeit wird als Anwendungsbeispiels die

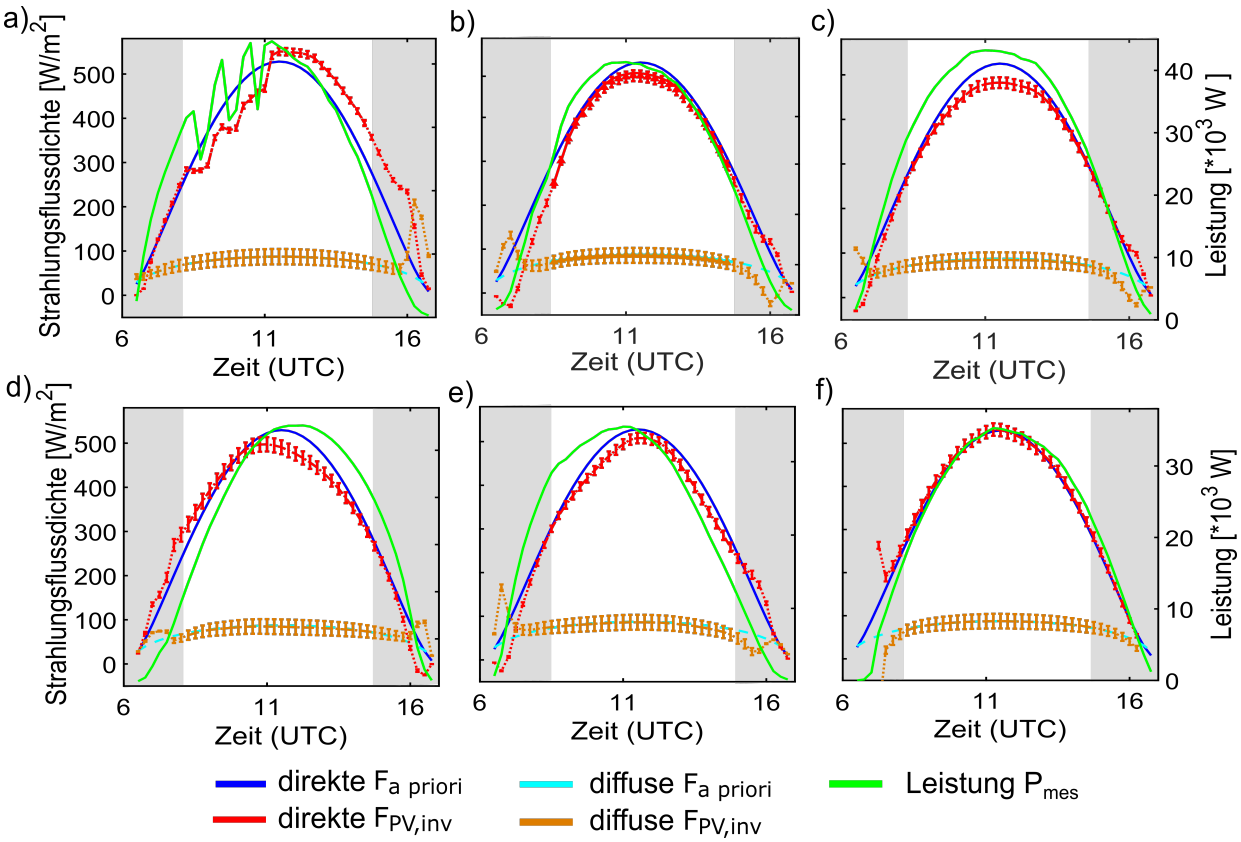


Abbildung 4.13: Direkte (rot) und diffuse $F_{PV,inv}$ (orange) und direkte (blau) und diffuse (hellblau) $F_{a\ priori}$ sowie P_{mess} (grün) am 02.03.2012 für die Standorte a) BU, b) KH, c) KP, d) NE, e) WE, f) WR. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil am gesamten Tagesgang. Die Unsicherheiten der $F_{PV,inv}$ werden durch die Fehlerbalken gekennzeichnet.

AOD bestimmt, wobei als Basis rein die direkte $F_{PV,inv}$ genutzt wird, da für SZA $< 70°$ des Tagesgangs nur diese völlig unabhängig vom a priori Wissen bestimmt werden kann (Abbildung 4.14 und Kapitel 4.2.3) (Holben et al. (1998)).

Die Ableitung der AOD erfolgt unter Anwendung des Newton-Verfahrens (u.a. Königsberger (1997) und Bronstein et al. (2012)) und des Strahlungstransportmodells libRadtran (Mayer und Kylling (2005)). Das Newton-Verfahren liefert hier eine konvergente Lösung, da die direkte $F_{PV,inv}$ in Abhängigkeit der AOD eine stetig-differenzierbare und konvexe Funktion ist. Bei der Anwendung dieses Verfahrens kann über die Steigung der Funktion, die den Zusammenhang zwischen der mit libRadtran modellierten direkten Strahlungsflussdichte und der AOD beschreibt, und der direkten $F_{PV,inv}$, die AOD angepasst werden. Da der Algorithmus in dieser Arbeit nur die Ableitung eines atmosphärischen Parameters ermöglicht, werden für den Ångström-Exponent und den Ångström-Trübungskoeffizient fixe Werte aus der OPAC-Datenbank, Szenario „continental clean“ angenommen (Hess et al. (1998) und Hess et al. (o. J.)).

Über das Newton-Verfahren kann nur dann eine Lösung ermittelt werden, wenn die AOD größer

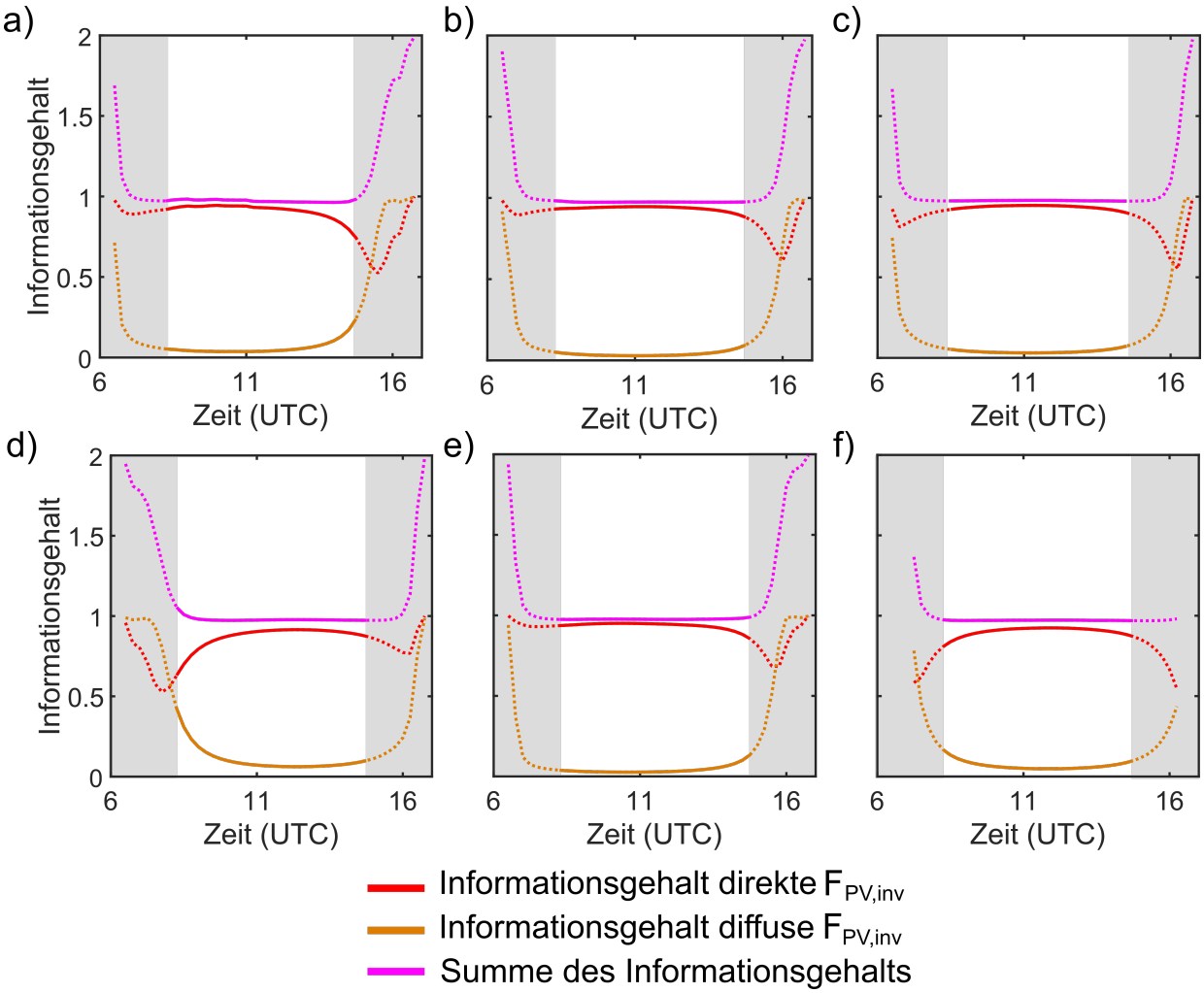


Abbildung 4.14: Informationsgehalt der direkten (rot) und der diffusen (orange) $F_{PV,inv}$ und der Summe des Informationsgehalt (magenta) der direkten und der diffusen $F_{PV,inv}$ am 02.03.2012 für die Standorte:a) BU, b) KH, c) KP, d) NE, e) WE, f) WR. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil am gesamten Tagesgang

0 ist. Sollte für einen Zeitschritt keine Lösung ermittelt werden, kann das folgende Gründe haben:

- Die direkte $F_{PV,inv}$ wird kleiner 0. Dies ist physikalisch inkorrekt und ist auf Defizite des Vorwärtsmodells zurückzuführen (Abbildung 4.13).
- Die direkte $F_{PV,inv}$ ist inkorrekt. Dies lässt auf eine inkorrekt gemessene Leistung der PV-Anlage schließen. Am Standort BU ist dies wahrscheinlich der Fall (Abbildung 4.13 Bild a)).

Abbildung 4.15 bildet die AOD an den Standorten der Testanlagen ab. Nachweislich hat die AOD starken Einfluss auf die Leistung von PV-Anlagen (Neher et al. (2017)). Durch Anwendung von PV2RAD kann dies nun standortgenau bestimmt werden.

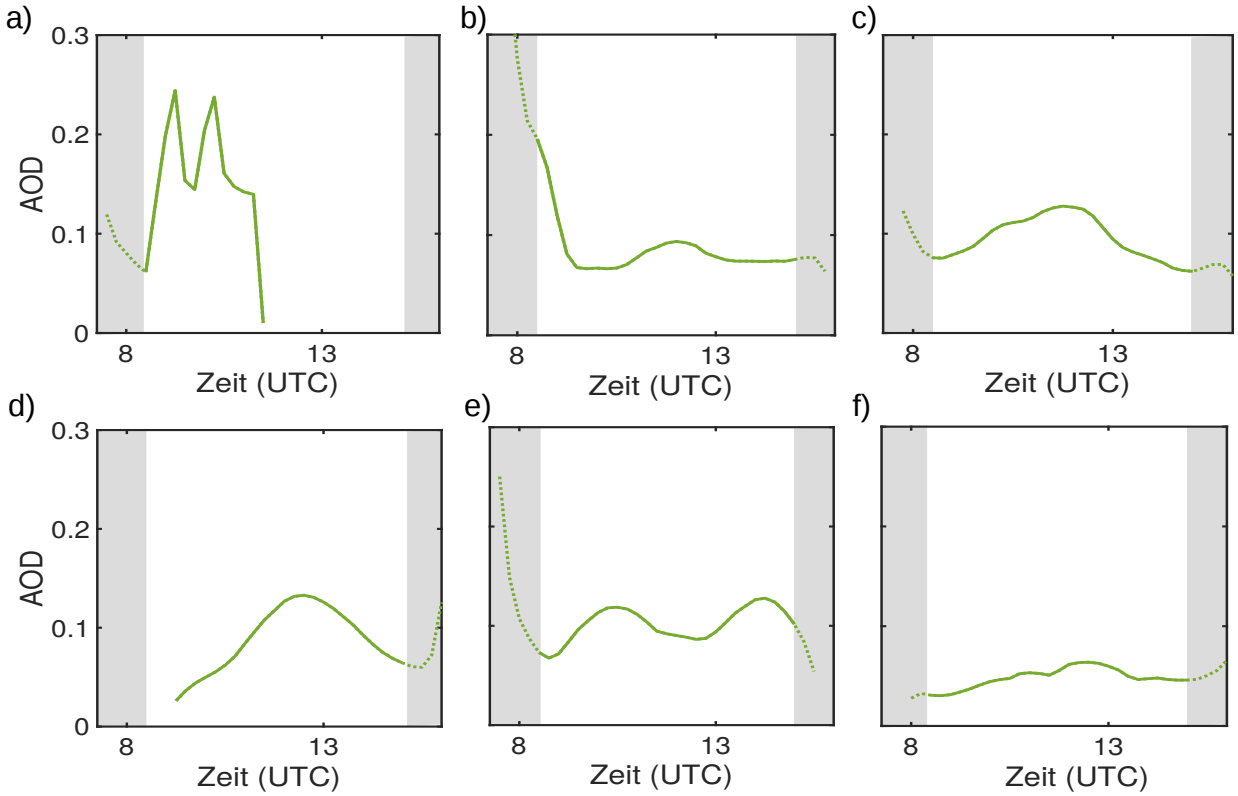


Abbildung 4.15: Abgeleitete AOD aus der direkten $F_{PV,inv}$ am 02.03.2012 für die Standorte: a) BU, b) KH, c) KP, d) NE, e) WE, f) WR. Angezeigt werden nur ermittelte AOD größer 0. Die durchgezogene Linie und der weiße Hintergrund markieren den validierten Anteil, die unterbrochene Linie und der graue Hintergrund den nicht validierten Anteil am gesamten Tagesgang

Kapitel 5

Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Vorwärtsmodells und der Inversion erläutert. Dazu werden zunächst die meteorologischen, anlagenspezifischen, standortspezifischen und methodischen Unsicherheiten auf PV-Leistung in Bezug auf einen Regeltagesgang beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse der zwei Standorte detaillierter betrachtet und die Unsicherheiten erläutert.

5.1 Unsicherheiten und deren Einfluss auf die Ergebnisse des Vorwärtsmodells und der linearen Inversion

Bei der Anwendung von PV2RAD können an verschiedenen Stellen Fehlerquellen auftauchen. Diese beziehen sich entweder auf die meteorologischen Eingabeparameter (meteorologische Unsicherheiten), auf die anlagenspezifischen Eingabeparameter (anlagenspezifische Unsicherheiten), auf Einflüsse durch die direkte Umgebung (standortspezifische Unsicherheiten) oder auf Ungenauigkeiten in der Modellkette (methodische Unsicherheiten).

An einem klaren Tag, an dem keine Fehlerquellen auf die Leistungen einwirken, wird im Folgenden als Regeltagesgang bezeichnet wird. Dabei nimmt die Leistung stetig bis zum Maximalwert in der Mittagszeit zu. An diesem Punkt ist der Winkel ψ minimal. Am Nachmittag nimmt die Leistung ab und ψ wird größer. Dieser Ansatz lässt sich auch auf die Strahlungsflussdichte übertragen, wobei hier der Sonnenzenitwinkel (θ) betrachtet werden muss. Der Regeltagesgang ist vergleichbar mit einer Glockenkurve, die ungefähr um den lokalen Mittag zentriert ist. (u.a. Fahrmeir et al. (2016)).

5.1.1 Meteorologische Unsicherheiten

AOD

Die AOD beeinflusst P_{mess} und somit auch P_{mod}, die ermittelten anlagenspezifischen Parameter und $F_{PV,inv}$ am Teststandort und an den Standorten der Testanlagen. Bei einer großen AOD wird wegen der Reflexion und Absorption der Sonnenstrahlung im Vergleich zum Regeltagesgang weniger Leistung gemessen und somit auch modelliert (Neher et al. (2017)).

In dieser Arbeit wird am Standort der Testanlagen zur Bestimmung von $F_{a\ priori}$ vereinfachte Annahmen bezüglich der räumlichen Variabilität der AOD getroffen (Kapitel 3.1.2). Dies wird deutlich durch den Vergleich zwischen den AOD, die für den Standort HP ermittelt und denen die am Standort der Testanlagen bestimmt werden. Der Median der AOD für den Standort HP weicht am 02.03.2012 deutlich von den Medianen der AOD ab, die auf Basis von PV2RAD für die Standorte der Testanlagen bestimmt worden sind (Tabelle 4.2 und Abbildung 4.15). Die größte Differenz von circa 240% ergibt sich zwischen dem Median am Standort BU ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.142$) im Vergleich zum Standort HP ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.042$). Die Annahme, dass die AOD am Standort HP gleich oder ähnlich denen am Standort der Testanlagen ist, kann somit als entkräftet gelten. Ursachen für diese Differenzen sind Unterschiede in den Aerosolquellen aber auch mikro- und mesoskalige meteorologische Prozesse (u.a. Höhe der Grenzschicht) über dem Messort (u.a Boucher (2015) und Wallace und Hobbs (2006)). Die Ergebnisse einer Studie mit libRadtran ergeben, dass am Teststandort die Globalstrahlung durch unterschiedliche AOD bis zu 30% variieren kann (mit Annahme einer minimalen AOD von 0.2 und einer maximalen AOD von 1.8 und und „Aerosol default“ als Voreinstellung) (persönliche Kommunikation Ina Neher, H-BRS).

Bewölkung

Für planparallele Wolken und optisch dicke Wolken mit der optischen Dicke τ_{cl} nimmt die direkte und diffuse Strahlungsflussdichte mit dem Faktor $T = 1/(1 \cdot (1-g) \cdot \tau/2 \cdot \chi)$ ab (u.a. Schuster (1905)). Dabei ist g die Asymmetrieparameter und $\chi =$ 0.7014 nach Case und Zweifel (1967). Leistungsverluste auf Grund von Bewölkung werden durch zeitlich variable Differenzen zum Regeltagesgang verdeutlicht (u.a. Kern et al. (1989) und Derr (1980)). Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch nur klare Tage betrachtet, daher wird auf diese Unsicherheit nicht weiter eingegangen.

Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit

Am Teststandort wird die Lufttemperatur und die Windgeschwindigkeit von einer Wetterstation gemessen, die circa 50 Meter Luftlinie von der PV-Anlage entfernt liegt. Diese Daten werden hier verwendet und daher sind die Unsicherheiten gering und reduzieren sich auf die Messunsicherheiten (Tabelle 3.1).

Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit für die Testanlagen stammen aus dem Regionalmodell

COSMO-DE mit einer Gittermaschenweite von 2.8 km auf 2.8 km (Baldauf et al. (2006)). Diese atmosphärischen Parameter werden über einen höhenabhängigen Referenzwert und eine zeit- und ortsabhängige Abweichung ermittelt (Baldauf et al. (2006)). Jeder Testanlage wird der jeweils nächste Punkt aus dem Regionalmodell COSMO-DE zugeordnet, dabei kann die Maximaldistanz zwischen Testanlage und Punkt circa 2 km betragen. Da bereits in einem Radius von 1 km um die Testanlagen die Höhenunterschiede groß sein können (der Höhenunterschied am Standort WE und NE kann in einem Radius von 1 km circa 250 Höhenmeter betragen), können Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhenunterschiede über- oder unterschätzen werden (u.a. Akkermans et al. (2012), Baldauf et al. (2006) und Baldauf et al. (2011)). Um die tatsächliche Differenz von Lufttemperatur sowie Windgeschwindigkeit zwischen Gitterpunkt des Regionalmodells COSMO-DE und einem Standort der PV-Anlage zu überprüfen, müssten diese mit standortspezifischen Messdaten verglichen werden. Die Bestimmung dieser Differenz wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht durchgeführt, da die dafür benötigten Messinstrumente nicht zur Verfügung standen.

Spurengase

Bei der Bestimmung von Strahlungsflussdichten mit libRadtran am Standort der Testanlagen werden die spektroskopischen Daten der Spurenstoffe CO_2, O_2, O_3, NO_2 und H_2O aus HITRAN entnommen (Gordon et al. (2017)). Bei einer Sensitivitätsstudie in libRadtran am Teststandort zeigt sich, dass der größte Einfluss auf Schwankungen in der Globalstrahlung mit etwa 20% von der Variabilität des Wasserdampf ausgeht (dabei wird ein minimaler Wert von 0 mm „precipitable water “ (PW) mit einem maximalen Wert von 60 mm PW verglichen). Dagegen ist die Variabilität der Globalstrahlung durch schwankende Ozonwerte (hier angenommener: minimal 130 DU und maximal 500 DU) mit einem Einfluss von bis zu 2.4% gering. Durch Schwankungen in Sauerstoffwerten, Kohlendioxidwerten und Methanwerten ist nahezu keine Variabilität der Globalstrahlung im betrachteten Wellenlängenbereich sichtbar (u.a. Dick et al. (2001), Oltmans et al. (2006) und Schroedter-Homscheidt et al. (2008); Simulationen durchgeführt von Ina Neher, H-BRS).

Wasser beziehungsweise Wasserdampfprofile (H_2O) stammen aus Radiosondenmessungen vom HP. Radiosondenmessungen am HP werden zwischen 04:30 bis 05:00 UTC durchgeführt und sind die Grundlage für den Eingabeparameter Wasserdampf. Folglich wird nur ein Wasserdampfprofil pro Tagesgang berücksichtigt. Auf Grund der zeitlichen und räumlichen Variabilität von Wasserdampf, erhöht diese zeitliche Vereinfachung die Unsicherheit von $F_{a\ priori}$ (u.a. Weckwerth et al. (1996) und Lengfeld und Ament (2012)). Um diese Unsicherheit zu reduzieren, sollte zukünftig zeitlich höher aufgelöster Wasserdampf zur Bestimmung von $F_{a\ priori}$ genutzt werden (u.a. Spinning Enhanced Visible and InfraRed Imager (SEVIRI) at DLR (o. J.) und Schroedter-Homscheidt et al. (2008)).

5.1.2 Anlagenspezifische Unsicherheiten

Wechselrichter und Maximal-Leistungspunkt-Tracker

Fehlerhafte Einstellungen des Wechselrichters und des Maximal-Leistungspunkt-Trackers (engl. Maximum Power Point Tracker (MPP-Tracker)) können zu Leistungsverluste führen. Im Vergleich zum Standort der Testanlagen wird für den Teststandort der Wechselrichter als mögliche Unsicherheit nicht berücksichtigt, da hier direkt die Gleichstrom (DC)-Leistung gemessen wird. Hingegen ist am Teststandort der MPP-Tracker eine möglich Quelle für Unsicherheiten, da dort der Maximalstrom voreingestellt werden muss (Quaschning (2015)). Da die Unsicherheiten der Leistungskonversion der Wechselrichter nicht bekannt ist, wird dieser Einfluss im Weiteren nicht quantifiziert. Bei der wirtschaftlichen Auslegung eines Wechselrichters wird allerdings meist eine leichte Unterdimensionierung, die zu einem Leistungsverlust von 1% führt, angenommen (SMA Regelsysteme GmbH (2003)). Ist der Maximalstrom am MPP-Tracker zu niedrig eingestellt, wird P_{mess} nicht korrekt aufgezeichnet. Für diesen Bereich weicht P_{mess} vom Regeltagesgang ab, indem diese unterschätzt wird. Die Kurve ist am Tagesmittelpunkt daher etwas abgeflacht. Dieses Verhalten wirkt sich insbesondere zu Zeitpunkten mit hohen Einstrahlwerten aus, also im Sommer und zum Tagesmittelpunkt.

Fläche der PV-Anlage

Die Fläche der PV-Anlage wird benötigt, um die Leistungsdichte zu bestimmen und wird vom PV-Anlagenbetreiber abgefragt. Mögliche Unsicherheiten können auftreten, wenn diese nicht korrekt vom PV-Anlagenbetreiber übermittelt werden und über Google Maps diese nicht präzise genug abgeschätzt werden können. Wird die Fläche als zu klein angegeben, wird die Leistungsdichte gegenüber des Regeltagesgangs überschätzt. Hingegen wird die Leistungsdichte gegenüber des Regeltagesgangs unterschätzt, wenn die Fläche als zu groß angegeben ist.

Modulspezifische Parameter

In dieser Arbeit werden für die modulspezifischen Parameter Modulwirkungsgrad, Temperaturkoeffizient, Beschichtungsdicke sowie Extinktionskoeffizienten der Antireflexionsschicht und der Glasschicht Literaturwerte angenommen. Modulwirkungsgrad und der Temperaturkoeffizient sind gleich denen der PV-Anlage am Teststandort und haben daher für den Teststandort keinen Einfluss auf die Ergebnisse. Für die Testanlagen der Testregion werden diese im Vorwärtsmodell und in der Inversion als unbekannt angenommen und zählen daher zu den anlagenspezifischen Unsicherheiten, die die anlagenspezifischen Parameter beeinflussen können. Wird der Modulwirkungsgrad zu hoch angenommenen, berechnet das Vorwärtsmodell eine zu hohe Leistung in Bezug zum Regeltagesgang. Im Gegensatz dazu wird bei einem zu niedrig angenommenen Modulwirkungsgrad weniger Leistung relativ zum Regeltagesgang ermittelt. Hinsichtlich des Temperaturkoeffizienten wird bei einer Verkleinerung dessen, die Änderung der temperaturabhängigen Effizienz bei einer Erhöhung der Modultemperatur verringert. Für Beschichtungsdicke und Extinktionskoeffizient der

Antireflexionsschicht und der Glasschicht werden Literaturwerte aus der Veröffentlichung nach De Soto et al. (2006) verwendet, da diese weder für den Teststandort noch für die Testanlagen bekannt sind. Beschichtungsdicke und Extinktionskoeffizient der Antireflexionsschicht und der Glasschicht werden bei der Berechnung des modellierten Eingabeparameters Transmission der PV-Module berücksichtigt und haben somit Einfluss auf den GB.

5.1.3 Standortspezifische Unsicherheiten

Reflexionen aus der Umgebung

Reflexion von Solarstrahlung auf die Oberfläche des Moduls an Objekten in der näheren Umgebung erhöht die PV-Leistung. Im Vergleich zum Regeltagesgang wird mehr Leistung gemessen. Die Differenz zwischen dem Regeltagesgang und P_{mess} ist nicht quantifizierbar, da diese vom reflektierenden Objekt und dem Sonnenstand abhängt. Bei der Reflexion an festen Objekten, kann jedoch durch die Analyse mehrere aufeinanderfolgender Tagesgänge Reflexion erkannte werden.

Verschmutzung der Moduloberfläche

Eine Verschmutzung der Moduloberfläche kann zum Beispiel durch die Ablagerung von Staub oder Pollen verursacht werden (u.a. Stridh (2012)). Diese beeinflusst den modellierten Eingabeparameter Transmission der PV-Module und den davon abhängigen anlagenspezifischen Parameter GB und den Skalierungsfaktor. In Abhängigkeit des Elevationswinkels der PV-Anlage kann diese zwischen 2% bis 6% pro Jahr betragen (Cano et al. (2014)). Die Verschmutzung ist zeitlich variabel, da diese beispielsweise durch die Abfolge von Regen und Wind schnell reduziert oder akkumuliert werden kann (u.a. Dolara et al. (2015), Sarver et al. (2013) und Stridh (2012)). Verglichen mit dem Regeltagesgang wird die Leistung durch Verschmutzung insgesamt reduziert. Da es für den GB kein a priori Wissen gibt, kann der Grad und dessen Einfluss auf die Verschmutzung daraus nicht abgeleitet werden, jedoch aus der Reduktion des Gesamteffizienz mit der Zeit.

Verschattung durch Objekte und Lebewesen

Verschattung kann durch Objekte oder Lebewesen hervorgerufen werden. Je nach Grad einer Verschattung hat diese erhebliche Einflüsse auf die PV-Leistung (u.a. Quaschning (2015)). Dabei kann es auch durch minimale Verschattung (Teilverschattung), wegen der elektrischen Verschaltung der einzelnen Zellen, zu gravierenden Einbrüchen der Leistung kommen. Die Ursache einer Verschattung kann entweder durch Beobachtungen, Kamerabilder oder durch die Betrachtung mehrerer Tagesgänge im Vergleich zum Regeltagesgang ermittelt werden. Da die Verschattung durch feste Objekte geometrischen Regeln bedingen, treten diese für einen Zeitraum regelmäßig auf. Die Verschattung durch variable Objekte oder Lebewesen hingegen tritt punktuell auf und wiederholt sich bei Betrachtung mehrerer auf einander folgender Tagesgänge

nicht. Der Effekt der Verschattung kann die Leistung um bis zu 100% reduzieren.

5.1.4 Methodische Unsicherheiten

Diffusstrahlungsmodell

Die Berechnung der diffusen Strahlungsflussdichte auf eine orientierte Fläche erfolgt in dieser Arbeit auf Basis der Funktion nach Bugler (1977) und geht auf die Studie von Demain et al. (2013) zurück (Kapitel 3.2.2). Dabei wird mit der Funktion nach Bugler (1977) für klare Tage der kleinste relative RSME von 11% ermittelt.

Modultemperatur

An klaren Tagen hat neben der Strahlungsflussdichte die Modultemperatur den größten Einfluss auf P_{mess} und somit auch aud P_{mod} (u.a. Huld und Amillo (2015)). Die Modultemperatur wird in dieser Arbeit mit der Funktion von TamizhMani et al. (2003) berechnet (Kapitel 3.2.3). Unter definierten Testbedingungen nach TamizhMani et al. (2003) beträgt die maximale Differenz von modellierter zu gemessener Modultemperatur 10 °C (TamizhMani et al. (2003)), das bedeutet eine maximale Auswirkung von 5% auf die Leistung. Da die Testbedingungen in Bezug auf die Aufständerung der PV-Module („open rack“ Konstruktion) nach TamizhMani et al. (2003) nicht identisch zu denen am Teststandort und teilweise unterschiedlich zu denen an den Standorten der Testanlagen sind, ist die Unsicherheit der modellierten Modultemperatur eine größere.

Die Funktion der Modultemperatur von TamizhMani et al. (2003) setzt spezifisches Vorwissen über die PV-Anlage voraus, wie beispielsweise die Art der Montierung der PV-Module (Kapitel 3.2). Nach Studien von Kratochvil et al. (2004) und Kurnik et al. (2011) kann durch die Verallgemeinerung der Montierungsart die Unsicherheiten der berechneten Modultemperatur vergrößert werden, daher sollte diese Aussage in einer zukünftigen Sensitivitätsstudie (Vorhaben MetPVNet) geprüft werden.

Die Über- und Unterschätzung der Modultemperatur kann aus dem Tagesgang abgeleitet werden. So wird bei einer Unterschätzung der Modultemperatur im Vergleich zum Regeltagesgang zu viel Leistung modelliert. Dabei lässt sich jedoch ein jahreszeitlicher Unterschied erkennen. Im Sommer ist die Überschätzung der P_{mod} durch das stärkere Aufwärmen im Tagesverlauf im Vergleich zur gemessenen Leistung größer als in den Übergangsjahreszeiten (Herbst und Frühling) (u.a. Huld und Amillo (2015)).

Wird die berechnete Modultemperatur dagegen überschätzt, sodass im Vergleich zum Regeltagesgang weniger Leistung modelliert wird, könnte dies an der Kühlung der PV-Anlage durch den aktuellen Wind liegen.

Temperaturabhängiger Effizienzkoeffizient zu Leistungsbestimmung

In dieser Arbeit wird die Funktion nach Evans und Florschuetz (1977) zu Ermittlung des temperaturabhängigen Effizienzkoeffizienten zur Leistungsbestimmung genutzt, da bei dieser linearen Funktion wenig Vorwissen über die spezifischen Eigenschaften des PV-Moduls benötigt werden (Kapitel 3.2.3) (u.a. Evans und Florschuetz (1977) und Skoplaki und Palyvos (2009a)).

Transmission durch Beschichtung des PV-Moduls

Zur Berechnung der Transmission wird die Funktion nach De Soto et al. (2006) verwendet (Kapitel 3.2.3). Die Funktion zur Bestimmung der Transmission ist darauf ausgelegt, den Extinktionskoeffizienten und die Brechungseigenschaften an einer Glas-Luft-Schnittstelle zu berücksichtigen (De Soto et al. (2006)). In dieser Arbeit wird die Funktion auf eine komplexere Übergangsschicht angewandt, die aus einer zweilagigen Schicht (Antireflexions- und Glasschicht) besteht (Kapitel 2.3.3). Daher sollte die Funktion zur Bestimmung der Transmission korrekterweise um die Berücksichtigung einer weiteren optischen Grenzschicht ergänzt werden. Auf Grund von mangelndem a priori Wissen über den optischen Aufbau des PV-Moduls wird dies hier vernachlässigt, was die Unsicherheit der modelliert Transmission und in Umkehrung die des GB erhöht.

Tabelle 5.1: Meteorologische und anlagenspezifische Unsicherheiten und ihre maximalen Einflüsse

Meteorologische Unsicherheiten	Einfluss
AOD	30% auf die Globalstrahlung (u.a. Boucher (2015); Sensitivitätstudie, persönliche Kommunikation Ina Neher, H-BRS)
Wasserdampf	20% auf die Globalstrahlung (u.a. Dick et al. (2001); Sensitivitätstudie, persönliche Kommunikation Ina Neher, H-BRS)
Ozon	2.4% auf die Globalstrahlung (u.a. Oltmans et al. (2006); Sensitivitätstudie, persönliche Kommunikation Ina Neher, H-BRS)
Lufttemperatur	0.5% pro Kelvin auf Leistung (Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger, H-BRS)
Windgeschwindigkeit	Messgenauigkeit 2% am Teststandort (Arbeitsgruppe Frau Prof. Meilinger, H-BRS)
Anlagenspezifische Unsicherheit	**Einfluss**
Wechselrichter	durchschnittlich etwa 1% Leistungsverlust (SMA Regelsysteme GmbH (2003))
Fläche	konstant für Leistungsdichte
MPP-Tracker	insbesondere zu Zeitpunkten mit starker Einstrahlung
Modulspezifische Parameter:	
Modulwirkungsgrad	konstant für Leistung
Temperaturkoeffizient	konstant für Leistung
Beschichtungsdicke	Keine Anmerkung in der Literatur (De Soto et al. (2006))
Extinktionkoeffizient	Keine Anmerkung in der Literatur (De Soto et al. (2006))

Tabelle 5.2: Standortspezifische und methodische Unsicherheiten und ihre maximalen Einflüsse

Standortspezifische Unsicherheit	Einfluss
Reflexion	Abhängig vom Sonnenstand und Oberfläche des reflektierenden Objekts
Verschmutzung	circa 2% bis 6% pro Jahr (Cano et al. (2014))
Verschattung	bis zu 100%
Methodische Unsicherheit	**Einfluss**
Diffusstrahlungsmodell	RMSE von etwa 11% im Vergleich zu Messungen in Belgien (Demain et al. (2013))
Modell zur Berechnung der Modultemperatur	maximale 10 °C auf Modultemperatur an Teststandorten nach TamizhMani et al. (2003); das bedeutet 5% auf Leistung
Temperaturabhängiger Effizienzkoeffizient	abhängig von Temperaturangabe, lineares Modell, keine Berücksichtigung elektrische Eigenschaften des PV-Moduls (Evans und Florschuetz (1977))
Transmission durch die Beschichtung des PV-Moduls	Modell stimmt mit Messungen im Rahmen von etwa 2% überein (für PV-Leistungen) (De Soto et al. (2006))

5.2 Standort H-BRS

Durch den Vergleich der gemessenen und der modellierten anlagenspezifischen Parameter sowie durch P_{mess} und P_{mod} kann die Qualität des Vorwärtsmodells bestimmt werden. Dabei sind sowohl meteorologische, anlagenspezifische, standortspezifische und methodische Unsicherheiten relevant, die im Folgenden mit Bezug auf den Standort diskutiert werden (Tabelle 5.1 und 5.2).

5.2.1 Einfluss von Unsicherheiten auf P_{mod}

Maximalstrom am MPP-Tracker

Der Vergleich von P_{mess} und P_{mod} zeigt für die Tage 30.06.2015, 06.07.2015, 05.05.2016 und 08.05.2016 deutliche Abweichungen für $P_{mess} > 160\,W$ (Abbildung 4.1). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Maximalstrom am MPP-Tracker zu niedrig eingestellt wurde (persönliche Kommunikation mit Christopher Schirrmeister, H-BRS). Folglich werden an den entsprechenden Tagen P_{mess}, die in der Spitze größer als circa 160 W sind, nicht korrekt aufgezeichnet. Für diesen Bereich weichen die Leistungen vom Regeltagesgang ab, indem sie unterschätzt werden. Die Kurve ist am Tagesmittelpunkt daher abgeflacht.

Verschattung durch Objekte und Lebewesen

Am 30.06.2012 um 16:45 UTC liegt eine Verschattung vor (Abbildung 4.1, Bild a)). Diese Verschattung ist einmalig und entsteht durch einen Vogel, der einen Sensor des SOLYS-2-Trackers, der die Globalstrahlung misst, verschattet (Abbildung 5.1). Da die gemessene Globalstrahlung als Eingabeparameter für die Modellierung von Leistung verwendet wird, ist die Auswirkung der Verschattung auch in der modellierten Leistung sichtbar. Der modellierte Azimutwinkel und der modellierte Elevationswinkel haben für diesen Tag die größten Abweichungen zum a priori Wissen (gemessenes/modelliertes $\beta = 191°/198°$, gemessenes/modelliertes $\alpha = 14°/10°$) (Tabelle 4.1). Es ist daher davon auszugehen, dass die Verschattung durch einen Vogel Mitverursacher für diese Abweichung ist.

Verschmutzung

Am Teststandort wird durch eine regelmäßige Reinigung der PV-Anlage (alle zwei Wochen) versucht die Verschmutzung gering zu halten.

5.2.2 Sensitivität der anlagenspezifischen Parameter

Azimutwinkel

Der Median des Azimutwinkels ist 195° -0.75°/+1.5° und entspricht weder dem a priori Wissen von 191° noch liegt er im Bereich seiner Unsicherheit von $\pm 2°$ (Tabelle 4.1). Von den Ergebnissen

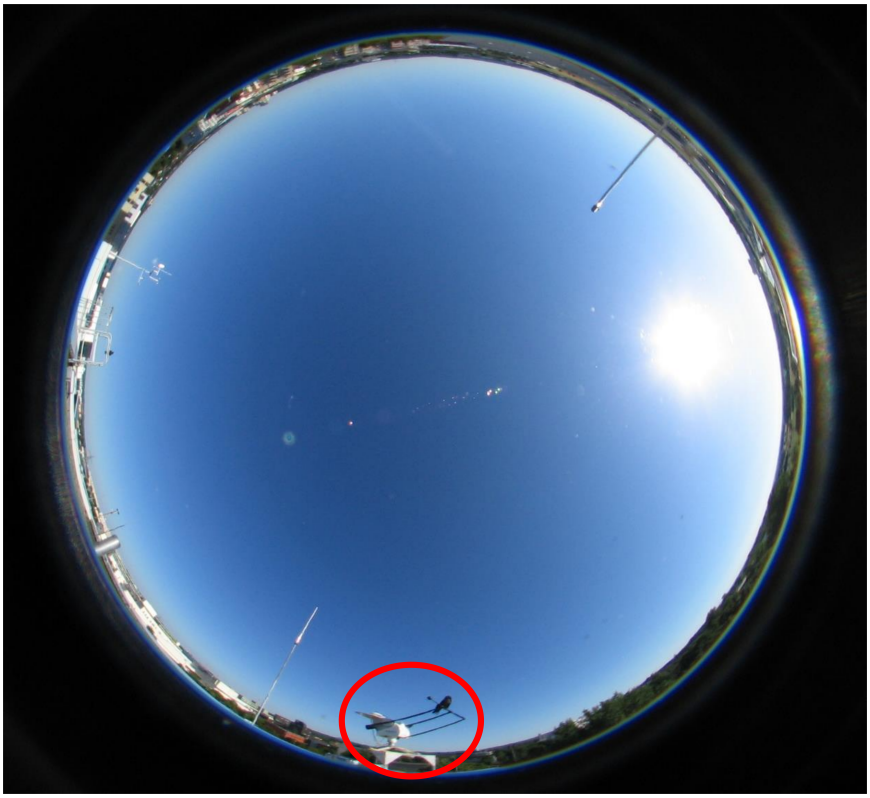


Abbildung 5.1: Die rote Markierung zeigt den SOLYS-2-Tracker am Standort H-BRS. Ein Vogel verschattet den Sensor, der die Globalstrahlung misst

der einzelnen Kalibrierungstage liegt ausschließlich der Azimutwinkel des 17.03.2016 (193°) im Bereich der Unsicherheit. Es ist auffällig, dass die Azimutwinkel für die Kalibrierungstage in Zeiten geringerer Einstrahlungen 27.02.2016 ($\beta = 193.5°$), 29.02.2016 ($\beta = 195°$) und 17.03.2016 ($\beta = 193°$)) die geringsten Differenzen von maximal 4° zum a priori Wissen (191°) haben. Dieser Unterschied lässt sich auf die fehlerhafte Einstellung des Maximalstroms zurückführen. An den Kalibrierungstagen 27.02.2016, 29.02.2016 und 17.03.2016 werden in der Spitze 160 W nicht überschritten, wohingegen P_{mess} der Kalibrierungstage 30.06.2015, 06.07.2015, 05.05.2016, 08.05.2016 160 W übersteigt. Dieser Effekt spiegelt sich in den modellierten Azimutwinkeln (30.06.2015: $\beta = 198°$, 06.07.2015: $\beta = 196.5°$, 05.05.2016: $\beta = 195.5°$, 08.05.2016: $\beta = 196.5°$) wider. Die Maximalabweichung zum a priori Wissen beträgt maximal 7° am 30.06.2015 (Abbildung 4.1).

Elevationswinkel

Der Median der modellierten Elevationswinkel ist gleich dem a priori Wissen von 14°. Die Ergebnisse für sechs der sieben Kalibrierungstage (06.07.2015: 13.5°, 27.02.2016: 15.5°, 29.02.2016: 14°, 17.03.2016: 16°, 05.05.2016: 15.5°, 08.05.2016: 13°) liegen im Bereich der Unsicherheit des a priori Wissens von $14° \pm 2°$ (Tabelle 4.1). Der Elevationswinkel des 30.06.2015 beträgt 10° und hat eine Abweichung zum a priori Wissen von 4°. Dies liegt an der Verschattung und der fehlerhafte Einstellung des Maximalstroms. Die gute Übereinstimmung zwischen den modellierten

Elevationswinkeln und dem a priori Wissen zeigt, dass das Vorwärtsmodell mit seinen gemessenen und modellierten Eingabeparametern diesen anlagenspezifischen Parameter am Teststandort gut bestimmt.

Skalierungsfaktor

Da am Teststandort direkt die DC-Leistung gemessen wird, entspricht die Fläche (1.6 m^2) der PV-Anlage dem Skalierungsfaktor. Für sechs der sieben Kalibrierungstage wird ein Skalierungsfaktor von 1.6 m^2 ermittelt, was die Zuverlässigkeit des Vorwärtsmodells zeigt (Tabelle 4.1). Am 29.02.2012 ist der Skalierungsfaktor 1.7 m^2 und weicht um 0.1 m^2 vom Median (1.6 m^2) ab. Diese Differenz weist darauf hin, dass der Skalierungsfaktor sensitiv auf die in Kapitel 5.1 beschrieben Unsicherheiten ist. Die Differenz könnte beispielsweise auf Grund einer höheren als berechneten Modultemperatur sein.

Gesamteffizienz

Der Median der Gesamteffizienz ist 13.9% -0.65%/+2.55% und entspricht nahezu dem Modulwirkungsgrad η_M aus dem Datenblatt (SolarWorld (2012)). Bei Betrachtung der Einzelwerte ist ein deutlicher Jahresgang in Abhängigkeit der Temperatur und der Globalstrahlung erkennbar. Somit wird am 30.06.2015 die geringste Gesamteffizienz ($\eta_{\text{total}} = 12.6\%$) aber die höchste Modultemperatur ($T_{\text{Modul}} = 55°C$) bestimmt. Hingegen wird am 27.02.2016 die höchste Gesamteffizienz ($\eta_{\text{total}} = 17.3\%$) aber die niedrigste Modultemperatur ($T_{\text{Modul}} = 21°C$) ermittelt

Empirisch bestimmter Gesamtbrechungsindex

Für den GB gibt es kaum a priori Wissen. Daher können unterschiedliche Einzelergebnisse nur in Bezug auf den Median diskutiert werden. Die größte Differenz zum Median von 1.072 -0.07/+0.018 gibt es am 30.06.2015 mit einem GB von 1.136. Diese Differenz von 6% könnte durch Verschmutzung der PV-Anlage hervorgerufen werden. Da der GB mit dem modellierten Eingabeparameter Transmission berechnet wird, ist auch dies eine mögliche Unsicherheit (Kapitel 3.2.3 und Kapitel 5.1.4).

Das Vorwärtsmodell ermöglicht die Bestimmung des Elevationswinkels und des Skalierungsfaktors im Rahmen der Unsicherheiten des a priori Wissens. Damit zukünftig auch der modellierte Azimutwinkel im Rahmen der Unsicherheit des a priori Wissen liegt, sollte das Vorwärtsmodell diesbezüglich verbessert werden. Mögliche Verbesserungen könnten erreicht werden, in dem die Montierungsart bei der Berechnung der Modultemperatur berücksichtigt wird und die anlagenspezifischen Parameter sollten erneut mit besser gemessenen Leistungdaten bestimmt werden.

5.2.3 Lineare Inversion und Informationsgehalt

Unter Anwendung von PV2RAD wird die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte aus PV-Leistungsdaten abgeleitet (Kapitel 4.2.3 und Abbildung 4.3).

Direkte $F_{PV,inv}$

Für gemessene Strahlungsflussdichten größer als 670 $\frac{W}{m^2}$ weichen die direkte $F_{met,mess}$ und direkte $F_{PV,inv}$ an den Kalibrierungstagen 30.06.2015, 06.07.2015, 05.05.2016 und 08.05.2016 voneinander ab. Dies lässt sich auf die fehlerhafte Einstellung des Maximalstroms (MPP-Tracker) zurückführen (Kapitel 5.2.1). Für den übrigen Anteil des Tagesgangs (SZA $< 70°$) stimmen die direkte $F_{met,mess}$ und die direkte $F_{PV,inv}$ im Rahmen der Unsicherheiten, bis auf den 30.06.2012 um 16:45 UTC mit einer maximalen Differenz von 68%, gut überein. Ebenso gilt dies für die Kalibrierungstage 27.02.2016, 29.02.2016 und 17.03.201786. $F_{met,mess}$ und $F_{PV,inv}$ stimmen im Rahmen der Unsicherheiten für SZA $< 70°$ gut überein. Die maximale Differenz beträgt 5.5%.

Der Informationsgehalt der direkten $F_{PV,inv}$ ist für alle Kalibrierungstage und für jeden zu bestimmenden Zeitschritt des validierten Anteils größer als 0.45 und mehrheitlich größer als 0.9 (Abbildung 4.4). Folglich kann aus P_{mess} mittels PV2RAD die direkte Strahlungsflussdichte mit hohem Informationsgehalt (das heißt unabhängig von a priori Wissen) bestimmt werden. Für den nicht validierten Anteil des Tagesgangs schwankt der Informationsgehalt pro Zeitschritt zwischen 0 und 1 stärker und ist für zwei Kalibrierungstage (29.02.2016 und 17.03.2016) zu Sonnenauf- beziehungsweise Sonnenuntergang gleich 0. Mögliche Gründe für diesen geringen Informationsgehalt könnten sein, dass die Ableitungen der P_{mess} nach der direkten Strahlungsflussdichte sich innerhalb ihrer Unsicherheit überschneiden oder das Vorwärtsmodell diesen Anteil des Tagesganges nicht präzise genug berücksichtigt.

Diffuse $F_{PV,inv}$

Für SZA $< 70°$ des Tagesgangs überschneiden sich an allen sieben Kalibrierungstagen die diffuse $F_{met,mess}$ und die diffuse $F_{PV,inv}$. Jedoch ist der Informationsgehalt für alle Zeitschritte kleiner als 0.75 und mehrheitlich kleiner 0.2 (Abbildung 4.4). Dies bedeutet, dass der Informationsgewinn für die diffuse Strahlung durch eine PV-Leistungsmessung an klaren Tagen relativ gering ist und die diffuse $F_{PV,inv}$ stark dem a priori Wissen entspricht. Dies ist nicht erstaunlich, da an klaren Tagen die diffuse Strahlungsflussdichte nur einen Bruchteil von etwa 20% an der Globalstrahlung ausmacht. Daher sind die Ableitungen der gemessenen Leistung nach der diffusen Strahlungsflussdichte klein und überlappen sich innerhalb ihrer Unsicherheiten. Der Informationsgehalt ändert sich für SZA $> 70°$ und ist mehrheitlich größer als 0.5. Dies bedeutet, dass für SZA $> 70°$ ein Informationsgewinn der diffusen Strahlungsflussdichte gegenüber dem a priori Wissen vorliegt.

Zukünftig sollte die Inversion so verbessert werden, dass für den ganzen Tagesgang sowohl ein Informationsgewinn für die direkte $F_{PV,inv}$ als auch für die diffuse $F_{PV,inv}$ erreicht werden kann. Dies kann nur durch ein Verbesserung des Vorwärtsmodells erreicht werden, da dann die Unterschied zwischen der gemessenen und modellierten Globalstrahlung charakteristisch unterschiedlich zum Fehler der berechneten diffusen Strahlungsflussdichte ist.

5.3 Testanlagen auf dem Versorgungsgebiet der AN

5.3.1 Modellierte Strahlungsflussdichten am Standort HP

Zum Vergleich der modellierten AOD mit der klimatologisch erwarteten AOD wird die OPAC-Datenbank genutzt. Für den 24.07.2012 liegt der Median der AOD bei $\tau_{ae,501\,nm} = 0.421$, daher wird dieser dem Szenario „continental polluted“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{ae,500\,nm} = 0.371$ zugeordnet (Hess et al. (1998) und Hess et al. (o. J.)). Es zeigt sich, dass das Szenario „continental clean“ mit einer AOD von $\tau_{ae,500\,nm} = 0.073$ am besten zu dem Median der modellierten AOD des 02.03.2012 mit $\tau_{ae,501\,nm} = 0.042$, des 26.03.2012 mit $\tau_{ae,501\,nm} = 0.030$ und des 20.10.2012 mit $\tau_{ae,501\,nm} = 0.021$ passt (Hess et al. (1998) und Hess et al. (o. J.)). Allerdings sind diese modellierten AOD mehrheitlich um das Doppelte geringer als die Durchschnitts-AOD des Szenarios „continental clean“. Wegen mikro-meteorologischen Bedingungen und einer anderen Quellverteilung entsprechen die klimatologischen Erwartungen nicht den abgeleiteten AOD (Tabelle 5.1; Kapitel 5.1.1) (u.a. Boucher (2015)).

Insgesamt stimmen $F_{a\ priori}$ mehrheitlich mit $F_{met,mess}$ gut überein (Abbildung 4.2). Differenzen treten an allen vier betrachteten Tagen bis circa 10:00 UTC auf. Die Differenz am 26.03.2012 um circa 08:30 UTC (Standort HP) wird durch Verschattung eines nahestehenden Mastes verursacht (persönliche Kommunikation mit Herrn Steinbrecht, HP). Die weiteren Differenzen können durch meteorologische Unsicherheiten, Verschattung oder Reflexionen entstehen (Tabelle 5.1 und 5.2; Kapitel 5.1). Da Kamerabilder leider nicht vorhanden sind, können diese möglichen Unsicherheiten nicht geprüft werden.

5.3.2 Einfluss von Unsicherheiten auf die anlagenspezifischen Parameter und P_{mod}

Meteorologische, anlagenspezifische, standortspezifische und methodische Unsicherheiten haben Einfluss auf die Ergebnisse des Vorwärtsmodells (Kapitel 5.1). Im Folgenden werden die Einflüsse der Unsicherheiten in Bezug auf die jeweiligen Testanlagen diskutiert.

PV-Anlage in BU

Die Einzelwerte der modellierten Elevationswinkel und des Skalierungsfaktors streuen (Tabelle 4.3, Abbildung 4.7 a) und b)). Die Streuungen entstehen durch Schwankungen der P_{mess} am 26.03.2012 und am 24.07.2012 im Zeitraum von 08:00 bis 13:00 UTC. Die Ursachen der Schwankungen könnten Verschattung durch dünne Bewölkung, durch ein variables Objekt oder durch Lebewesen sein (Kapitel 5.1.3) (u.a. Quaschning (2015)). Weitere Gründe für die starke Streuung der Elevationswinkel und der Skalierungsfaktoren können zeitlich sich ändernde Reflexionen aus der Umgebung oder auch eine Verschmutzung sein (Kapitel 5.1.3) (u.a. Dolara et al. (2015), Sarver et al. (2013) und Stridh (2012)). Diese Unsicherheiten können jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht quantifiziert werden. Zukünftig könnten anlagenspezifische Unsicherheiten durch die Installation einer Kamera besser evaluiert werden.

Der Vergleich der Einzelwerte der Gesamteffizienz zeigt für den 20.10.2012 die höchste Gesamteffizienz mit 13.9% und für den 24.07.2012 die niedrigste Gesamteffizienz mit 9.3%. Vermutlich lässt sich diese Differenz mit der Modultemperatur erklären. Am 24.07.2012 ist die maximale $T_{Modul} = 45.4\,°C$ und am 20.10.2012 beträgt die maximal $T_{Modul} = 34\,°C$ (Kapitel 5.1.4) (TamizhMani et al. (2003)). Die Gesamteffizienz am 20.10.2012 von der Testanlage am Standort BU ist im Vergleich zu den Gesamteffizienzen der weiteren zwei Testanlagen (20.10.2012: NE $\eta_{total} = 11.1\%$ und WR $\eta_{total} = 12.9\%$), die auf ein Hausdach aufliegend montiert sind, am höchsten. Vermutlich ist die Kühlung durch den Wind vergleichsweise effektiver.

PV-Anlage in KH

Die Einzelergebnisse des Azimutwinkels und des Skalierungsfaktors streuen, dabei haben Azimutwinkel und Skalierungsfaktor des 20.10.2012 mit 182° (β) und 679 m^2 (s) den größten Unterschied von 13° (β) und 118 m^2 (s) zum Median ($\beta = 169° + 6.5°$, $s = 797\,m^2 - 59\,m^2 / + 18\,m^2$). Dies ist auch im Vergleich von P_{mess} und P_{mod} des 20.10.2012 sichtbar, wo der Unterschied von durchschnittlich 16% am größten ist (Abbildung 4.8). Der Unterschied zwischen P_{mess} und P_{mod} des 26.03.2012 beträgt durchschnittlich 2.5% und der für den 24.07.2012 durchschnittlich 5%. Diese Differenzen lassen sich wahrscheinlich auf die meteorologischen und methodischen Unsicherheiten zurückführen (Kapitel 5.1.1 und 5.1.4). $F_{a\ priori}$ hat neben der Modultemperatur den größten Einfluss auf P_{mod} (Huld und Amillo (2015)). Daher könnten auch die vereinfachten Annahmen zur Berechnung von $F_{a\ priori}$ ein Grund für die beobachteten Abweichungen sein (Kapitel 5.1.1).

Auch für diese Testanlage zeigt der Vergleich der Einzelergebnisse der Gesamteffizienz für den 20.10.2012 die höchste Gesamteffizienz mit 18.9% und für den 24.07.2012 die niedrigste Gesamteffizienz mit 10.9%. Der Grund hierfür ist eine deutlich höhere Modultemperatur am 24.07.2012 mit maximal $T_{Modul} = 46\,°C$ im Vergleich zum 20.10.2012 mit einer maximalen Modultemperatur von $T_{Modul} = 33\,°C$ (TamizhMani et al. (2003)). Die große Differenz zwischen den Gesamteffizienzen könnte auch da herkommen, dass P_{mess} am 20.10.2012 im Vergleich zur

P_{mod} um durchschnittlich 16% unterschätzt wird und daher die Gesamteffizienz am 20.10.2012 als zu hoch angenommen wird.

Im Vergleich zur Testanlage in BU (24.07.2012: $\eta_{total} = 9.3\%$) beträgt die Gesamteffizienz am 24.07.2012 10.9%. Dies liegt daran, dass die Testanlage in BU auf einem Hausdach liegt und die Testanlage in KH aufgeständert auf ein Flachdach montiert ist. Die Luftzirkulation und Kühlung durch den Wind ist am Standort KH daher vermutlich besser.

Die Differenz zwischen dem Median der Gesamteffizienz ($\eta_{total} = 15.2\% \pm 2\%$) und dem Modulwirkungsgrad ($\eta_{a\ priori} = 15.7\%$) beträgt 0.5% (Tabelle C.1; Abbildung C.2). Diese Differenz könnte sich auf Wechselrichterverluste zurückführen lassen (Tabelle C.1) (Kapitel 5.1.2).

PV-Anlage in KP

Für den 24.07.2012 am Standort KP wird der geringste Azimutwinkel mit 169° und der geringste Elevationswinkels mit 25° im Vergleich zum 26.03.2012 ($\beta = 173°$, $\alpha = 36°$) und zum 20.10.2012 ($\beta = 176°$, $\alpha = 45°$) ermittelt, wohingegen der Skalierungsfaktor ($s = 365\,m^2$) des 24.07.2012 das größte Einzelergebnis hat (26.03.2012: $s = 354\,m^2$, 20.10.2012: $s = 334\,m^2$) (Tabelle 4.3). Diese Abweichung lassen auf eine zu stark vereinfachte Beschreibung der Modultemperatur oder eine inkorrekte Lufttemperatur beziehungsweise Windgeschwindigkeit schließen. Der Vergleich von P_{mess} und P_{mod} des 24.07.2012 zeigt eine Überschätzung der P_{mess} relativ zur P_{mod} um durchschnittlich 9.4% (Abbildung 4.9). Dies weist darauf hin, dass wahrscheinlich die Modultemperatur für den 24.07.2012 zu hoch angenommen wird.

Wie bei den Testanlagen an den Standorten BU (24.07.2012: $\eta_{total} = 9.3\%$) und KH (24.07.2012: $\eta_{total} = 10.9\%$) ist auch bei dieser Testanlage die Gesamteffizienz am 24.07.2012 mit 8.7% am geringsten. Diese Testanlage ist aufgeständert auf einem Flachdach montiert, was die Luftzirkulation verbessern sollte. Im Vergleich zur Testanlage in KH (24.07.2012: $\eta_{total} = 10.9\%$), die gleich montiert ist, ist die Gesamteffizienz am 24.07.2012 mit 8.7% deutlich geringer. Wahrscheinlich ist die für diese Testanlage angenommene Windgeschwindigkeit nicht korrekt oder der Grad der Verschmutzung hoch oder die Wechselrichterverluste überdurchschnittlich groß (größer als 1% nach SMA Regelsysteme GmbH (2003)) (Tabelle 5.1 und 5.2; Kapitel 5.1) (Cano et al. (2014)).

PV-Anlage in NE

Der Median des Azimutwinkels von $\beta = 229°$ -5°/+1.5° und des Elevationswinkels von 12° ±0.5° stimmen innerhalb der Unsicherheiten mit dem a priori Wissen ($\beta = 228° \pm 5°$, $\alpha = 10° \pm 5°$) überein (Tabelle 4.4). Trotzdem streuen die Einzelwerte der anlagenspezifischen Parameter, wobei insbesondere der Azimutwinkel des 24.07.2012 mit 219° zu den Azimutwinkel des 26.03.2012 (232°) und des 20.10.2012 (229°) um maximal 13° abweicht. Diese saisonalen Differenzen lassen darauf schließen, dass der modellierte Eingabeparameter Modultemperatur zu niedrig für diese Testanlage ist. Diese Vermutung kann durch Abbildung 4.10 bekräftigt werden, da P_{mess} des

24.07.2012 um durchschnittlich 5% geringer ist als P_{mod}. Folglich kann angenommen werden, dass es sich hierbei um eine Dach-nahe PV-Anlage handelt, was durch eine Vor-Ort-Begehung bestätigt wird.

Der Median der Gesamteffizienz ist im Vergleich zu den weiteren fünf Testanlagen mit 11%-0.7% am geringsten (Tabelle 4.3 und 4.4). Zudem ist bei dieser Testanlage die Differenz zwischen dem Median der Gesamteffizienz ($\eta_{total} = 11\%$-0.7%) und dem Modulwirkungsgrad ($\eta_{a\ priori} = 12.9\%$) mit 1.9% im Vergleich zu den weiteren fünf Testanlagen am größten (Tabelle C.1; Abbildung C.1 bis C.6). Gründe dafür könnten Verschmutzung, Art der Montierung (Testanlage liegt auf einem Hausdach), ein windgeschützter Standort und überdurchschnittlich hohe Wechselrichterverluste (beispieslweise wegen Fehleinstellungen) sein (Tabelle 5.1 und 5.2; Kapitel 5.1) (u.a. Cano et al. (2014) und SMA Regelsysteme GmbH (2003)).

PV-Anlage in WE

Die anlagenspezifischen Parameter des 24.07.2012 der Testanlage am Standort WE mit $\beta = 150°$, $\alpha = 23°$, $s = 615\,m^2$ und $n = 1.1$ haben alle die größte Differenz zum Median von $\beta = 160°$-5°/+1.5°, $\alpha = 41°$-8°/+2°, $s = 544\,m^2$-24.5 m^2/+35.5 m^2 und $n = 1.2 \pm 0.05$ (Tabelle 4.4). Dies könnte vermuten lassen, dass die Modultemperatur für diese PV-Anlage zu niedrig bestimmt wird. Der Vergleich von P_{mess} und P_{mod} bestätigt dies allerdings nicht, da für den 24.07.2012 weniger Leistung modelliert als gemessen wird (Abbildung 4.11). Daher ist für diesen Standort die Modultemperatur tendenziell zu hoch. Dies kann auf eine zu hoch angenommene Lufttemperatur oder eine zu niedrig angenommene Windgeschwindigkeit zurückgeführt werden. Eine Vor-Ort-Begehung hat ergeben, dass diese Testanlage auf einem Flachdach aufgeständert montiert ist, das circa 15° nach Osten geneigt ist. Dieser zusätzliche West/Ost-Neiungswinkel wird nicht im Vorwärtsmodell berücksichtigt und stellt eine weitere Unsicherheit dar.

Die Einzelwerte der Gesamteffizienz streuen stark. Eine maximale Differenz von 6.8% gibt es zwischen der Gesamteffizienz am 24.07.2012 ($\eta_{total} = 8.6\%$) und am 20.10.2012 ($\eta_{total} = 15.5\%$). Wie im vorherigen Abschnitt könnte dies mit einer zu hoch angenommene Lufttemperatur oder zu niedrig angenommenen Windgeschwindigkeit erklärt werden. Des Weiteren könnte sich Verschmutzung negativ auf die Gesamteffizienz am 24.07.2012 auswirken (Cano et al. (2014)).

PV-Anlage in WR

Für diese PV-Anlage streuen die Einzelergebnisse zu unterschiedlichen Jahreszeiten wenig bis gar nicht (24.07.2012: $\beta = 194°$, $\alpha = 14°$, $s = 321\,m^2$, $n = 1.5$, 26.03.2012: $\beta = 196°$, $\alpha = 16°$, $s = 322\ m^2$, $n = 1.5$, 20.10.2012: $\beta = 192°$, $\alpha = 18°$, $s = 337\,m^2$, $n = 1.5$). Hierbei kann nicht auf eine fehlerhafte Bestimmung der Modultemperatur geschlossen werden. Im Gegensatz zu den Einzelwerten lässt der Vergleich von P_{mess} und P_{mod} auf eine Unterschätzung der Modultemperatur schließen, denn P_{mess} wird am 24.07.2012 im Vergleich zur P_{mod} zwischen 10:30 und 14:30 UTC um durchschnittlich 3% unterschätzt (Abbildung 4.12). Dies gilt ebenso

für den 26.03.2012, wobei die Differenz zwischen P_{mess} und P_{mod} für diesen Zeitraum bei durchschnittlich 1.5% liegt. Für den 20.10.2012 wird P_{mess} für SZA $< 70°$ im Vergleich zur P_{mod} mit durchschnittlich 9% überschätzt. Wahrscheinlich wird die Lufttemperatur als zu hoch und die Windgeschwindigkeit als zu niedrig angenommen.

Der Vergleich zwischen dem Median der Gesamteffizienz ($\eta_{total} = 11.3$-1%/+0.5%) und dem Modulwirkungsgrad ($\eta_{a\ priori} = 11.9\%$) ergibt eine Differenz von 0.6%, was sich vermutlich mit Wechselrichterverlusten erklären lässt (Tabelle C.1, Abbildung C.6) (SMA Regelsysteme GmbH (2003)).

Der Vergleich der Gesamteffizienzen zwischen den Kalibrierungstagen zeigt, dass bei allen Testanlagen die Gesamteffizienz am 20.10.2012 am höchsten und am 24.07.2012 am niedrigsten ist. Daraus kann ein deutlicher Einfluss der Modultemperatur auf die Gesamteffizienz abgeleitet werden, was den Befund von Huld und Amillo (2015) bestätigt. Der Median der Gesamteffizienz ist für die Testanlage am Standort KH mit 15.2% $\pm$ 2% im Vergleich zu denen der weiteren fünf Testanlagen am höchsten (Tabelle C.1; Abbildung C.1 bis C.6). Dies liegt vermutlich an der Montierungsart (aufgeständert auf ein Flachdach) und der dadurch verbesserten Kühlung durch den Wind.

Für alle Testanlagen ist am 26.03.2012 die Differenz zwischen P_{mess} sowie P_{mod} am geringsten. Die durchschnittliche Differenz ist dabei kleiner oder gleich 5%. Für den 24.07.2012 und den 20.10.2012 können in Abhängigkeit des Standorts durchschnittliche Abweichungen von bis zu 16% (20.10.2012 Testanlage am Standort KH) auftreten. Diese Differenzen lassen hauptsächlich auf Defizite bei der Bestimmung der Modultemperatur nach TamizhMani et al. (2003) schließen (Huld und Amillo (2015)). Daher soll in einer zukünftigen Sensitivitätsstudie geprüft werden, ob durch die Berücksichtigung der Montierungsart mit der Funktion nach Kratochvil et al. (2004) die Differenzen zwischen P_{mess} und P_{mod} reduziert werden können. Des Weiteren können anlagenspezifische Unsicherheiten, wie beispielsweise fehlerhafte Wechselrichtereinstellungen und standortspezifische Unsicherheiten, wie Verschmutzung, die Ergebnisse beeinflussen. Diese Unsicherheiten können jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht quantifiziert werden. Meteorologische Unsicherheiten könnten dadurch verringert werden, indem, statt der Lufttemperatur und der Windgeschwindigkeit aus dem Regionalmodell COSMO-DE, gemessene standortgenaue Lufttemperaturen, Windgeschwindigkeiten und Strahlungsflussdichten Anwendung finden.

5.3.3 Lineare Inversion und Informationsgehalt

Für den 02.03.2012 werden für die Standorte der Testanlagen die direkte $F_{PV,inv}$, die diffuse $F_{PV,inv}$ und der Informationsgehalt unter Anwendung von PV2RAD abgeleitet (Abbildung 4.13

und 4.14) (Rodgers (2000)). Der Einfluss von meteorologischen, anlagenspezifischen, standortspezifischen und methodischen Unsicherheiten (Kapitel 5.1, Tabelle 5.1 und 5.2) kann zu Unterschieden zwischen $F_{a\ priori}$ sowie $F_{PV,inv}$ führen.

Direkte $F_{PV,inv}$

Für den Standort BU stimmt ab circa 08:00 UTC am 02.203.2012 die direkten $F_{a\ priori}$ nicht mit den direkten $F_{PV,inv}$ überein. Zunächst werden die direkten $F_{a\ priori}$ im Vergleich zu den direkten $F_{PV,inv}$ bis zum Sonnenhöchststand um durchschnittlich 15% überschätzt und in der zweiten Tageshälfte bis zu einem Sonnenzenitwinkel von 70° um durchschnittlich 16% unterschätzt. Dies ist auf Unregelmäßigkeiten von P_{mess} zurückzuführen (Abbildung 4.13 Bild a) grüne Linie). Gründe für die Unregelmäßigkeiten könnten zwischen circa 08:00 UTC und Sonnenhöchststand Verschattung durch Bewölkung, Objekte oder Lebewesen sein. Die deutliche Unterschätzung der direkten $F_{a\ priori}$ relativ zur direkten $F_{PV,inv}$ in der zweiten Tageshälfte könnte durch Reflexionen entstehen.

Im Verlauf des Tagesgangs gibt es an den Standorten KH, KP, NE und WE Unterschiede zwischen direkter $F_{a\ priori}$ sowie direkter $F_{PV,inv}$ (Abbildung 4.13 Bild b), c), d), e)). Die Unterschiede können auch hier auf die in Kapitel 5.1 beschriebenen Unsicherheiten, wie beispielsweise Verschmutzung der PV-Module, falsche Annahme des Modulwirkungsgrades oder fehlerhafte Wechselrichtereinstellungen, schließen lassen. Letztlich wird das a priori Wissen ($F_{a\ priori}$) auf Basis von libRadtran und den atmosphärischen Parametern bestimmt. Wie im Kapitel 5.1.1 diskutiert, haben auch die Eingangsdaten in libRadtran gewisse Unsicherheiten. Damit die Differenz zwischen der direkten $F_{a\ priori}$ sowie der direkten $F_{PV,inv}$ minimiert werden kann, sollte das a priori Wissen in Form von standortgenauen Messdaten vorliegen.

Am Standort WR beträgt die Differenz zwischen der direkten $F_{a\ priori}$ sowie der direkten $F_{PV,inv}$ durchschnittlich 2%. Folglich kann für diese Testanlage unter Anwendung von PV2RAD die direkte $F_{PV,inv}$ gut abgeleitet werden.

Der Informationsgehalt der direkten $F_{PV,inv}$ ist für alle Standorte und Zeitschritte des validierten Anteils größer als 0.7, für die Mehrheit der Zeitschritte sogar größer als 0.9. Dies bedeutet, dass mit PV2RAD direkte $F_{PV,inv}$ ermittelt und neue Informationen diesbezüglich gewonnen werden können. Für SZA $> 70°$ des Tagesgangs ist der Informationsgehalt für die Mehrheit der Zeitschritte kleiner als 0.9, jedoch nie geringer als 0.5. Möglicherweise ist das Vorwärtsmodell für SZA $> 70°$ nicht ausreichend präzise, daher sollte die direkte $F_{a\ priori}$ auf eine orientierte Fläche zukünftig mit libRadtran modelliert werden.

Diffuse $F_{PV,inv}$

Für alle Testanlagen überschneiden sich die diffuse $F_{a\ priori}$ und die diffuse $F_{PV,inv}$ für SZA $< 70°$ im Tagesgang (Abbildung 4.13). Der Informationsgehalt der diffusen $F_{PV,inv}$ ist für alle Testanlagen und die Mehrheit aller Zeitschritte kleiner als 0.1. Das bedeutet, dass die diffusen $F_{PV,inv}$ stark

dem a priori Wissen entsprechen (Rodgers (2000)). Ein möglicher Grund dafür könnte sein, dass der von der diffusen $F_{PV,inv}$ beigetragene Anteil zur Leistung relativ (zur direkten $F_{PV,inv}$) gering und im Tagesverlauf recht konstant ist. Daher sind die Ableitungen der Leistung nach der diffusen $F_{PV,inv}$ klein und unterscheiden sich nicht innerhalb der Unsicherheiten (keine charakteristische Messung) (Rodgers (2000)).

Für die PV-Anlagen am Standort KH, KP und NE wird die diffuse $F_{PV,inv}$ um circa 17:00 UTC kleiner 0. Dies ist physikalisch unmöglich und bedeutet, dass das Vorwärtsmodell für $SZA > 70°$ präzisiert werden muss.

Der Informationsgehalt der diffusen $F_{PV,inv}$ nimmt für $SZA > 70°$ des Tagesgangs und die Mehrheit der Zeitschritte zu. Folglich können für $SZA > 70°$ bezüglich der diffusen $F_{PV,inv}$ neue Informationen gewonnen werden.

Zukünftig muss das Vorwärtsmodell und die lineare Inversion verbessert werden, sodass für den gesamten Tagesgang ein Informationsgewinn bezüglich der direkten und der diffusen $F_{PV,inv}$ erreicht werden kann. Um dies zu erreichen sollten mögliche Unsicherheiten (meteorologische, anlagenspezifisch, standortspezifische und methodisch) weiterhin reduziert werden. Für eine Pilotstudie liefert PV2RAD jedoch gute Ergebnisse bezüglich der Ermittlung von der direkten $F_{PV,inv}$.

5.3.4 Abgeleitete AOD und ihre Einflussfaktoren

In dieser Arbeit wird der atmosphärische Parameter AOD aus der direkten $F_{PV,inv}$ abgeleitet. Die abgeleiteten AOD unterscheiden sich in Abhängigkeit des Standorts der Testanlagen (Abbildung 4.15). Da es für keinen der Standorte a priori Wissen gibt, können standortspezifische Einflüsse nicht quantifiziert werden. Standortspezifische Einflüsse können landwirtschaftliche Aktivität (u.a. Warner et al. (2017) und Bauer et al. (2016)), Verbrennung von Biomasse (u.a. Warner et al. (2017) und Bauer et al. (2016)), fossile Verbrennungen (u.a. Bäumer et al. (2008)), mineralischer Staub (Wüstenstaub) (u.a. Papayannis et al. (2008)) oder Wolken beziehungsweise eine Wolkenkontamination sein (u.a. Boucher et al. (2013), Wallace und Hobbs (2006) und Kaufman et al. (2002)). Mikrometeorologische Bedingungen (Windgeschwindigkeit oder Auswaschung durch Niederschlag können die Aerosolmenge verstärken oder abschwächen (u.a. Boucher (2015)).

Gestützt auf die OPAC-Datenbank lassen sich die Mediane der AOD der Standorte KH ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.077$), KP ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.086$), NE ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.084$), WE ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.103$) und WR ($\tau_{ae,501\,nm}, = 0.048$) dem Szenario „continental clean“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{ae,500\,nm} = 0.073$ zuordnen. Der Median der AOD am Standort BU mit $\tau_{ae,501\,nm} = 0.142$

ist dem Szenario „continental average“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{ae,500\,nm} = 0.171$ zu zuweisen(Hess et al. (1998)).

Damit zukünftig eine Quantifizierung von Einflüssen, wie landwirtschaftliche Aktivität, Verbrennung von Biomasse, fossile Verbrennungen, mineralischer Staub oder Wolken, erfolgen kann, sollten diese Einflüsse standortspezifisch unter der Berücksichtigung von aktuellen meteorologischen Parametern bestimmt werden.

5.3.5 Vergleich von $F_{PV,inv}$ und $F_{met,mod}$ aus dem Regionalmodell COSMO-EU

Die Ergebnisse der $F_{PV,inv}$ dieser Studie werden im Folgenden mit den $F_{met,mod}$ aus dem Regionalmodell COSMO-EU des DWD verglichen (Abbildung 5.2). Ein Vergleich der $F_{PV,inv}$ mit dem bisher verwendeten Regionalmodell COSMO-DE ist nicht möglich, da mit diesem erst ab dem Jahr 2014 Strahlungsflussdichte berechnet worden sind (persönliche Kommunikation mit Herrn Walter Koelschtzky, DWD, Abteilung Zentraler Vertrieb). Das Regionalmodell COSMO-EU bildete bis Ende des Jahres 2016 zusammen mit dem Regionalmodell COSMO-DE und dem Globalmodell Icosahedral Nonhydrostatic (ICON) die Basis der numerischen Wettervorhersage des DWD (Deutscher Wetterdienst (2014) und Schulz, J.-P. und Schättler, U. (2014)). Die Gittermaschenweite des Regionalmodells COSMO-EU beträgt 7 km auf 7 km und ist damit 2.5 mal größer als die des Regionalmodells COSMO-DE mit 2.8 km auf 2.8 km (Baldauf et al. (2011)). Für den Vergleich der Strahlungsflussdichten wird der nächste Punkt des Gitters des Regionalmodells COSMO-EU zum jeweiligen Standort der Testanlagen und zum HP bestimmt.

Da die $F_{met,mod}$ aus dem Regionalmodell COSMO-EU nur als stündliche Mittelwerte vorliegen, werden diese im folgenden Vergleich gegenübergestellt. Die erste $F_{PV,inv}$ wird für 06:30 UTC ermittelt. Da zur Berechnung des Mittelwerts immer eine volle Stunde (vier Messpunkte) gegeben sein muss, kann der erste Stundenmittelwert erst für 08:00 UTC ermittelt werden. Der Mittelwert für 08:00 UTC setzt sich also aus den vier Messpunkten um 07:15 UTC, 07:30 UTC, 07:45 UTC und 08:00 UTC zusammen.

Der Vergleich von $F_{met,mod}$ aus dem Regionalmodell COSMO-EU relativ zu $F_{PV,inv}$ ($SZA < 70°$) zeigt für alle Standorte der Testanlagen eine Unterschätzung der direkten $F_{met,mod}$ um durchschnittlich 25% und eine Überschätzung der diffusen $F_{met,mod}$ um durchschnittlich 80% (Abbildung 5.2 Bild a) bis f)). Ähnliche Unterschiede treten im Vergleich von $F_{met,mod}$ aus dem Regionalmodell COSMO-EU und $F_{met,mess}$ am Standort HP auf (Abbildung 5.2 Bild g)). Dabei werden die direkten $F_{met,mod}$ im Vergleich zur den direkten $F_{met,mess}$ um durchschnittlich 38% unterschätzt und die diffusen $F_{met,mod}$ relativ zur diffusen $F_{met,mess}$ um durchschnittlich 60%

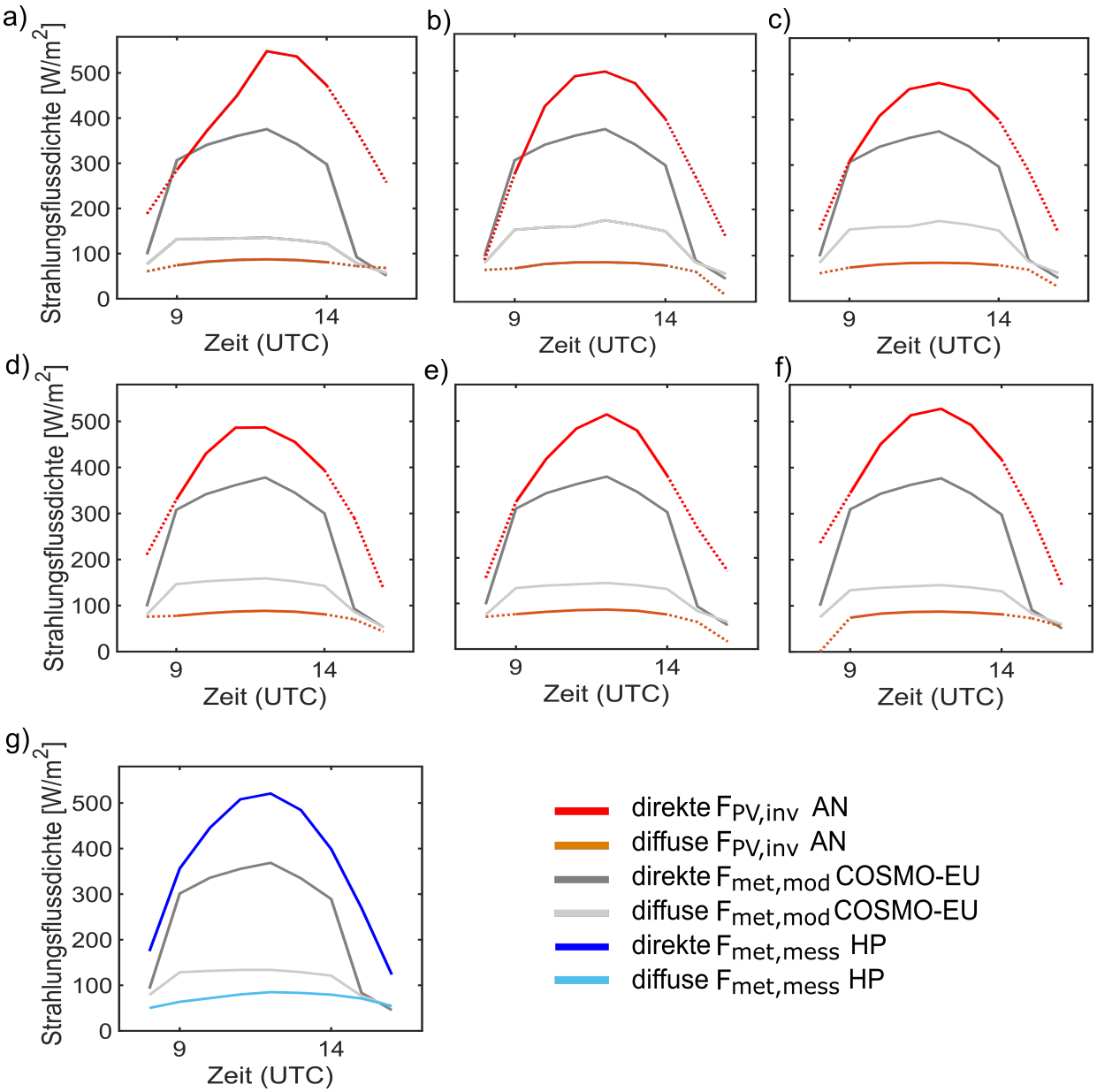


Abbildung 5.2: Vergleich von Stundenmittelwerten der direkten und der diffusen $F_{PV,inv}$ mit denen der direkten und der diffusen $F_{met,mod}$ aus dem Regionalmodell COSMO-EU. Für die folgenden Standorte wurde der Vergleich am 02.03.2012 durchgeführt: a) BU, b) KH, c) KP, d) NE, e) WE, f) WR. Der validierte Anteil des Tages wird durch die durchgezogene Linie und der nicht validierte Anteil durch die unterbrochenen Linie markiert. Bild g) zeigt den Vergleich zwischen den Stundenmittelwerten der direkten und der diffusen $F_{met,mess}$ am Standort HP und der direkten und der diffusen $F_{met,mod}$ des Regionalmodells COSMO-EU am 02.03.2012.

überschätzt. Daraus kann gefolgert werden, dass das Regionalmodell COSMO-EU die $F_{met,mod}$ für die Testregion nicht realistisch modellieren kann. Dieser Befund generellen Unterschätzung des direkten Strahlungsflussdichte und einer Überschätzung des diffusen Strahlungsflussdichte für klare Tage des Regionalmodells COSMO-EU Modell ist im Einklang mit den Befunden von Akkermans et al. (2012), Frank et al. (2018) und Baldauf et al. (2011). Dies deutet darauf hin, dass Vorhersagen der PV-Leistung, die gestützt auf die Vorhersagen von Strahlungsflussdichten

eines operationellen „state-of-the-art“ Wettermodells wie dem COSMO-EU sind, zu großen Unsicherheiten in der Prognose von PV-Leistung auf der Verteilnetzebene führt.

Seit dem Jahr 2016 wird das Regionalmodell COSMO-EU nicht mehr operationell verwendet. Es wurde durch das Globalmodell ICON ersetzt, wobei für die Fläche von Europa der Abstand der Gitterpunkte auf 7 km reduziert wurde und somit die Gittermaschenweite identisch zum Regionalmodell COSMO-EU ist (persönliche Kommunikation mit Herrn Walter Koelschtzky, DWD, Abteilung Zentraler Vertrieb). Ab dem 2014 können $F_{PV,inv}$ mit dem Regionalmodell COSMO-DE und COSMO-EU verglichen werden. Dies sollte zukünftig umgesetzt werden, um Stärken und Schwächen der jeweiligen Verfahren besser herausarbeiten zu können.

Kapitel 6

Zusammenfassung und Ausblick

Zeitlich und räumlich differenzierte Prognosen der elektrischen Leistung durch die Strahlungsenergie bilden eine Grundlage für die effiziente Nutzung von solargebundenen erneuerbaren Energien (u.a. Kleissl (2013) und Rekinger et al. (2012)). Zentrale Eingabegrößen für die Leistungsprognosen sind die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte und in Summe die Globalstrahlung. Je höher diese zeitlich und räumlich aufgelöst werden und je geringer die Unsicherheiten sind, desto präziser kann eine Leistungsprognose sein (u.a. Antonanzas et al. (2016), Diagne et al. (2013), Kleissl (2013) und Lorenz et al. (2016)).

Die vorliegende Doktorarbeit widmet sich mit einer Pilotstudie diesem Ziel. Die Grundidee hierbei ist, die gemessene Leistung (P_{mess}) einer repräsentativen Untermenge von Photovoltaikanlagen (Testanlagen) auf dem Vorsorgungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers zur Messung der aktuellen direkten und diffusen Strahlungsflussdichte heranzuziehen und diese Information mit der durch Wettermodelle vorhergesagten direkten und diffusen Strahlungsflussdichte zu vergleichen, um die Leistungsprognosen zu verbessern. Das „upscaling“ der Leistungsmessung dieser repräsentativen Untermenge der Photovoltaikanlagen auf die aktuelle Gesamtleistung des Ensembles der Photovoltaikanlagen auf Verteilnetzebene soll dann mit statistischen Methoden erfolgen. Gegenüber den herkömmlichen Verfahren der Ermittlung von Strahlungsflussdichten (zum Beispiel basierend auf Messungen an Bodenmessstationen, durch Satellitenmessungen, oder auch „a posteriori“ aus dem re-analysierten Wetter abgeleitet) hat dieses Vorgehen prinzipielle Vorteile. Durch die Hinzunahme von Informationen aus Bodenmesssationen (Photovoltaikanlagen) kann eine höhere räumliche und zeitliche Auflösung (und vermutlich auch eine höhere Genauigkeit) als bei herkömmlichen Verfahren erreicht werden und die Strahlungsflussdichten stehen zeitnaher zur Verfügung. Weiterhin können über dieses Verfahren die relevanten räumlichen und zeitlichen Skalen der Aerosoleigenschaften und der Bewölkung sowie die physikalisch bestimmte Antwort des Strahlungstransportes darauf realistisch abgebildet werden.

Damit dieses Vorgehen gelingen kann, ist jedoch eine sorgfältige Kalibrierung und Überwachung der Photovoltaikanlagen dieser repräsentativen Untermenge notwendig. Basierend auf dieser Idee

wird in der vorliegenden (Pilot-) Studie eine Verfahren (PV2RAD) zur Strahlungskalibrierung einzelner Photovoltaikanlagen beschrieben. Weiterhin wird das Verfahren validiert, und auf seine Stärken und noch vorhandenen Schwächen charakterisiert. In seiner derzeitigen Entwicklung (Anfang 2018) lassen sich mit ihm für (zunächst) klare Tage der Beitrag der direkten und diffusen Strahlungsflussdichte zur Globalstrahlung, die Aerosol Optische Dicke (AOD) am Standort, die jahreszeitlich veränderliche temperatur- und verschmutzungsabhängige Gesamteffizienz (also das Verhältnis aus Leistungsdichte der PV-Anlage und der Globalstrahlung am Standort) sowie ihr Einfluss auf die Leistung der Photovoltaikanlagen ermitteln.

PV2RAD - Strahlungsflussdichten aus Leistungsdaten

Im Kern beruht das hier entwickelte Verfahren PV2RAD auf einem dreistufigen Verfahren (Kapitel 3). PV2RAD ist so entwickelt, dass es auf möglichst viele Standorte übertragbar ist und somit auf eine Mehrheit der PV-Anlagen angewandt werden kann. Die erste Stufe umfasst die Beschaffung der Leistungsdaten, Informationen über die Photovoltaikanlagen (beispielsweise die Fläche oder die Orientierung), der atmosphärischen Parameter (Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit, Aerosol Optische Dicke), der gemessenen und modellierten direkten und diffusen Strahlungsflussdichten als a priori Wissen und der standortspezifischen Besonderheiten (Beispielsweise Verschattung, Verschmutzung, Amoniumnitrat ($NH_3 - NO_3$) Emission aus Ställen, Mineralstaub) (Kapitel 3.1). Atmosphärische Parameter, die nicht in Form von Messdaten oder Literaturwerten zur Verfügung stehen, lassen sich über einen eigens entwickelten Optimierungsalgorithmus bestimmen (Kapitel 3.1.3).

In einem zweiten Schritt werden mit Hilfe eines Vorwärtsmodells und anschließender (nicht-) linearer Optimierung die relevanten externen und internen Parameter der Photovoltaikanlagen mit Hilfe der berechneten (oder gemessenen) einfallenden Globalstrahlung, die unterteilt ist in eine direkte und eine diffuse Komponente, kalibriert. Für die Kalibrierung werden Tagesgänge der gemessenen Leistung an klaren Tagen ausgewählt, da dann die Globalstrahlung vor allem durch die direkte Strahlungsflussdichte bestimmt wird und die bestimmenden Parameter des diffusen Anteils (beispielsweise die AOD) „a priori“ gut geschätzt werden können (Kapitel 3.2). Im Rahmen dieser Arbeit wird PV2RAD an einer Photovoltaikanlage auf dem Gebäude der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg (H-BRS), Sankt Augustin validiert. Dabei können bei Messungen an unterschiedlichen klaren Tagen der Median des Azimutwinkels ($\beta = 195°$ -0.75°/+1.5°), des Elevationswinkels ($\alpha = 14°$ -0.75°/+1.5°), des Skalierungsfaktors ($s = 1.6\,\mathrm{m}^2$), des empirisch bestimmten Gesamtbrechungsindexes ($n = 1.072$ -0.07/+0.018) und der Gesamteffizienz ($\eta_{\text{total}} = 13.9\%$ -0.65%/+2.55%) der Photovoltaikanlage auf Basis einer Gleichstrommessungen (DC-Messungen), in guter Übereinstimmung mit dem a priori Wissen bezüglich der Orientierung ($\beta = 191° \pm 2°$, $\alpha = 14° \pm 2°$) und Fläche ($s = 1.6\,\mathrm{m}^2$) der Photovoltaikanlage und des Modulwirkungsgrads ($\eta_{\text{a priori}} = 14\%$) bestimmt werden (Kapitel 4.1.1).

In der dritten Stufe werden aus den Leistungsdaten der Photovoltaikanlage die direkte und die diffuse Strahlungsflussdichte ($F_{PV,inv}$) als Funktion der atmosphärischen Parameter abgeleitet (Kapitel 3.1.3 und Kapitel 3.3). Für die Testmessungen an der H-BRS, für die auch unabhängige Messungen der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte ($F_{met,mess}$) zur Verfügung stehen, ergibt sich für die Vergleichsmessungen (SZA $< 70°$) am 29.02.2016 eine Differenz (Δ) zwischen direkter $F_{met,mess}$ und direkter $F_{PV,inv}$ von durchschnittlich 1.5% und zwischen diffuser $F_{met,mess}$ und diffuser $F_{PV,inv}$ von durchschnittlich 2% (Abbildung 4.3). Hingegen zeigt der Vergleich für den 30.06.2015 (SZA $< 70°$), für die direkte Strahlungsflussdichte ein Δ ($F_{met,mess}$ - $F_{PV,inv}$) von 8% und für die diffuse Strahlungsflussdichte von durchschnittlich 9%. Für alle weiteren Kalibrierungstage (06.07.2015, 27.02.2016, 17.03.2016, 05.05.2016 und 08.05.2016) liegen die Differenzen der jeweiligen Wertepaaren zwischen denen der Kalibrierungstage 30.06.2015 und 29.02.2016, jedoch mehrheitlich näher an der durchschnittlichen Differenz des 29.02.2016. Die großen Differenzen am 30.06.2015 lassen sich auf eine fehlerhafte Messung von großen Leistungen ($>$160 W) und auf eine Teilverschattung des SOLYS-2-Tracker zurückführen. Aus den Messungen beziehungsweise den entsprechenden Maßzahlen der Inversion (Informationsgehalt, Spur der Mittelungsmatrix) kann der Informationsgewinn von $F_{PV,inv}$ ermittelt werden. Für SZA $< 70°$ ist der Informationsgehalt der Leistungsmessung des PV-Moduls bezüglich der Bestimmung von direkter $F_{PV,inv}$ größer als 0.9 und für den diffusen Anteil durchschnittlich geringer als 0.2 (Abbildung 4.4). Für die niedrig stehende Sonne (SZA $> 70°$) sinkt erwartungsgemäß der gewonnene Informationsgehalt der direkten $F_{PV,inv}$ und für den diffuse Anteil steigt dieser an, denn mit abnehmenden Sonnenstand wird die Globalstrahlung zunehmend durch den diffusen Anteil bestimmt. Somit können für klare Tage mit PV2RAD aus PV-Leistungsdaten die Beiträge der direkten und der diffusen $F_{PV,inv}$ zur Globalstrahlung bestimmt werden. Das Verfahren ist bisher für SZA $< 70°$ an klaren Tagen validiert. Zukünftig soll durch eine Verbesserung des Vorwärtsmodell die Ableitung von direkter und diffuser Strahlungsflussdichte auch für SZA $> 70°$ und für den bewölkten Himmel ermöglicht werden.

Anwendung von PV2RAD auf eine Testregion

In einem weiteren Schritt wird PV2RAD auf sechs Photovoltaikanlagen (Testanlagen) der Testregion angewandt (Kapitel 4.2). Da die Eingabedaten für diese Standorte nicht vollständig sind, wird mit einem eigens entwickelten Optimierungsalgorithmus die AOD zunächst an Hand von Pyranometermessungen für den Standort HP bestimmt, der zwischen 30 km bis 50 km Luftlinie von den Testanlagen entfernt liegt. Die abgeleiteten AOD sind daher nur bedingt als a priori Wissen für die Testregion nutzbar. Die Mediane der ermittelten AOD für 02.03.2012, 26.03.2012, 24.07.2012 und 20.10.2012 liegen zwischen $\tau_{ae,501\,nm} = 0.021$ und $\tau_{ae,501\,nm} = 0.412$ und lassen sich den OPAC-Szenarien „continental clean“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{ae,500\,nm} = 0.073$ und „continental polluted“ mit einer durchschnittlichen AOD von $\tau_{ae,500\,nm} = 0.371$ zuordnen (Kapitel 4.2.1).

Anschließend werden die anlagenspezifischen Parameter der Testanlagen mit dem Vorwärtsmodell bestimmt, wobei nur für drei der sechs Testanlagen (BU, NE und WR) a priori Wissen bezüglich des Azimutwinkels und des Elevationswinkels vorliegt (Kapitel 4.2.2). Für diese drei Testanlagen stimmt der Median des Elevationswinkels im Rahmen der Unsicherheit mit dem a priori Wissen überein, ebenso der Median des Azimutwinkels am Standort BU und NE (Tabelle 4.3 und 4.4). Für den Standort WR liegt der Median des Azimutwinkels mit $194^\circ \pm 1^\circ$ außerhalb der Unsicherheit des a priori Wissens von $188^\circ \pm 5^\circ$. Trotz der generellen guten Übereinstimmung zwischen den Medianen der anlagenspezifischen Parameter und dem a priori Wissen streuen die Einzelwerte der Testanlagen. So ist der Elevationswinkel des 24.07.2012 der Testanlage am Standort WE um 18° geringer als der des 20.10.2012. Eine Vor-Ort-Besichtigung ergab jedoch, dass diese Photovoltaikanlage aufgeständert auf ein Flachdach montiert ist, das zudem circa 15° nach Osten geneigt ist. Dieser zusätzliche Winkel wird nicht im Vorwärtsmodell berücksichtigt, daher ist es nicht verwunderlich, dass die geometrischen Anlageparameter für diese PV-Anlage nicht korrekt ermittelt werden können. Am Standort WR ist die Streuung der Einzelwerte vergleichsweise gering, dabei hat die Elevation des 24.07.2012 und des 20.10.2012 eine maximale Differenz von 2° zum Median. Der Vergleich der Mediane der Gesamteffizienz von allen Testanlage zeigt für die Testanlage am Standort KH das beste Ergebnis mit $15.2\% \pm 2\%$.

Der Vergleich von gemessenen Leistung mit modellierten Leistung (für $\mathrm{SZA} < 70^\circ$) zeigt für den 26.03.2012 an den Standorten BU und WE, für den 26.03.2012 und den 24.07.2012 an den Standorten KH, NE und WR und für den 26.03.2012 und den 20.10.2012 am Standort KP durchschnittliche Differenzen kleiner als 5% (Abbildungen 4.7 bis 4.12). Für den Standort WR ist die Differenz zwischen gemessener Leistung sowie modellierter Leistung im Vergleich zu den fünf Testanlagen von durchschnittlich 2% für $\mathrm{SZA} < 70^\circ$ am geringsten (Abbildung 4.13). Generell können diese Differenzen auf meteorologische, anlagenspezifische, standortspezifische und methodische Unsicherheiten zurückgeführt werden (Kapitel 5.1). Bei der Inversion der Messungen aller Testanlagen (für $\mathrm{SZA} < 70^\circ$) ist der Informationsgehalt zur Bestimmung der direkten $F_{PV,inv}$ durchschnittlich größer als 0.9 und für die diffuse $F_{PV,inv}$ zumeist geringer als 0.2 (Abbildung 4.14).

Aus den abgeleiteten direkten $F_{PV,inv}$ kann mit Hilfe einer Strahlungstransportmodellierung (mit libRadtran) die Aerosol Optische Dicke mit dem Newton-Verfahren standortgenau abgeleitet werden (Kapitel 4.2.4) (u.a. Königsberger (1997), Bronstein et al. (2012) und Mayer und Kylling (2005)). Für den 02.03.2012 weichen die Mediane der abgeleiteten AOD zwischen den einzelnen Standorten der Testanlagen und dem meteorologischen Observatorium HP deutlich voneinander ab. Die maximale Differenz zwischen den Medianen der abgeleiteten AOD über den Testanlagen und der abgeleiteten AOD am Standort HP beträgt dabei 240% (Differenz zwischen dem Median am Standort BU ($\tau_{ae,501\,nm} = 0.142$) im Vergleich zum Standort HP ($\tau_{ae,500\,nm} = 0.042$) (Abbildung 4.15). Als mögliche größte Ursachen sind hierfür Unterschiede in den Aerosolquellen

aber auch mikro- und mesoskalige meteorologische Prozesse (u.a. Höhe der Grenzschicht) über dem Messort zu nennen.

Weiterhin zeigt der Vergleich der vorhergesagten $F_{met,mod}$ und $F_{PV,inv}$ ($SZA < 70°$) des Regionalmodell COSMO-EU eine Unterschätzung der direkten $F_{met,mod}$ für alle Standorte um durchschnittlich 25% (Kapitel 5.3.5). Hingegen werden die diffusen $F_{met,mod}$ des Regionalmodells COSMO-EU relativ zur den diffusen $F_{PV,inv}$ an den Standorten der Testanlagen um durchschnittlich 80% überschätzt. Ähnliche Differenzen zeigt auch der Vergleich von $F_{met,mod}$ des Regionalmodell COSMO-EU mit den $F_{met,mess}$ Messungen am Standort HP. Dabei wird die direkte $F_{met,mod}$ im Vergleich zur direkte $F_{met,mess}$ um durchschnittlich 38% unterschätzt und die diffuse $F_{met,mod}$ um 60% im Vergleich zur diffusen $F_{met,mess}$ überschätzt (Abbildung 5.2). Dieses Resultat einer generellen Unterschätzung der direkten Strahlungsflussdichte und einer Überschätzung der diffusen Strahlungsflussdichte für klare Tage des Regionalmodells COSMO-EU ist im Einklang mit den Ergebnissen von Akkermans et al. (2012), Baldauf et al. (2011) und Frank et al. (2018). Dieses Resultat deutet darauf hin, dass Vorhersagen der Photovoltaikleistung gestützt auf die Vorhersagen der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte eines operationellen „state-of-the-art“ Wettermodells wie dem COSMO-EU (oder in Zukunft das ICON) ohne räumlich und zeitlich dichte „ground truth“ Messungen der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte, wie in dieser Arbeit vorgeschlagen, zu großen Unsicherheiten in der Prognose der Photovoltaikleistung auf der Verteilnetzebene führt.

Ausblick

Das im Rahmen dieser Doktorarbeit als Pilotstudie entwickelte Verfahren PV2RAD ist ein erster Schritt zu einer verbesserten Vorhersage der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber. Zusätzlich ist es im Kontext der meteorologischen und klimatologischen Forschung interessant, da es ein verbessertes Verständnis der atmosphärischen Strahlungsübertragung auf mikro- und mesoskaliger Ebene ermöglicht. Im Kern der Arbeit steht die Kalibration von „im Feld“ installierten Photovoltaikanlagen zur Ableitung der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichte aus instantan erzeugter elektrischer Energie. Die Kenntnis dieser Strahlungsgrößen erlaubt letztlich durch mathematische Inversion wichtige Rückschlüsse auf atmosphärische Parameter (Aerosol und Wolken Optische Dicke, Wasserdampfsäule, und ihre räumliche Verteilung im Rahmen eines Messnetzes) der Strahlungsübertragung auf den relevanten Skalen.

Im Rahmen dieser Arbeit konnte gezeigt werden, dass mit dem hier vorliegenden (und an einigen Stellen stark vereinfachenden) Vorwärtsmodell die wichtigsten Eigenschaften einer individuellen Photovoltaikanlagen (Orientierung, optische Eigenschaften und Temperaturabhängigkeiten) zuverlässig und ohne viel Vorwissen ermittelt werden können. Zukünftige wesentliche Verbesserungen des Verfahrens PV2RAD sollten jedoch unter anderem darauf zielen die Stromerzeugung der

Photovoltaikzelle aus den vorwärtsmodellierten direkten und diffusen Strahlungsflussdichten, unter Umgehung der üblichen semi-empirischen Verfahren, physikalisch geschlossen zu beschreiben.

Bei der Kalibrierung der Photovoltaikanlagen sowie bei der Inversion auf die relevanten atmosphärische Parameter durch moderne mathematische Optimierungsverfahren ist es weiterhin notwendig, dass in allen Teilschritten (das heißt in der atmosphärischen Strahlungsübertragung und dem Photovoltaikmodell, also auf der Modul und DC- und Wechselstrom (AC)-Konverterebene) sogenannte Jacobimatrizen (partielle Ableitung der Zielgröße nach dem Vektor des Zustandraumes) oder in höherer Ordnung sogenannte Hessematrizen (das heißt zweite partielle Ableitungen der Zielgröße nach dem jeweiligen Modellparameter) entweder numerisch (Strahlungstransport) oder analytisch (unter anderem für das Photovoltaikmodell) gerechnet werden können. Da dies bisher zumindest für den atmosphärischen Strahlungstransport bei den leistungsstarken (und validierten) Strahlungstransportmodellen zur Berechnung der atmosphärischen Energiebilanz nicht der Fall war, konnte im Rahmen dieser Doktorarbeit die atmosphärische Inversion nur für die Aerosol Optische Dicke durchgeführt werden. Das Rechnen der partiellen Ableitungen für die Inversion wird aber derzeit im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft geförderten Projektes (MetPVNet) entwickelt und getestet. Das Verfahren, atmosphärische Parameter aus Fernerkundungsmessungen abzuleiten (unter anderem durch Messungen von bemannten und unbemannten Forschungsflugzeugen, Höhenforschungsballons und vor allem durch Fernerkundungssatelliten, wie die europäischen Meteosat Satelliten, die ENVISAT Satelliten und dem Sentinel-5 Precursor Satelliten des Copernicus-Programms der ESA, wie unter anderem am Institut für Umweltphysik, der Universität Heidelberg seit Jahrzehnten erfolgreich durchgeführt wird), sollte auch mit einem entsprechend dichten Messnetz an bodengebundenen installierte „Fernerkundungsinstrumenten“ wie der Vielzahl an Photovoltaikanlagen (alleine in Deutschland 1.6 Millionen bis Ende 2017) möglich sein.

Ein Messnetz an Globalstrahlungssensoren würde die Netzintegration der Strahlungsenergie auf Verteil- und Übertragungsnetzebene, die Weiterentwicklung und Validierung von Wettermodellen und die Datenassimilation der operationellen Wettervorhersage verbessern. Bezüglich der verbesserten Netzintegration der Strahlungsenergie auf Verteil- und Übertragungsnetzebene könnte die mit Wettermodellen vorhergesagten Strahlung mit denen aus der Leistung der Photovolatikanlagen invertierten Strahlung abgeglichen werden, um dann mit Lernalgorithmen der künstlichen Intelligenz die Vorhersage für Nutzer beider Systeme schrittweise zu verbessern.

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e.V. (2017). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Eingesehen am 13.03.2018.
URL: *https://ag-energiebilanzen.de/*

Akkermans, T., Böhme, T., Demuzere, M., Crewell, S., Selbach, C., Reinhardt, T., Seifert, A., Ament, F. und van Lipzig, N. (2012). Regime-dependent evaluation of accumulated precipitation in cosmo, *Theoretical and Applied Climatology* **108**(1-2): 39–52.

Ångström, A. (1929). On the atmospheric transmission of sun radiation and on dust in the air, *Geografiska Annaler* **11**(2): 156–166.

Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martinez-de Pison, F. und Antonanzas-Torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting, *Solar Energy* **136**: 78–111.

Ashcroft, N. und Mermin, N. (2005). *Festkörperphysik*, Vol. 2, Oldenbourg, München.

Bakan, S. und Hinzpeter, H. (1988). Atmospheric radiation, *Landolt-Börnstein Tables, New Series Gruppe V, Geophysics and Space Research, Meteorology* **4**: 110–187.

Baldauf, M., Förstner, J., Klink, S., Reinhardt, T., Schraff, C., Seifert, A. und Stephan, K. (2006). Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist LMK und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD, *Deutscher Wetterdienst, Offenbach* **70**.

Baldauf, M., Seifert, A., Förstner, J., Majewski, D., Raschendorfer, M. und Reinhardt, T. (2011). Operational convective-scale numerical weather prediction with the cosmo model: description and sensitivities, *Monthly Weather Review* **139**(12): 3887–3905.

Bauer, S. E., Tsigaridis, K. und Miller, R. (2016). Significant atmospheric aerosol pollution caused by world food cultivation, *Geophysical Research Letters* **43**(10): 5394–5400.

Bäumer, D., Rinke, R. und Vogel, B. (2008). Weekly periodicities of aerosol optical thickness over central europe–evidence of an anthropogenic direct aerosol effect, *Atmospheric Chemistry and Physics* **8**(1): 83–90.

Beyer, H., Costanzo, C. und Heinemann, D. (1996). Modifications of the heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images, *Solar Energy* **56**(3): 207–212.

Blanc, P., Gschwind, B., Lefevre, M., Menard, L. und Wald, L. (2011). Satellite-based estimation of surface solar irradiance, *Spie Newsroom* S. `https://hal.archives--ouvertes.fr/file/index/docid/606352/filename/2011_SPIENewsroom_hc_blanc.pdf`.

Bodhaine, B., Wood, N., Dutton, E. und Slusser, J. (1999). On rayleigh optical depth calculations, *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* **16**(11): 1854–1861.

Bojanowski, J., Vrieling, A. und Skidmore, A. (2013). Calibration of solar radiation models for Europe using Meteosat Second Generation and weather station data, *Agricultural and Forest Meteorology* **176**: 1–9.

Boucher, O. (2015). *Atmospheric Aerosols: Properties and Climate Impacts*, Springer.

Boucher, O., Randall, D., Artaxo, P., Bretherton, C., Feingold, G., Forster, P., Kerminen, V.-M., Kondo, Y., Liao, H., Lohmann, U. et al. (2013). Clouds and aerosols, *Climate change 2013: the physical science basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, S. 571–657.

Bronstein, I. N., Hromkovic, J., Luderer, B., Schwarz, H.-R., Blath, J., Schied, A., Dempe, S., Wanka, G. und Gottwald, S. (2012). *Taschenbuch der Mathematik*, Springer.

Buchmann, T. (2012). *Potentialermittlung für Photovoltaikanlagen in Baden- Württemberg anhand von EEG-Anlagendaten und Globalstrahlungswerten des Wettermodells COSMO-DE von 2007 bis 2010*, Unveröffentlichte diplomarbeit, Ruprecht-Karls-Universität Heidelberg.

Bugler, J. (1977). The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation, *Solar Energy* **19**(5): 477–491.

Cano, D., Monget, J.-M., Albuisson, M., Guillard, H., Regas, N. und Wald, L. (1986). A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data, *Solar Energy* **37**(1): 31–39.

Cano, J., John, J., Tatapudi, S. und TamizhMani, G. (2014). Effect of tilt angle on soiling of photovoltaic modules, *Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2014 IEEE 40th*, IEEE, S. 3174–3176.

Case, K. und Zweifel, P. F. (1967). Linear transport theory.

Chandrasekhar, S. (1950). Radiative transfer, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* **76**.

Coakley Jr, J. und Chylek, P. (1975). The two-stream approximation in radiative transfer: Including the angle of the incident radiation, *Journal of the Atmospheric Sciences* **32**(2): 409–418.

Copernicus Global Land Service (o. J.). Surface albedo. Eingesehen am 14.03.2018.
URL: *https://land.copernicus.eu/global/products/sa*

Dagestad, K.-F. (2004). Mean bias deviation of the heliosat algorithm for varying cloud properties and sun-ground-satellite geometry, *Theoretical and Applied Climatology* **79**(3): 215–224.

Dankert, J. und Dankert, H. (2013). *Technische Mechanik: Statik, Festigkeitslehre, Kinematik/Kinetik*, Springer.

Davies, J. und Hay, J. (1978). Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface, *Proc. 1st Canadian Solar Radiation Data Workshop, Toronto, Canada*.

De Soto, W., Klein, S. und Beckman, W. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, *Solar Energy* **80**(1): 78–88.

Demain, C., Journée, M. und Bertrand, C. (2013). Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces, *Renewable Energy* **50**: 710–721.

Demtröder, W. (2005). Experimentalphysik 3.

Demtröder, W. (2006). Experimentalphysik 1.

Demtröder, W. (2013). Experimentalphysik 2.

Derr, V. (1980). Attenuation of solar energy by high, thin clouds, *Atmospheric Environment (1967)* **14**(6): 719–729.

Deutscher Wetterdienst (2013). Die deutschen Klimabeobachtungssysteme - Inventarbericht zum Global Climate Observing System.

Deutscher Wetterdienst (2014). Regionalmodell COSMO-EU.

Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J. und Schmutz, N. (2013). Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **27**: 65–76.

Dick, G., Gendt, G. und Reigber, C. (2001). First experience with near real-time water vapor estimation in a German GPS network, *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics* **63**(12): 1295–1304.

Dieckmann, J., Hopf, R., Ziesing, J., Kleemann, M., Krey, V., Markewitz, P., Martinsen, D., Vögele, S., Eichhammer, W., Jochem, E. et al. (2004). Klimaschutz in Deutschland bis 2030, *Endbericht zum Forschungsvorhaben Politikszenarien III. Im Auftrag des UBA. Berlin: UBA* .

Dolara, A., Leva, S. und Manzolini, G. (2015). Comparison of different physical models for pv power output prediction, *Solar Energy* **119**: 83–99.

Dubovik, O., Holben, B., Eck, T., Smirnov, A., Kaufman, Y., King, M., Tanre, D. und Slutsker, I. (2002). Variability of absorption and optical properties of key aerosol types observed in worldwide locations, *Journal of the Atmospheric Sciences* **59**(3): 590–608.

Duffie, J. und Beckman, W. (2013). *Solar engineering of thermal processes*, John Wiley & Sons.

Dumortier, D. (1995). Modelling global and diffuse horizontal irradiances under cloudless skies with different turbidities, daylight ii final report, *Technical report*, Technical Report, CNRS-ENTPE, Vaulx-en-Velin, France.

Emde, C., Buras, R. und Mayer, B. (2011). Alis: An efficient method to compute high spectral resolution polarized solar radiances using the monte carlo approach, *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer* **112**(10): 1622–1631.

Emde, C., Buras-Schnell, R., Kylling, A., Mayer, B., Gasteiger, J., Hamann, U., Kylling, J., Richter, B., Pause, C. und Dowling, T. (2016). The libradtran software package for radiative transfer calculations (version 2.0. 1), *Geoscientific Model Development* **9**(5): 1647–1672.

Engerer, N. und Mills, F. (2014). KPV: A clear-sky index for photovoltaics, *Solar Energy* **105**: 679–693.

Eriksson, P., Buehler, S., Davis, C., Emde, C. und Lemke, O. (2011). Arts, the atmospheric radiative transfer simulator, version 2, *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer* **112**(10): 1551–1558.

Evans, D. und Florschuetz, L. (1977). Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration, *Solar Energy* **19**(3): 255–262.

Fahrmeir, L., Heumann, C., Kuenstler, R., Pigeot, I. und Tutz, G. (2016). *Statistik: Der Weg zur Datenanalyse*, Springer.

Frank, C., Wahl, S., Keller, J., Pospichal, B., Hense, A. und Crewell, S. (2018). Bias correction of a novel european reanalysis data set for solar energy applications, *Solar Energy* **164**: 12–24.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2017). Photovoltaics report. Eingesehen am 04.01.2018.
URL: *https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents /publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf*

Fraunhofer ISE (2018). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Eingesehen am 15.03.2018.
URL: *https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents /publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf*

Generaldirektion Energie Europäische Kommission (2012). *Energiefahrplan 2050*, Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union.

Goldstein, H., Poole, J., Charles, P. und Safko Sr, J. (2012). *Klassische Mechanik*, John Wiley and Sons.

Goody, R. und Yung, Y. (1995). *Atmospheric radiation: theoretical basis*, Oxford University Press.

Gordon, I., Rothman, L., Hill, C., Kochanov, R., Tan, Y., Bernath, P., Birk, M., Boudon, V., Campargue, A., Chance, K. et al. (2017). The hitran2016 molecular spectroscopic database, *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer* **203**: 3–69.

Gracia Amillo, A. und Huld, T. (2013). Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces, *European Commission, Joint Research Centre, Via Enrico Fermi* **2749**.

Graßl, H., Kokott, J., Kulessa, M., Luther, J., Nuscheler, F., Sauerborn, R., Schellnhuber, H., Schubert, R., Schulze, E. et al. (2003). Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit.

Gueymard, C. A. (2009). Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications, *Solar Energy* **83**(3): 432–444.

Hammer, A. (2000). *Anwendungsspezifische Solarstrahlungsinformationen aus Meteosat-Daten*, Dissertation, Phd thesis, University of Oldenburg.

Hargreaves, G., Hargreaves, G. und Riley, J. (1985). Irrigation water requirements for Senegal river basin, *Journal of Irrigation and Drainage Engineering* **111**(3): 265–275.

Henyey, L. G. und Greenstein, J. L. (1941). Diffuse radiation in the galaxy, *The Astrophysical Journal* **93**: 70–83.

Hess, M., Koepke, P. und Schult, I. (1998). Optical properties of aerosols and clouds: The software package opac, *Bulletin of the American meteorological society* **79**(5): 831–844.

Hess, M., Koepke, P. und Schult, I. (o. J.). Optical Properties of Aerosols and Clouds (OPAC). Eingesehen am 19.02.2018.
URL: *http://andromeda.caf.dlr.de/data-products/spectroscopy-data/optical-properties-aerosols-and-clouds-opac*

Hochschule Bonn-Rhein-Sieg (o. J.). Energiemeteorologisches Labor. Eingesehen am 20.01.2018.
URL: *https://www.h-brs.de/de/izne/messgeraete-des-energiemeterologischen-labors*

Holben, B., Eck, T., Slutsker, I., Tanre, D., Buis, J., Setzer, A., Vermote, E., Reagan, J., Kaufman, Y., Nakajima, T. et al. (1998). Aeronet—a federated instrument network and data archive for aerosol characterization, *Remote sensing of environment* **66**(1): 1–16.

Huld, T. und Amillo, A. (2015). Estimating pv module performance over large geographical regions: The role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum, *Energies* **8**(6): 5159–5181.

Huld, T., Müller, R. und Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa, *Solar Energy* **86**(6): 1803–1815.

Ineichen, P. (2006). Comparison of eight clear sky broadband models against 16 independent data banks, *Solar Energy* **80**(4): 468–478.

Ineichen, P. und Perez, R. (1999). Derivation of cloud index from geostationary satellites and application to the production of solar irradiance and daylight illuminance data, *Theoretical and Applied Climatology* **64**(1): 119–130.

Institut de Mécanique Céleste et de Calcul des Éphémérides (o. J.). Ephemerides. Eingesehen am 14.03.2018.
URL: *https://www.imcce.fr/institut/presentation/*

Iqbal, M. (2012). *An introduction to solar radiation*, Elsevier.

Jänich, K. (2001). *Analysis für Physiker und Ingenieure: Funktionentheorie, Differentialgleichungen, Spezielle Funktionen*, Springer.

Kaltschmitt, M., Streicher, W. und Wiese, A. (2006). *Erneuerbare Energien*, Springer.

Kappas, M. (2009). *Klimatologie: Klimaforschung im 21. Jahrhundert-Herausforderung für Natur-und Sozialwissenschaften*, Springer.

Kato, S., Ackerman, T., Mather, J. und Clothiaux, E. (1999). The k-distribution method and correlated-k approximation for a shortwave radiative transfer model, *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer* **62**(1): 109–121.

Kaufman, Y., Tanre, D. und Boucher, O. (2002). A satellite view of aerosols in the climate system, *Nature* **419**(6903): 215.

Kern, E., Gulachenski, E. und Kern, G. (1989). Cloud effects on distributed photovoltaic generation: slow transients at the gardner, massachusetts photovoltaic experiment, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **4**(2): 184–190.

Killinger, S., Braam, F., Müller, B., Wille-Haussmann, B. und McKenna, R. (2016). Projection of power generation between differently-oriented pv systems, *Solar Energy* **136**: 153–165.

Kleissl, J. (2013). *Solar energy forecasting and resource assessment*, Academic Press.

Klose, B. (2016). *Meteorologie: eine interdisziplinäre Einführung in die Physik der Atmosphäre*, Springer.

Königsberger, K. (1997). *Analysis, Bd. 1*, Springer.

Kopp, G. und Lean, J. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance, *Geophysical Research Letters* **38**(1).

Kratochvil, J., Boyson, W. E. und King, D. L. (2004). Photovoltaic array performance model, *Technical report*, Sandia National Laboratories.

Kurnik, J., Jankovec, M., Brecl, K. und Topic, M. (2011). Outdoor testing of pv module temperature and performance under different mounting and operational conditions, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **95**(1): 373–376.

Kurucz, R. (1984). Solar Flux Atlas from 296 to 1300 nm, *National Solar Observatory Atlas* **1**.

Kylling, A., Stamnes, K. und Tsay, S.-C. (1995). A reliable and efficient two-stream algorithm for spherical radiative transfer: Documentation of accuracy in realistic layered media, *Journal of Atmospheric Chemistry* **21**(2): 115–150.

Laudani, A., Fulginei, F. R., Salvini, A., Carrasco, M. und Mancilla-David, F. (2016). A fast and effective procedure for sensing solar irradiance in photovoltaic arrays, *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016 IEEE 16th International Conference on*, IEEE, S. 1–4.

Lengfeld, K. und Ament, F. (2012). Observing local-scale variability of near-surface temperature and humidity using a wireless sensor network, *Journal of Applied Meteorology and Climatology* **51**(1): 30–41.

Linares-Rodriguez, A., Ruiz-Arias, J., Pozo-Vazquez, D. und Tovar-Pescador, J. (2013). An artificial neural network ensemble model for estimating global solar radiation from meteosat satellite images, *Energy* **61**: 636–645.

Liu, B. und Jordan, R. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, *Solar Energy* **4**(3): 1–19.

Liu, B. und Jordan, R. (1961). Daily insolation on surfaces tilted towards equator, *ASHRAE J.;(United States)* **10**.

Long, C. und Ackerman, T. (2000). Identification of clear skies from broadband pyranometer measurements and calculation of downwelling shortwave cloud effects, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **105**(D12): 15609–15626.

Lorenz, E., Kühnert, J., Heinemann, D., Nielsen, K., Remund, J. und Müller, S. (2016). Comparison of global horizontal irradiance forecasts based on numerical weather prediction models with different spatio-temporal resolutions, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **24**(12): 1626–1640.

Lorenz, E., Scheidtsteger, T. und Heinemann, D. (2011). Regionale Vorhersage der PV-Leistung zur Netzintegration von Solarstrom. Eingesehen am 15.03.2018.
URL: *https://www.uni-oldenburg.de/fileadmin/userupload/physik/ag/ehf/enmet/download/proc/D02lorenzSLP.pd*

Loutzenhiser, P., Manz, H., Felsmann, C., Strachan, P., Frank, T. und Maxwell, G. M. (2007). Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation, *Solar Energy* **81**(2): 254–267.

Lovejoy, S. (1982). Area-perimeter relation for rain and cloud areas, *Science* **216**(4542): 185–187.

Madhavan, B., Deneke, H., Witthuhn, J. und Macke, A. (2017). Multiresolution analysis of the spatiotemporal variability in global radiation observed by a dense network of 99 pyranometers, *Atmospheric Chemistry and Physics* **17**(5): 3317–3338.

Marion, B. und Smith, B. (2017). Photovoltaic system derived data for determining the solar resource and for modeling the performance of other photovoltaic systems, *Solar Energy* **147**: 349–357.

Marshak, A. und Davis, A. (2005). *3D radiative transfer in cloudy atmospheres*, Springer.

Marshak, A., Knyazikhin, Y., Davis, A., Wiscombe, W. und Pilewskie, P. (2000). Cloud-vegetation interaction: Use of normalized difference cloud index for estimation of cloud optical thickness, *Geophysical Research Letters* **27**(12): 1695–1698.

Martin, N. und Ruiz, J. (2001). Calculation of the pv modules angular losses under field conditions by means of an analytical model, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **70**(1): 25–38.

Mayer, B. und Kylling, A. (2005). Technical note: The libradtran software package for radiative transfer calculations-description and examples of use, *Atmospheric Chemistry and Physics* **5**(7): 1855–1877.

Mertens, K. (2015). *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, Carl Hanser Verlag GmbH Co KG.

Meteomedia GmbH (o. J.a). Stationsmesswerte und 4-Tage Prognose. Eingesehen am 28.01.2018.
URL: *http://wetterstationen.meteomedia.de/*

Meteomedia GmbH (o. J.b). Wetterstationen von Meteomedia. Eingesehen am 20.06.2017.
URL: *http://www.wetterstationen.meteomedia.de/map=Deutschland*

Mie, G. (1908). Beiträge zur Optik trüber Medien, speziell kolloidaler Metallösungen, *Annalen der Physik* **330**(3): 377–445.

Moradi, I., Mueller, R. und Perez, R. (2014). Retrieving daily global solar radiation from routine climate variables, *Theoretical and applied climatology* **116**(3-4): 661–669.

Neher, I., Buchmann, T., Crewell, S., Evers-Dietze, B., Pfeilsticker, K., Pospichal, B., Schirrmeister, C. und Meilinger, S. (2017). Impact of atmospheric aerosols on photovoltaic energy production Scenario for the Sahel zone, *Energy Procedia* **125**: 170–179.

Nespoli, L. und Medici, V. (2017). An unsupervised method for estimating the global horizontal irradiance from photovoltaic power measurements, *Solar Energy* **158**: 701–710.

Ångström, A. (1964). The parameters of atmospheric turbidity, *Tellus* **16**(1): 64–75.

Noorian, A., Moradi, I. und Kamali, G. (2008). Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces, *Renewable energy* **33**(6): 1406–1412.

Norwegian Institute for Air Research (o. J.). Ebas. Eingesehen am 22.12.2017.
URL: *http://www.ebas.nilu.no/*

Oltmans, S., Lefohn, A., Harris, J., Galbally, I., Scheel, H., Bodeker, G., Brunke, E., Claude, H., Tarasick, D., Johnson, B. et al. (2006). Long-term changes in tropospheric ozone, *Atmospheric Environment* **40**(17): 3156–3173.

Oreopoulos, L., Marshak, A., Cahalan, R. und Wen, G. (2000). Cloud three-dimensional effects evidenced in landsat spatial power spectra and autocorrelation functions, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **105**(D11): 14777–14788.
URL: *http://dx.doi.org/10.1029/2000JD900153*

Oumbe, A., Blanc, P., Ranchin, T., Schroedter-Homscheidt, M. und Wald, L. (2009). A new method for estimating solar energy resource, *ISRSE 33*, Joint Research Center, S. paper–773.

Padovan, A. und Del Col, D. (2010). Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes, *Solar Energy* **84**(12): 2068–2084.

Papayannis, A., Amiridis, V., Mona, L., Tsaknakis, G., Balis, D., Bösenberg, J., Chaikovski, A., De Tomasi, F., Grigorov, I., Mattis, I. et al. (2008). Systematic lidar observations of Saharan dust over Europe in the frame of EARLINET (2000–2002), *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **113**(D10).

Paris Agreement (2015). United Nations framework convention on climate change, *Paris, France* .

Parretta, A., Sarno, A. und Vicari, L. (1998). Effects of solar irradiation conditions on the outdoor performance of photovoltaic modules, *Optics Communications* **153**(1): 153–163.

Perez, R., Stewart, R., Seals, R. und Guertin, T. (1988). The development and verification of the perez diffuse radiation model, *Technical report*, Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA); State Univ. of New York, Albany (USA). Atmospheric Sciences Research Center.

Petty, G. (2006). *A first course in atmospheric radiation*, Sundog Pub.

Posselt, R., Mueller, R., Stöckli, R. und Trentmann, J. (2011). Spatial and temporal homogeneity of solar surface irradiance across satellite generations, *Remote Sensing* **3**(5): 1029–1046.

Prescott, J. (1940). Evaporation from a water surface in relation to solar radiation, *Transactions of the Royal Society of South Australia* **64**(1): 114–118.

Projektleitung: Prof. Dr. Stefanie Meilinger (2018). Satelliten- und Meteorologie-unterstützte Vorhersage der Energieerzeugung von PV-Anlagen auf Verteilnetzebene: Entwicklung, Validierung, Anwendung (MetPVNet). Eingesehen am 13.03.2018.
URL: *https://www.h-brs.de/de/satelliten-und-meteorologie-unterstuetzte-vorhersage-der-energieerzeugung-von-pv-anlagen-auf*

Quaschning, V. (2015). *Regenerative Energiesysteme: Technologie-Berechnung-Simulation*, Carl Hanser Verlag GmbH Co KG.

Ångström, A. (1924). Solar and terrestrial radiation. report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* **50**(210): 121–126.

Rayleigh, J. W. S. B. (1871). *On the scattering of light by small particles*.

Reda, I. und Andreas, A. (2004). Solar position algorithm for solar radiation applications, *Solar energy* **76**(5): 577–589.

Reindl, D., Beckman, W. und Duffie, J. (1990). Evaluation of hourly tilted surface radiation models, *Solar energy* **45**(1): 9–17.

Rekinger, M., Theologitis, I., Masson, G., Latour, M., Biancardi, D., Roesch, A., Concas, G. und Basso, P. (2012). Connecting the Sun. Solar photovoltaic on the road to largescale grid integration, *Technical report*, European Photovoltaic Industry Association.

Ritter, B. und Geleyn, J.-F. (1992). A comprehensive radiation scheme for numerical weather prediction models with potential applications in climate simulations, *Monthly Weather Review* **120**(2): 303–325.

Rodgers, C. (2000). *Inverse methods for atmospheric sounding: theory and practice*, Vol. 2, World scientific.

Roedel, W. und Wagner, T. (2011). *Physik unserer Umwelt: Die Atmosphäre*, Springer.

Saint-Drenan, Y.-M., Bofinger, S., Ernst, B., Landgraf, T. und Rohrig, K. (2011). Regional nowcasting of the solar power production with pv-plant measurements and satellite images, *Proc. ISES Solar World Congress*.

Sarver, T., Al-Qaraghuli, A. und Kazmerski, L. (2013). A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **22**: 698–733.

Schroedter-Homscheidt, M., Drews, A. und Heise, S. (2008). Total water vapor column retrieval from msg-seviri split window measurements exploiting the daily cycle of land surface temperatures, *Remote sensing of environment* **112**(1): 249–258.

Schulz, J.-P. und Schättler, U., t. . K. (2014). *Technical report*, Deutscher Wetterdienst Geschäftsbereich Forschung und Entwicklung.

Schuster, A. (1905). Radiation through a foggy atmosphere, *The astrophysical journal* **21**: 1.

Schuster, G., Dubovik, O. und Holben, B. (2006). Angstrom exponent and bimodal aerosol size distributions, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **111**(D7).

Skoplaki, E. und Palyvos, J. (2009a). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, *Solar Energy* **83**(5): 614–624.

Skoplaki, E. und Palyvos, J. (2009b). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations, *Renewable Energy* **34**(1): 23–29.

SMA Regelsysteme GmbH (2003). Die optimale Auslegung einer netzgekoppelten PV-Anlage . Eingesehen am 20.03.2017.
URL: *http://www.sonne-nrw.de/Dokumente/SMA+optimale+Auslegung-PV-Anlage.pdf*

Solargis (o. J.). Solargis solar resource database -description and accuracy. Eingesehen am 15.03.2018.
URL: *http://bsrn.awi.de/*

SolarWorld (2012). *Data sheet of solar world 235 poly module*.

Souka, A. und Safwat, H. (1966). Determination of the optimum orientations for the double-exposure, flat-plate collector and its reflectors, *Solar Energy* **10**(4): 170–174.

Spinning Enhanced Visible and InfraRed Imager (SEVIRI) at DLR (o. J.). Daily total water vapour column over Europe and Africa from MSG/SEVIRI . Eingesehen am 22.03.2017.
URL: *https://wdc.dlr.de/dataproducts/TRACEGASES/seviritwc/dailytwcseviri.php*

Stamnes, K., Tsay, S-C., W. W. und Jayaweera, K. (1988). Numerically stable algorithm for discrete-ordinate-method radiative transfer in multiple scattering and emitting layered media, *Applied optics* **27**(12): 2502–2509.

Stridh, B. (2012). Evaluation of economical benefit of cleaning of soiling and snow in PV plants at three European locations, *Technical report*.

Supit, I. und van Kappel, R. (1998). A simple method to estimate global radiation, *Solar Energy* **63**(3): 147–160.

TamizhMani, G., Ji, L., Tang, Y., Petacci, L. und Osterwald, C. (2003). Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating, *NCPV and solar program review meeting*.

Tiedje, T., Yablonovitch, E., Cody, G. und Brooks, B. (1984). Limiting efficiency of silicon solar cells, *IEEE Transactions on electron devices* **31**(5): 711–716.

Tørseth, K., Aas, W., Breivik, K., Fjæraa, A., Fiebig, M., Hjellbrekke, A., Lund Myhre, C., Solberg, S. und Yttri, K. (2012). Introduction to the European Monitoring and Evaluation Programme (EMEP) and observed atmospheric composition change during 1972–2009, *Atmospheric Chemistry and Physics* **12**(12): 5447–5481.

Urraca, R., Gracia-Amillo, A., Huld, T., Martinez-de Pison, F., Trentmann, J., Lindfors, A., Riihelä, A. und Sanz-Garcia, A. (2017). Quality control of global solar radiation data with satellite-based products, *Solar Energy* **158**: 49–62.

Von Savigny, C., Davis, A., Funk, O. und Pfeilsticker, K. (2002). Time-series of zenith radiance and surface flux under cloudy skies: Radiative smoothing, optical thickness retrievals and large-scale stationarity, *Geophysical research letters* **29**(17).

Von Savigny, C., Funk, O., Platt, U. und Pfeilsticker, K. (1999). Radiative smoothing in zenith-scattered skylight transmitted through optically thick clouds to the ground, *Geophysical Research Letters* **26**(19): 2949–2952.

Wagemann, H.-G. und Eschrich, H. (2007). Photovoltaik, Solarstrahlung und Halbleitereigeschaften, Solarzellenkonzepte und aufgaben, *GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden* .

Wallace, J. und Hobbs, P. (2006). *Atmospheric science: an introductory survey*, Vol. 92, Elsevier.

Warner, J., Dickerson, R., Wei, Z., Strow, L., Wang, Y. und Liang, Q. (2017). Increased atmospheric ammonia over the world's major agricultural areas detected from space, *Geophysical Research Letters* **44**(6): 2875–2884.

Weckwerth, T., Wilson, J. und Wakimoto, R. (1996). Thermodynamic variability within the convective boundary layer due to horizontal convective rolls, *Monthly weather review* **124**(5): 769–784.

Wendisch, M. und Yang, P. (2012). *Theory of atmospheric radiative transfer*, John Wiley & Sons.

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2011). Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation:, *Berlin: Wiss. Beirat d. Bundesregierung Globale Umweltveränderungen* .

Wood, R. und Field, P. (2011). The distribution of cloud horizontal sizes, *Journal of Climate* **24**(18): 4800–4816.

World Radiation Monitoring Center - Baseline Surface Radiation Network (o. J.). Baseline surface radiation network. Eingesehen am 15.03.2018.
URL: *http://bsrn.awi.de/*

Yoshikawa, K., Kawasaki, H., Yoshida, W., Irie, T., Konishi, K., Nakano, K., Uto, T., Adachi, D., Kanematsu, M., Uzu, H. et al. (2017). Silicon heterojunction solar cell with interdigitated back contacts for a photoconversion efficiency over 26%, *Nature Energy* **2**: 17032.

Zelenka, A., Perez, R., Seals, R. und Renné, D. (1999). Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances, *Theoretical and applied climatology* **62**(3): 199–207.

A E-mail Korrespondenz mit Meteomedia GmbH

Von: **Sales Support DE**[redacted]
Betreff: AW: Feedback Meteomedia Wettershop
Datum: 27. Juni 2017 um 09:01
An: tina.buchmann@iup.uni-heidelberg.de

SD

Sehr geehrte Frau Buchmann,

bitte entschuldigen Sie die späte Antwort. Bei der Unwetterlage konnten wir diesmal nicht alle Anfragen in der Zeit beantworten. Die MeteoGroup betreibt ca. 500 Wetterstationen in Deutschland. Nicht alle Wetterstationen sind mit allen Sensoren ausgestattet, d.h. nicht jede verfügt über die Daten von Globalstrahlung. Wenn Sie sich für bestimmte Wetterstationen interessieren, können Sie in unserem Wettershop selbst die Verfügbarkeiten prüfen:
https://shop.meteogroup.com/measurement

Wir wünschen Ihnen einen schönen Tag.

Freundliche Grüße

[redacted]
Sales Support
MeteoGroup

T:[redacted]
F:[redacted]
E:[redacted]
W: www.meteogroup.com

www.Wetter24.de | www.unwetterzentrale.de | WeatherPro | MeteoEarth | Twitter | Facebook

Registered Address: MeteoGroup Deutschland GmbH, Am Studio 20a, 12489 Berlin, Germany.
Registered in Berlin, AG Berlin-Charlottenburg, HRB 67822
Director: Dennis Schulze

Abbildung A.1: Email Korrespondenz mit Meteomedia GmbH bezüglich der Anzahl von Messstationen, die mit Pyranometern bestückt sind.

B Quellcode

B.1 Optimierungsalgorithmus zur Bestimmung der Aerosol Optischen Dicken, des Ångström-Exponenten und des Ångström-Trübungskoeffizienten

Siehe dazu beigelegte CD

B.2 Matlab Code Vorwärtsmodell

Siehe dazu beigelegte CD

B.3 Matlab Code lineare Inversion

Siehe dazu beigelegte CD

B.4 Matlab Code Newton-Verfahren

Siehe dazu beigelegte CD

C Modulspezifische Parameter der Testanlagen

C.1 Übersicht über modulspezifische Parameter

Tabelle C.1: Übersicht über die modulspezifischen Parameter der Testanlagen

Anlage	Modultyp	Anlagenfläche [m^2]	$\eta_{\text{a priori}}$ bei STC [%]
BU	RWE SCHOTT Solar ASE-250-DG-FT/MC	231	13.3
KH	EGING PV EGM AR 200	925	15.7
KP	SOLARWATT P210-60 GET AK	505	12.6
NE	Sun Earth Solar Power TDB125x125-72-P 165W	380	12.9
WE	EMMVEE ES - 200 P60(+)	778	12.7
WR	Solar World Sunmodule SW 155 mono	452	11.9

Der Modulwirkungsgrad wird auf Grundlage der Datenblätter (Anhang C.2) und des Zusammenhangs $\eta_M =$ (Leistungsdichte bei STC (W/m^2) / 1000 W/m^2) x 100 ermittelt.

C.2 Datenblätter des Testanlagen

Elektrische Moduldaten

Die elektrischen Daten gelten bei Standard-Test-Bedingungen (STC):
Einstrahlung in Modulebene 1000 W/m² mit Spektrum AM 1,5 bei einer Zelltemperatur von 25 °C.

Nennleistung	P_{nom}	265 Wp	275 Wp	285 Wp
Spannung im Punkt max. Leistung	U_{mpp}	58,7 V	59,1 V	59,7 V
Strom im Punkt max. Leistung	I_{mpp}	4,52 A	4,65 A	4,77 A
Leerlaufspannung	U_{oc}	72,4 V	73,1 V	73,6 V
Kurzschluss-Strom	I_{sc}	4,96 A	5,07 A	5,15 A

Die Nennleistung pro Klasse unterliegt einer Fertigungstoleranz von ± 5% die übrigen Einzelwerte ± 10%.

Abmessungen und Gewichte

Abmessungen o. Rahmen/m. Rahmen (Toleranzen ± 2 mm)	1,592 x 1,323 mm²/1,605 x 1,336 mm²
Dicke o. Rahmen/m. Rahmen (Toleranzen ± 2 mm)	ca. 7,6 mm/50 mm
Gewicht o. Rahmen/m. Rahmen	ca. 39 kg/ca. 41 kg

Kenndaten

Solarzellen pro Modul	120
Solarzellentyp	MAIN Solarzellen (multikristallin, 12,5 x 12,5 cm², vollquadratisch)
Anschluss	Anschlussdose mit Bypassdioden, AMP Tyco-Steckverbindern, 4 mm²-Solarkabel, Länge Anschlusskabel: (-) 0,9 m, (+) 2,1 m

Temperaturkoeffizienten der Zellen

Leistung	T_K (P_n)	- 0,47 % / °C
Leerlaufspannung	T_K (U_{oc})	- 0,38 % / °C
Kurzschluss-Strom	T_K (I_{sc})	+ 0,10 % / °C

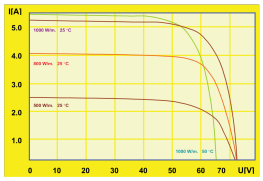
Grenzwerte

Max. zulässige System-Spannung	1000 V_{DC}
zulässige Modultemeratur	-40... +90 °C
Kurzschluss-Strom	Windgeschwindigkeit 130 km/h ≙ 800 Pa und Sicherheitsfaktor

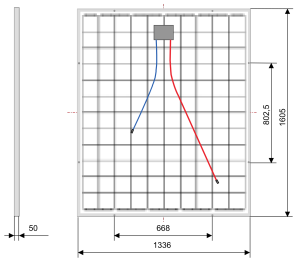
Technische Änderungen sind vorbehalten.

Qualifikationen

Die Module ASE-250-DG-FT/MC entsprechen den Anforderungen der IEC 61215, der elektrischen Schutzklasse II sowie der EWG-Richtlinie 89/392 (CE).

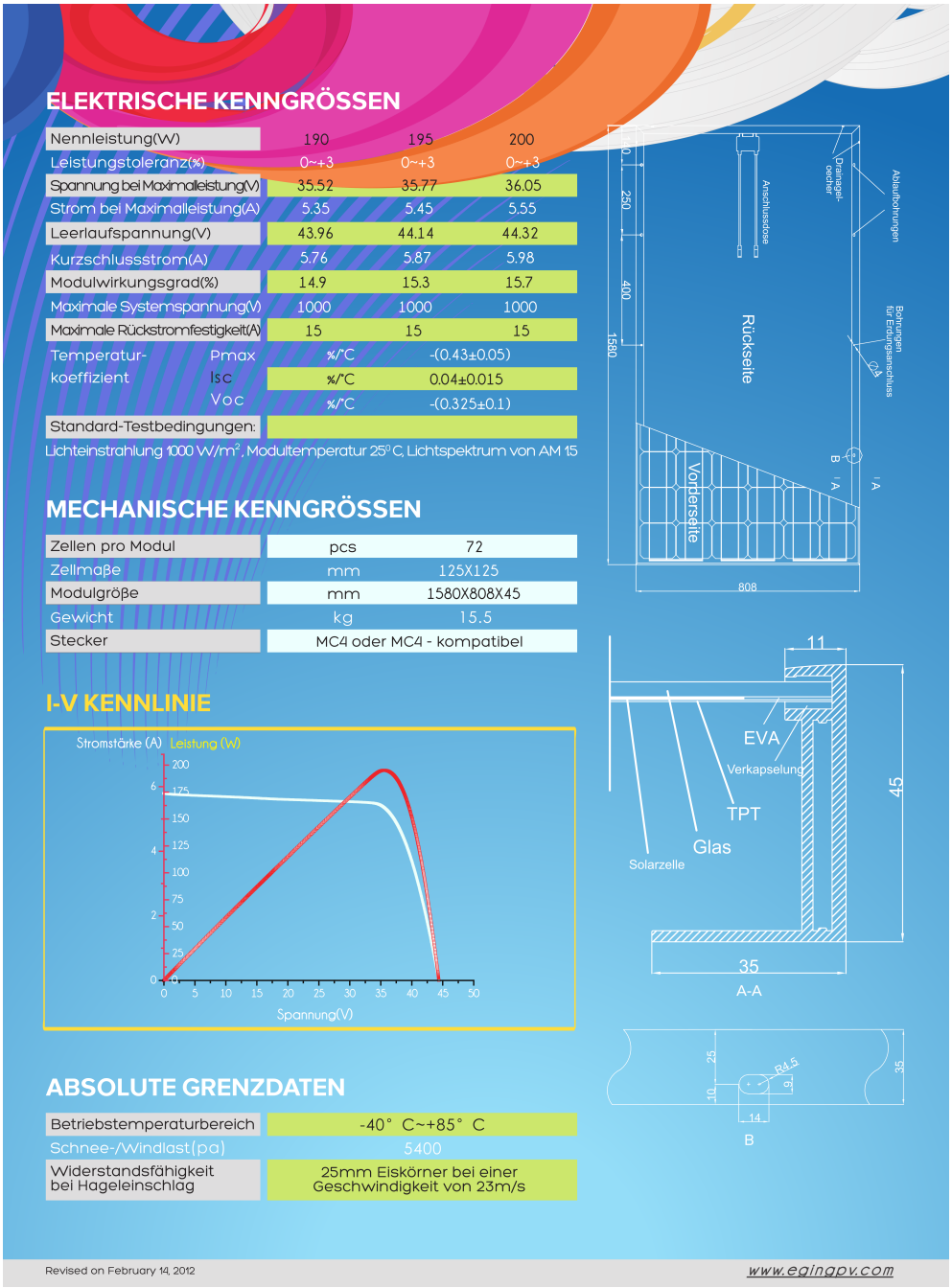


Strom/Spannungskennlinien Intensitätsabhängigkeit von der Sonneneinstrahlung und der Modultemperatur



RWE SCHOTT Solar

Abbildung C.1: Datenblatt der Testanlage am Standort BU



ELEKTRISCHE KENNGRÖSSEN

Nennleistung(W)		190	195	200
Leistungstoleranz(%)		0~+3	0~+3	0~+3
Spannung bei Maximalleistung(V)		35.52	35.77	36.05
Strom bei Maximalleistung(A)		5.35	5.45	5.55
Leerlaufspannung(V)		43.96	44.14	44.32
Kurzschlussstrom(A)		5.76	5.87	5.98
Modulwirkungsgrad(%)		14.9	15.3	15.7
Maximale Systemspannung(V)		1000	1000	1000
Maximale Rückstromfestigkeit(A)		15	15	15
Temperatur-koeffizient	Pmax	%/°C	-(0.43±0.05)	
	Isc	%/°C	0.04±0.015	
	Voc	%/°C	-(0.325±0.1)	
Standard-Testbedingungen:				

Lichteinstrahlung 1000 W/m², Modultemperatur 25°C, Lichtspektrum von AM 15

MECHANISCHE KENNGRÖSSEN

Zellen pro Modul	pcs	72
Zellmaße	mm	125X125
Modulgröße	mm	1580X808X45
Gewicht	kg	15.5
Stecker	MC4 oder MC4 - kompatibel	

I-V KENNLINIE

ABSOLUTE GRENZDATEN

Betriebstemperaturbereich	-40° C~+85° C
Schnee-/Windlast(pa)	5400
Widerstandsfähigkeit bei Hageleinschlag	25mm Eiskörner bei einer Geschwindigkeit von 23m/s

Revised on February 14, 2012 www.egingpv.com

Abbildung C.2: Datenblatt der Testanlage am Standort KH

SOLARWATT Solarmodule P210-60 GET AK zeichnen sich aus durch:

- Effiziente, verlustarme Energieerzeugung
- Zertifizierte Material- und Verarbeitungsqualität
- Modulrahmen mit besonders hoher mechanischer Stabilität und Verbindungssteifigkeit
- 25 Jahre Herstellergewährleistung gemäß den „Besonderen Gewährleistungsbedingungen" von SOLARWATT

Änderungen vorbehalten! Stand 07/2007

Bezeichnung	P210-60 GET AK						
Nennleistung P_{max} @ STC*	200 W_p	205 W_p	210W_p	215 W_p	220 W_p	225 W_p	230W_p
typ. Nennspannung U_{mpp} @ STC*	28,0 V	28,1 V	28,2 V	28,3 V	28,4 V	28,6 V	29,4 V
typ. Nennstrom I_{mpp} @ STC*	7,17 A	7,30 A	7,45 A	7,61 A	7,76 A	7,87 A	8,00 A
typ. Leerlaufspannung U_{OC} @ STC*	36,1 V	36,2 V	36,3 V	36,5 V	36,6 V	36,7 V	36,9 V
typ. Kurzschlussstrom I_{SC} @ STC*	7,77 A	7,89 A	7,98 A	8,16 A	8,30 A	8,42 A	8,50 A
Auslegungsleerlaufspannung	36,1 V	36,2 V	36,3 V	36,5 V	36,6 V	36,7 V	36,9 V
NOCT **	45 ° C						
typ. Nennleistung P_{max} @ NOCT**	145 W_p	149 W_p	153 W_p	156 W_p	160 W_p	163 W_p	167 W_p
typ. Nennspannung U_{mpp} @ NOCT**	25,5 V	25,6 V	25,6 V	25,7 V	25,8 V	26,0 V	26,8 V
typ. Leerlaufspannung U_{OC} @ NOCT**	33,6 V	33,7 V	33,7 V	33,9 V	34, 0 V	34,1 V	34,3 V
typ. Kurzschlussstrom I_{SC} @ NOCT**	6,28 A	6,38 A	6,45 A	6,60 A	6,71 A	6,81 A	6,87 A
Modulwirkungsgradreduktion bei 200 W/m² ***	-0,7 %	-0,8 %	-0,8 %	-0,8 %	-0,8 %	-0,9 %	-0,6 %
typ. Temperaturkoeffizient v. P_N	-0,46 %/K						
typ. Temperaturkoeffizient v. U_{OC}	-0,35 %/K						
typ. Temperaturkoeffizient v. I_{SC}	+0,05 %/K						
Max. Systemspannung	1000 V						
IP Schutzgrad	IP 65						
Rückstrombelastbarkeit I_R ****	23 A						
Modultechnologie	Glas-Folie-Laminat mit Aluminiumrahmen						
Modulaufbau	Deckmaterial: hochtransparentes Solarglas (gehärtet), 4 mm Verkapselung: EVA-Solarzellen-EVA Rückseitenmaterial: Tedlar-Polyester-Tedlar-Folienverbund, weiß						
Anzahl u. Art der Solarzellen	60 Stück polykristalline Solarzellen, 156 x 156 mm						
Kabel u. Kabelanschluss	Anschlussdose mit Tyco-Steckverbinderkabeln, 2x 4 mm², Länge: je 1,2 m						
Bypass - Dioden	3 Stück						
Abmessungen (LxBxD)	1680 x 990 x 50 mm						
Gewicht	24 kg						
Betriebstemperaturbereich	-40 ... +80 °C						
Umgebungstemperaturbereich	-40 ... +45 °C						
Mechanische Belastbarkeit	Soglast geprüft bis 2400 Pa (Windgeschwindigkeit 130 km/h mit Sicherheitsfaktor 3, Auflast geprüft bis 5400 Pa						
Qualifikationen	IEC 61215 Ed. 2, Schutzklasse II, IEC 61730 in Vorbereitung						
Messtoleranzen	P_{max} @ STC ± 5%, alle anderen elektrischen Werte ± 10%						

Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der DIN EN 50380:2003

* STC: Standard Test Conditions, Messbedingungen: Bestrahlungsstärke 1000 W/m², Spektrale Verteilung AM 1,5, Temperatur 25±2 °C, entsprechend EN 60904-3
** NOCT: Normal Operation Cell Temperature, Messbedingungen: Bestrahlungsstärke 800 W/m², AM 1,5, Temperatur 20 °C, Windgeschwindigkeit 1m/s, elektrischer Leerlauf
*** Reduktion des Modulwirkungsgrades bei Rückgang der Bestrahlungsstärke von 1000 W/m² auf 200 W/m², Temperatur 25 °C, ensprechend EN 60904-1
**** Rückstrombelastbarkeit: Betrieb der Module mit eingespeisten Fremdstrom ist nur bei Verwendung einer Strangsicherung mit Auslösestrom <3 x I_{SC} @ NOCT** zulässig

Abbildung C.3: Datenblatt der Testanlage am Standort KP

Sun-Earth
Poly-Crystalline Photovoltaic Module

TPB125x125-72-P 150W / 155W / 160W / 165W / 170W / 175W / 180W

Sun-Earth

Electrical Characteristics

	150Wp	155Wp	160Wp	165Wp	170Wp	175Wp	180Wp
maximum power (pmax)	150W	155W	160W	165W	170W	175W	180W
power tolerance (%)	±5	±5	±5	±5	±5	±5	±5
maximum power voltage (vmp)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9	36.1	36.3
maximum power current (Imp)	4.28	4.39	4.51	4.63	4.74	4.85	4.96
open circuit voltage (voc)	43.3	43.5	43.7	43.9	44.1	44.3	44.5
Short circuit current (Isc)	4.9	4.97	5.03	5.1	5.17	5.24	5.31
maximum System voltage (vDc)	750	750	750	750	750	750	750

Mechanical Characteristics

Weight(kg)	16 kg
frame structure (material, corners)	aluminium
front side	glass
front glass thickness	3.2
Encapsulant	EVa
Back side	tPt
Junction Box	sun-Earth

Cells

Brand name of Solar cells	sun-Earth
cell type	Poly Crystalline Cell
cell Size	125*125 mm
cell Shape	Quasi square
number cells	72 in series

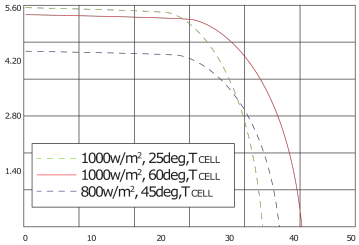
absolute Maximum ratings

operating temperature	40°C~+90°C
Storage temperature	-40°C~+90°C
maximum load capacity	200 Kg/m2
maximum hail diameter @80Km/h	25mm

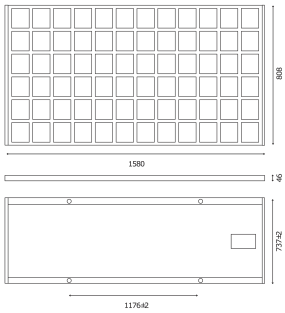
standard tEst Conditions

am	1.5
irradiation	1000 W/m2
tc	25°C

i-V Curves



diMEnsions



Sun-Earth australia T: 1300 600 020 F: +61 3 8678 3965 W: www.sun-earth.com.au

Abbildung C.4: Datenblatt der Testanlage am Standort NE

ES-200 P60(+)

EMMVEE

Photovoltaikmodul ES-200 P60(+)

Elektrische Daten

Standardleistung ..... 220 Wp
Leistungstoleranz ..... ±3 %
Nennspannung U_{mpp} ..... 29,20 V
Nennstrom I_{mpp} ..... 7,50 A
Leerlaufspannung U_{oc} ..... 36,65 V
Kurzschlußstrom I_{sc} ..... 8,20 A
Temperaturkoeffizient
- Leerlaufspannung ..... -0,34 %/K
- Kurzschlußstrom ..... +0,06 %/K
- Nennleistung ..... -0,45 %/K

Max. Systemspannung ..... 1000 V DC

Mechanische Daten

Zelltyp ..... polykristallin
Zellanzahl pro Modul 60
Zellgröße ..... 156 mm x 156 mm
Zellhersteller ..... Q-Cells, Deutschland
Länge ..... 1690 mm
Breite ..... 1002 mm
Rahmenstärke ..... 52 mm eloxiertes Alu
Gewicht ..... 23,50 kg
Frontglas ..... SSG Albarino P Solar Glas
Frontglasstärke ..... 4 mm
Einbettung ..... EVA (Etimex)
Rückseitenfolie ..... TPT Tedlar®/Polyester/Tedlar® (Krempel)
..... IRK Kynar ®/Polyester/Kynar® (Krempel)
Anschlussdose ..... Spelsberg
Kabel und Stecker ..... Multi-Contact 4 mm²/MC4

Produktgarantie ..... 5 Jahre
Leistungsgarantie ..... 90 % nach 10 Jahren,
80 % nach 25 Jahren
Zertifizierung ..... IEC 61215 Ed.2 & IEC 61730
TÜV Rheinland
Betriebstemperatur-
bereich ..... -40 °C bis 90 °C

Alle Module besitzen im Rahmen Bohrungen für Entwässerung und Erdungskabel.

	Leistungsklasse:	215 Wp	220 Wp	225 Wp	230 Wp	235 Wp
STC*	Leerlaufspannung U_{oc}	36,50 V	36,65 V	36,75 V	36,88 V	37,20 V
	Kurzschlußstrom I_{sc}	7,95 A	8,20 A	8,29 A	8,50 A	8,64 A
	Nennspannung U_{mpp}	28,96 V	29,20 V	29,35 V	29,55 V	29,75 V
	Nennstrom I_{mpp}	7,39 A	7,50 A	7,65 A	7,78 A	7,89 A
NOCT**	Leistung P_{max}	152,7 W	156,2 W	159,8 W	163,3 W	166,9 W
	Leerlaufspannung U_{oc}	33,2 V	33,4 V	33,4 V	33,6 V	33,9 V
	Kurzschlußstrom I_{sc}	6,4 A	6,6 A	6,6 A	6,8 A	6,9 A
	Nennspannung U_{mpp}	26,1 V	26,3 V	26,4 V	26,6 V	26,8 V
	Nennstrom I_{mpp}	5,8 A	5,9 A	6,0 A	6,1 A	6,2 A
	Temperatur T	44,3 °C	44,3 °C	44,3 °C	44,3 °C	44,3 °C

* Alle Werte @STC, Standard Test Conditions, entsprechend EN 60904-3
** Alle Werte @NOCT, Normal Operation Cell Temperature, Messbedingungen: Bestrahlungsstärke 800 W/m², Luftmasse 1,5, Temperatur 20 °C, Windgeschwindigkeit 1 m/s

Technische Änderungen im Rahmen von Produktverbesserungen sowie Fehler und Irrtümer vorbehalten.

06/15/09

EMMVEE solar europe Ltd. · Berlin-Heppenheim · www.emmveesolareurope.com

Abbildung C.5: Datenblatt der Testanlage am Standort WE

Sunmodule

SW 155/165/175 mono

Performance under standard test conditions

		SW 155	SW 165	SW 175
Maximum power	P_{max}	155 Wp	165 Wp	175 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	43.6 V	44.0 V	44.4 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	34.8 V	35.3 V	35.8 V
Short circuit current	I_{sc}	4.90 A	5.10 A	5.30 A
Maximum power point current	I_{mpp}	4.46 A	4.68 A	4.89 A

Performance at 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 155	SW 165	SW 175
Maximum power	P_{max}	110.8 Wp	118.0 Wp	125.1 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	39.4 V	39.8 V	40.2 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.2 V	31.6 V	32.1 V
Short circuit current	I_{sc}	4.05 A	4.22 A	4.38 A
Maximum power point current	I_{mpp}	3.55 A	3.73 A	3.90 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 95% (+/- 3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

Component materials

Cells per module	72
Cell type	monocrystalline silicon
Cell dimensions	125 x 125 mm²

System integration parameters

Maximum system voltage SC II	1,000 V_{DC}
Maximum system voltage USA NEC	600 V_{DC}
Maximum series fuse rating	15 A

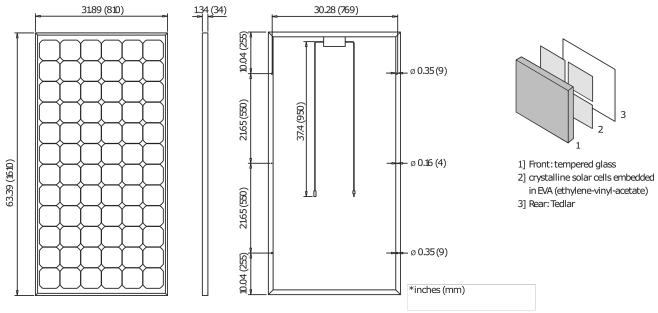
Thermal characteristics

NOCT	46°C
TC I_{sc}	0.036 %/K
TC V_{oc}	-0.33 %/K

Additional data

Power tolerance	+/- 3 %
Junction box	IP 65
Connector	MC type 4

Front Side Rear Construction



1] Front: tempered glass
2] crystalline solar cells embedded in EVA (ethylene-vinyl-acetate)
3] Rear: Tedlar

IEC 61215
Safety class II
UL 1703 3rd Ed.

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.
This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

Abbildung C.6: Datenblatt der Testanlage am Standort WR

Danksagung

Zunächst möchte ich der Deutsche Bundesstiftung Umwelt für die finanzielle Förderung der Dissertation im Rahmen eines Promotionsstipendiums danken. Dabei geht ein herzlicher Dank insbesondere an Frau Dr. Schlegel-Starmann für die fachliche Betreuung sowie an Frau Busch und Frau Perk für ihr organisatorisches Engagement.

Ich danke Herr Prof. Dr. Alexander Siegmund, für die Ermöglichung dieser Dissertation, für die Kooperation und die Betreuung dieser Arbeit.

Vielen lieben Dank, Prof. Dr. Klaus Pfeilsticker, für die Betreuung dieser Arbeit, für dein große Engagement, deine Loyalität, deine Zuverlässigkeit, deine Hilfsbereitschaft und für deinen wissenschaftlichen Input.

Ein großer Dank geht an die AllgäuNetz GmbH & CO. KG unter der Leitung von Herrn Fahrenschon für die Bereitstellung der PV-Leistungsdaten. Ein besonderer Dank geht an Herrn Pienitz für die Betreuung und rasche und zuverlässige Beantwortung von Fragen.

Außerdem danke ich Stefanie und ihren Mitarbeiter/Innen Ina und Christopher für die Kooperation, die große Hilfsbereitschaft und das Engagement und die Bereitstellung der PV-Leistungsdaten, der direkten und der diffusen Strahlungsflussdichten, Temperatur- und Windmessdaten am Standort HBRS.

Danke, Herr Dr. Wolfgang Steinbrecht vom meteorologischen Observatorium Hohenpeißenberg des DWD, für die Bereitstellung von Messdaten und die große Hilfsbereitschaft.

Bei Herrn Prof. Dr. Lucas Menzel möchte ich mich bedanken für den Zugang zum DWD-Server.

Meinen treuen und sehr gründlichen Korrekturleser/Innen Ina, Freya, Bodo, Tilman, James, Raphael, Michi, Sibylle, Uli und Konrad gilt ein großes Dankeschön.

Bei meiner Arbeitsgruppe mit ihren ehemaligen und aktuellen Mitgliedern und Zimmerkolleg/Innen Freya, Benny, Tobi, James, Michi, Bodo, Tilman, Lisa, Flora, Ben, Meike, Jenny, Mareike, Dominique möchte ich mich herzlich für die Unterstützung bedanken.

Ein ganz besonderen Dank geht an meine Diskussionspartnerin und sehr guten Freundin Ina.

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie und meinen Freunden für die große Unterstützung und das Verständnis, dass ich in den letzten Monaten quasi nicht anwesend war.

Herzlichen Dank meiner liebe Mama für deine tatkräftige Unterstützung und Hilfsbereitschaft.

Michi und Lotta - es ist einfach großartig, dass ich euch habe – vielen Dank für eure unendliche Geduld und eure Unterstützung - ohne euch hätte ich das nicht geschafft - Danke!