

# Einfluss transienter Beleuchtung auf die elektrische Charakteristik von Solarzellen bei fahrzeugintegrierter Photovoltaik

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik  
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover  
zur Erlangung des akademischen Grades Doktor rerum  
naturalium

(abgekürzt: Dr. rer. nat.)

genehmigte Dissertation

von Herrn

M.Sc. Gustav Wetzel

2022

1. Referent: Prof. Dr. Robby Peibst  
2. Referent: Prof. Dr.-Ing. Bernhard Wicht  
Tag der Promotion: 04.05.2022

# Selbständigkeitserklärung

hiermit versichere ich, die vorliegende Arbeit

**Einfluss transienter Beleuchtung auf die elektrische Charakteristik von Solarzellen bei fahrzeugintegrierter Photovoltaik**

selbständig verfasst zu haben. Ich versichere, dass ich keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt und alle wörtliche oder sinngemäß aus anderen Werken übernommenen Aussagen als solche gekennzeichnet habe und dass die eingereichte Arbeit weder vollständig noch in wesentlichen Teilen Gegenstand eines anderen Prüfungsverfahrens gewesen ist.

Hannover, den 25. Januar 2022

---

Gustav Wetzel

# Kurzfassung

Fahrzeugintegrierte Photovoltaik stellt eine Möglichkeit zur Verlängerung der Reichweite von Elektrofahrzeugen dar. Eine Herausforderung stellt jedoch das Auftreten von transienter (Teil-)Verschattung dar. Im Rahmen dieser Arbeit soll untersucht werden, mit welchen Frequenzen Änderungen der Sonneneinstrahlung auf ein fahrendes Fahrzeug auftreten und wie die Solarmodule selbst (elektrisch) auf diese reagieren. Dazu wurde ein Versuchsaufbau entwickelt, welcher es ermöglicht die Sonneneinstrahlung auf einem fahrenden Fahrzeug in verschiedenen Raumrichtungen mit hoher zeitlicher Auflösung zu messen. Der Messaufbau ermöglicht es alternativ das Auftreten von Teilverschattung auf dem Fahrzeugdach zu untersuchen. Durch Befahren einer festgelegten Testroute zu verschiedenen Jahreszeiten und Wetterbedingungen wurde der Einfluss von z.B. Sonnenstand, Bewölkung und Belaubung evaluiert. Es wurde festgestellt, dass die Sonneneinstrahlung auf dem Fahrzeugdach während der Fahrt im Mittel 17% kleiner ist als bei stationärer Messung und die Einstrahlung auf den Fahrzeugseiten durchschnittlich nochmals 57% geringer ist. Darüber hinaus wurde ermittelt, dass Einstrahlungsänderungen überwiegend im Frequenzbereich unter 1 Hz auftreten, jedoch auch Frequenz über 100 Hz nachweisbar sind. Um das elektrische Verhalten von Solarzellen unter transienter Beleuchtung zu untersuchen, wurde ebenfalls ein spezieller Messaufbau entwickelt, mit dem die Ein- sowie Ausschaltverzögerung der Solarzellen bei abrupten Einstrahlungsänderungen ermittelt werden kann. Diese liegt bei typischen Arbeitspunkten im Bereich von einigen zehn Mikrosekunden, ist also erheblich schneller als die auftretenden Einstrahlungsänderungen. Da das Verhalten einzelner Solarzellen nicht notwendigerweise einfach auf das Verhalten von in Modulen verschalteter Solarzellen übertragbar ist, wurde ein Simulationsmodell erstellt, welches das transiente elektrische Verhalten eines Solarmoduls abbilden soll. Mit diesem wurde der zu erwartende Effizienzverlust von fahrzeugintegrierten Solarmodulen, auf Grund in realen Fahrsituationen auftretender transienter (Teil-)Verschattung in Abhängigkeit der Regelfrequenz des Maximum Power Point Trackers ermittelt. Es wurde festgestellt, dass eine Trackingfrequenz von 50 Hz einen guten Kompromiss aus Verlustminimierung und technischem Aufwand darstellen könnte.

Schlagwörter: Solarzellen, VIPV, transiente Beleuchtung

# Abstract

Vehicle-integrated photovoltaics represent an opportunity to extend the range of electric vehicles, but come with various technical challenges. One is the occurrence of transient (partial) shading. In this work, it is to be investigated with which frequencies changes in solar radiation on a moving vehicle occur and how the solar modules themselves (electrically) react to the changing illumination. For this purpose, an experimental setup was developed, which makes it possible to measure the solar radiation on a moving vehicle in different directions with a high temporal resolution using several sensors. Alternatively, the measurement setup makes it possible to investigate the occurrence of partial shading on the vehicle roof. Through test drive on a specific route at different seasons and weather conditions, the influence of e.g. the solar altitude, cloudiness and foliage was evaluated. It was found that the average solar radiation on the vehicle roof while driving is 17% less than with stationary measurement and the radiation on the vehicle sides is another 57% lower on average. In addition, it was determined that changes in irradiation mainly occur in the frequency range below 1 Hz, but frequencies above 100 Hz can also be detected. In order to investigate the electrical behaviour of solar cells under transient illumination, a special measurement setup was also developed, with which the switch-on and switch-off delay of the solar cells can be determined when the lighting intensity changes abruptly. At typical operating points, this is in the range of a few tens of microseconds, so it is considerably faster than the changes in irradiation that occur. Since the behaviour of individual solar cells cannot necessarily be transferred to the behaviour of solar cells connected in modules, a simulation model was created that is intended to represent the transient electrical behaviour of a solar module. This model was used to determine the expected loss of efficiency of vehicle-integrated solar modules due to transient (partial) shading occurring in real driving situations as a function of the control frequency of the maximum power point tracker. It was found that a tracking frequency of 50 Hz could represent a good compromise between loss minimization and technical effort.

Keywords: solar cells, VIPV, transient illumination

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Motivation . . . . .	1
1.2	Stand der Technik . . . . .	4
1.3	Struktur der Arbeit . . . . .	9
<b>2</b>	<b>Grundlagen</b>	<b>11</b>
2.1	Funktionsweise von Solarzellen . . . . .	11
2.2	Stationäres Ersatzschaltbild . . . . .	14
2.3	Kleinsignalmodell und Impedanz . . . . .	18
2.4	Kapazität der Solarzelle . . . . .	18
<b>3</b>	<b>Messmethoden</b>	<b>23</b>
3.1	Messaufbau zur Einstrahlungsmessung . . . . .	23
3.2	Messaufbau für elektrische Messungen . . . . .	26
3.3	Stationäre Messungen . . . . .	32
3.4	Transiente Messungen . . . . .	33
3.5	Impedanzmessungen . . . . .	33
<b>4</b>	<b>Auswertung der Messfahrten</b>	<b>36</b>
4.1	Testroute . . . . .	36
4.2	Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration A . . . . .	37
4.3	Frequenzanalyse . . . . .	44
4.4	Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration B (Teil- verschattungsmessung) . . . . .	52
<b>5</b>	<b>Simulationsmodell für einzelne Solarzellen</b>	<b>59</b>
5.1	Untersuchte Solarzellen . . . . .	61
5.2	Stationäre Hellkennlinien . . . . .	65
5.3	Kapazitätsbestimmung . . . . .	70
5.4	Einschaltverhalten . . . . .	72
5.5	Ausschaltverhalten . . . . .	85
5.6	Analyse der Abweichungen von Modell und Messung . . . . .	99
5.6.1	Einfluss lateraler Serienwiderstände . . . . .	101

5.6.2	Einfluss der Randbereiche . . . . .	104
5.7	Zusammenfassung Kapitel 5 . . . . .	107
<b>6</b>	<b>Modulsimulationen</b>	<b>110</b>
6.1	Modell für Module . . . . .	110
6.2	Effizienz bei homogener Beleuchtung . . . . .	114
6.3	Effizienz bei Teilverschattung . . . . .	122
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>126</b>
	<b>Literatur</b>	<b>131</b>
	<b>Symbol- und Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>154</b>
	<b>Danksagung</b>	<b>157</b>
	<b>Lebenslauf</b>	<b>159</b>
	<b>Publikationsliste</b>	<b>160</b>





# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Man kann nicht behaupten wir hätten es nicht besser gewusst: Schon im Jahr 1896 veröffentlichte Svante Arrhenius eine Arbeit über die Auswirkung der Kohlenstoffdioxidkonzentration in der Atmosphäre auf die Temperatur an der Oberfläche [1]. Seitdem ist die  $\text{CO}_2$ -Konzentration in der Atmosphäre um etwa 40% [2] und die globale Durchschnittstemperatur um  $1,2^\circ\text{C}$  angestiegen [3]. Es sind zahlreiche Untersuchungen zum Klimawandel erschienen. Zu den wichtigsten zählen dabei die Veröffentlichungen von Syukuro Manabe [4–6] und Klaus Hasselmann [7–12], welche dafür 2021 mit dem Nobelpreis für Physik ausgezeichnet wurden [13]. Arrhenius sah eine Erwärmung des Klimas in Folge der Nutzung fossiler Energieträger durch den Menschen noch als etwas Positives und erhoffte sich davon eine Mäßigung der klimatischen Verhältnisse [14]. Heute zeigt sich, dass das Gegenteil der Fall ist und extreme Wetterereignisse auf Grund dessen häufiger geworden sind, wie im aktuellsten Sachstandsbericht des Weltklimarates [15] verdeutlicht wird. Einen wesentlichen Anteil am weltweiten Ausstoß von  $\text{CO}_2$  von insgesamt 31,5 Gt im Jahr 2020 hat der Transportsektor mit 7,2 Gt, wovon der Straßenverkehr mit etwa 5,7 Gt hier der größte Einflussfaktor ist und für etwa 18% der gesamten  $\text{CO}_2$ -Emissionen verantwortlich ist [16, 17]. Vor dem Hintergrund der Verringerung der  $\text{CO}_2$ -Emissionen im Verkehrssektor, ist die Elektromobilität Gegenstand aktueller Forschung und Entwicklung. Obwohl bereits Elektrofahrzeuge in verschiedenen Segmenten erfolgreich vermarktet werden, wird der Großteil des Marktes weiterhin mit Verbrennern bedient. Im Jahr 2020 betrug der Marktanteil elektrischer Fahrzeuge nur etwa 4,6%, mit allerdings deutlichem Aufwärtstrend innerhalb der letzten Jahre [18]. Verschiedene technische Hürden erschweren dabei den Durchbruch der batterieelektrischen Fahrzeuge. Ein entscheidender Faktor ist hier die, im Vergleich zu Verbrennerfahrzeugen, eingeschränkte Reichweite auf Grund der geringen Energiedichte aktueller Batterien. Neben der Wei-

## 1 Einleitung

terentwicklung der Batterien selbst [19], ist eine möglichst energieeffiziente Gestaltung der Fahrzeugsysteme entscheidend. Ein wichtiger Faktor für die  $\text{CO}_2$ -Bilanz von Elektrofahrzeugen ist auch die Erzeugung des zum Laden der Batterie benötigten Stroms. Optimal ist hier natürlich Strom aus rein erneuerbaren Quellen. Da aber, beispielsweise in Deutschland, noch immer ein signifikanter Anteil des Netzstroms aus fossilen Quellen stammt[20], ist hier z.B. die dezentrale Erzeugung des Ladestroms für Elektrofahrzeuge, etwa durch Photovoltaik, eine Option [21]. Einen Schritt weiter geht der Einsatz von Solarmodulen auf dem Fahrzeug selbst (engl. vehicle integrated photovoltaics, VIPV) als zusätzliche Energiequelle. Dies kann einerseits die Reichweite vergrößern und andererseits zu geringeren  $\text{CO}_2$ -Emissionen beitragen [22]. Verschiedene Konzepte sehen hier entweder die Einspeisung der so konvertierten Energie in das Niederspannungsnetz des Fahrzeugs vor, um sekundäre Systeme, wie Klimatisierung oder Infotainment zu versorgen, und damit indirekt die Traktionsbatterie zu entlasten, oder aber eine Einspeisung in das Hochspannungsnetz des Fahrzeugs zur direkten Unterstützung des Antriebs. Die Integration von Solarmodulen auf Fahrzeugen stellt jedoch eine nicht unerhebliche Herausforderung dar. So gibt es beispielsweise erhöhte Anforderungen an mechanische Stabilität gegenüber Vibrationen während der Fahrt, welchen Solarmodule im stationären Einsatz nicht ausgesetzt sind. Weiterhin sind das Gewicht, die Form, z.B. für gekrümmte Oberflächen, sowie die optische Erscheinung der Solarmodule im Fahrzeugeinsatz von größerer Bedeutung als bei stationärer Anwendung [22]. Dennoch gibt es gerade in jüngere Zeit vermehrt Bestrebungen zur Realisierung fahrzeugintegrierter Photovoltaik. Das grundlegende Konzept ist schon mindestens seit Mitte des letzten Jahrhunderts bekannt. Bereits 1955 wurde von General Motors ein Miniaturelektrofahrzeug vorgestellt, welches durch integrierte Solarzellen mit Energie versorgt wurde [23]. 1960 wurde von der International Rectifier Corp. ein nachträglich mit einem Solarmodul ausgestattetes Personenelektrofahrzeug demonstriert [24]. Wissenschaftliche Untersuchungen zur Integration von PV-Modulen in Pkw gibt es spätestens seit 1991 von Fujinaka [25]. Mittlerweile gibt es im Pkw-Sektor auch kommerzielle Projekte zur Integration von großflächigen PV-Modulen in elektrischen Fahrzeugen zur Unterstützung des Antriebs. So entwickeln beispielsweise die europäischen Start-Up-Unternehmen Sono Motors aus Deutschland und Lightyear aus den Niederlanden Fahrzeuge, bei denen die Integration von Solarmodulen essentieller Teil des Kon-

zeptes ist. Beim Sion von Sono Motors sollen  $7,5 \text{ m}^2$  der Fahrzeugoberfläche für Photovoltaik genutzt und damit  $1,2 \text{ kW}$  elektrischer Leistung bereitgestellt werden um eine Verlängerung der Reichweite um bis zu  $34 \text{ km}$  pro Tag zu ermöglichen [22, 26]. Der Lightyear One von Lightyear soll  $1 \text{ kW}$  PV-Leistung bei Nutzung von  $5 \text{ m}^2$  Fläche bieten und damit eine Reichweitenverlängerung von bis zu  $70 \text{ km}$  täglich erreichen [22, 27]. Beide Hersteller verwenden Solarzellen aus kristallinem Silizium. Weiterhin gibt es auch von etablierten Automobilherstellern aus Japan Projekte, elektrische bzw. hybridelektrische Fahrzeuge mit PV-Modulen auf Basis von III-V-Halbleitern auszustatten. Toyota bietet eine Variante des Elektrohybridfahrzeugs Prius mit im Dach integrierten Solarmodulen an [28], welche eine Leistung von  $860 \text{ W}$  liefern sollen [22]. Von Nissan gibt es einen Prototypen des elektrischen Kastenwagens e-NV200 mit großflächigen Solarmodulen mit  $1150 \text{ W}$  Leistung [22]. Ein besonders kritischer Faktor bei VIPV, der insbesondere Pkw betrifft, ist die geringe für Solarmodule nutzbare Fläche, welche oft auch noch gekrümmt ist, was zusätzliche Herausforderungen mit sich bringt. Nutzfahrzeuge hingegen weisen oft vergleichsweise große und ebene Flächen auf. Daher bieten sie besonderes Potential für VIPV-Anwendungen. Ein Beispiel sind Solarmodule zur Energieversorgung von Kühlaufbauten für Lastwagen, welche bereits kommerziell vertrieben werden [29] und indirekt zur Reduktion von  $\text{CO}_2$ -Emissionen beitragen, indem der Fahrzeugmotor entlastet wird. Darüber hinaus existieren verschiedene Forschungsprojekte zu VIPV in Nutzfahrzeugen. Hier ist insbesondere das Projekt Street (Einsatz von hocheffizienten Solarzellen in elektrisch betriebenen Nutzfahrzeugen) [30] unter Federführung des Instituts für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) zu nennen, in dessen Rahmen diese Arbeit entstanden ist und dessen Ziel der Nachweis eines ökonomischen und ökologischen Nutzens von Photovoltaik in leichten elektrischen Lieferfahrzeugen ist. Dies umfasst unter anderem den Aufbau eines Demonstratorfahrzeugs auf Basis eines Streetscooter WORK L, welches mittlerweile erfolgreich getestet wird [31]. In eine ähnliche Richtung geht auch das Projekt Lade-PV des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) [32]. Eine weitere Herausforderung von VIPV ist auch die elektrische Anbindung an die Fahrzeugsysteme. Ein Grund hierfür ist die transiente (Teil-)Verschattung von Solarmodulen. Änderungen der Sonneneinstrahlungsintensität auf Solarmodulen geschehen bei stationären Systemen vornehmlich durch wechselnde Bewölkung, das heißt vergleichsweise langsam. Auf Fahrzeugen kann sich, während

## 1 Einleitung

der Fahrt, die Verschattung von Solarmodulen oder einzelnen Zellen im Modul (Teilverschattung) durch Objekte wie Bäume und Gebäude hingegen sehr schnell ändern. Dies führt zu schnellen Schwankungen der Ausgangsleistung des Solarmoduls, welche von der Regelelektronik (insb. maximum power point tracker, MPPT) verarbeitet werden müssen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Untersuchung eben dieser transienten Sonneneinstrahlung auf Fahrzeugen und deren Auswirkung auf die elektrischen Eigenschaften von Solarzellen. Im Rahmen der Arbeit soll einerseits untersucht werden, mit welchen Frequenzen Änderungen der Sonneneinstrahlung auf ein fahrendes Fahrzeug typischerweise auftreten. Dazu wird ein spezieller Messaufbau konstruiert, welcher die Messung der Sonneneinstrahlung auf einem fahrenden Fahrzeug mit hoher Zeitauflösung ermöglicht. Andererseits soll untersucht werden, wie die Solarmodule bzw. -zellen selbst (elektrisch) auf die wechselnde Sonneneinstrahlung reagieren. Dazu wird ebenfalls ein Messaufbau konstruiert, welcher elektrische Messungen an Solarzellen unter definierter transienter Beleuchtung erlaubt. Die Ergebnisse beider Teilaspekte sollen dann in der Entwicklung eines Simulationsmodells zusammenfließen.

## 1.2 Stand der Technik

In diesem Abschnitt soll ein kurzer Überblick über die Literatur bezüglich der Solarenergienutzung für Elektrofahrzeuge bzw. der fahrzeugintegrierten Photovoltaik sowie dem transienten elektrischen Verhalten von Solarzellen gegeben werden. Neben verschiedenen Veröffentlichungen, unter anderem zur Anbindung elektrischer Fahrzeuge an das Stromnetz und deren Wechselwirkung, insbesondere im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energie [33–37], welche sich jedoch auf stationäre PV-Systeme beziehen, werden seit den 1990er Jahren vermehrt auch wissenschaftliche Arbeiten zu fahrzeugintegrierten PV-Anwendungen veröffentlicht. Diese umfassen unter anderem Modellrechnungen und Simulationen, beispielsweise zur Machbarkeit und Rentabilität von Fahrzeugen mit solarelektrisch betriebenen Antrieb. Rippel [38] stellte bereits 1990 Modellrechnungen an um den Nutzen von Solarzellen auf Elektrofahrzeugen unter diversen Bedingungen, wie verschiedenen Solarzellen- und Batterietypen sowie Sonneneinstrahlung und Fahrprofilen zu untersuchen. Dabei wurde nur in

10% der untersuchten Fälle eine annehmbare Amortisationszeit ermittelt, wobei hier insbesondere die Sonneneinstrahlung ein entscheidender Faktor ist, aber auch beispielsweise die Lebensdauer der Batterien, welche durch VIPV, durch seltenere Tiefentladung, verbessert werden kann. Craparo und Thacher [39] stellten 1995 ein Programm zur Simulation von solarelektrischen Fahrzeugen vor, welches detailliertere Modelle z.B. von Wetterbedingungen nutzt. Diese wurde mit den Berechnungen von Rippel bezüglich der Auswirkungen von VIPV auf die Entladetiefe der Batterien verglichen und zeigt hier ähnliche Trends. Neuere Untersuchungen zeichnen hingegen ein deutlich positiveres Bild bezüglich der Rentabilität von fahrzeugintegrierter Photovoltaik. Modellrechnungen von Abdelhamid et al. [40] zur Rentabilität von VIPV unter Einfluss von, unter anderem, typischer Sonnenstrahlung sowie den Strompreisen am jeweiligen Einsatzort, zeigen mögliche Energieeinsparungen von 4,5 MWh bis 21 MWh über die Lebensdauer des Fahrzeugs sowie mögliche Reichweitenverlängerung von etwa 5 km bis zu 100 km. Außer an Orten mit sowohl niedriger Sonneneinstrahlung als auch niedrigen Strompreisen wird hier in allen Fällen eine positive Kapitalrendite für die Integration von PV-Systemen in Elektrofahrzeugen prognostiziert. Mallon et al. [41] sagen eine mögliche Verlängerung der Batterielebensdauer von elektrischen Bussen von bis zu 19%, sowie eine Reichweitenverlängerung von bis zu 8,9% durch Integration von Solarmodulen beim Einsatz in Kalifornien voraus. Dabei wurde eine höhere Gewichts- und Kosteneffizienz von Dach- gegenüber Seitenmodulen ermittelt. Berechnungen von Abdelhamid et al. [42] prognostizieren eine Reichweitenverlängerung für Elektrofahrzeuge von bis zu 6,4 km pro Tag bei Einsatz eines 400 Wp Solarmoduls. Heinrich et al. [43] kommen zu dem Schluss, dass auch in Deutschland eine Reichweitenverlängerung von bis zu 3400 km pro Jahr durch Einsatz von Solarmodulen in elektrischen Pkw möglich ist und mit weiteren technologischen Verbesserung, zumindest in den Sommermonaten, ein weitgehender Solarbetrieb möglich scheint. Laut Kanz et al. [44] ist durch eine Integration von Solarmodulen in leichten Nutzfahrzeugen beim Einsatz in Köln ein geringer CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu erwarten als bei Laden der Batterien nur aus dem Stromnetz. Weiterhin gibt es Untersuchungen zu Einsatzmöglichkeiten von Photovoltaik zur Versorgung von sekundären Verbrauchern, wie Belüftung, in herkömmlichen Verbrenner- sowie zur Reichweitenverlängerung in Hybridfahrzeugen. Garner [45] zeigte 1991, dass ein mit Solarzellen bestücktes Schiebedach den Energiebedarf der elektrischen

## 1 Einleitung

Systeme eines Fahrzeugs decken und so zu einer Treibstoffeinsparung von 4%, durch Entlastung der Lichtmaschine, beitragen kann. Sasaki et al. [46] beschrieben 1997 ein Konzept eines mit Solarmodulen ausgestatteten Hybridfahrzeugs. Dieses sollte etwa 10% der für eine typische täglich zurückgelegte Strecke von 40 km nötigen Energie durch integrierte Solarmodule bereitstellen können. Neuere Untersuchungen, etwa von Giannouli et al. [47], zeigen, dass sich fahrzeugintegrierte Solarmodule nach wenigen Jahre amortisieren können. Kronthaler et al. [48] untersuchten den Einsatz von Solarzellen auf Bussen und Lastwagen mit Verbrennungsmotor zur Energieversorgung von Sekundärsystemen, wie Klimatisierung, nicht jedoch zur Unterstützung des Antriebs. Hier wurden Amortisationszeiten von etwa zwei bis fünf Jahren, abhängig von der Art der verwendeten Solarzellen und dem Einsatzort ermittelt, sowie Kosteneinsparungen von 250€ bis 1100€ und CO<sub>2</sub>-Einsparungen von durchschnittlich 1600 kg pro Quadratmeter verbauter Solarzellenfläche über einen Zeitraum von 10 Jahren. Untersuchungen von Lodi et al. [49] zufolge kann bei fahrzeugintegrierten Solarmodulen bei durchschnittlichen Nutzungsprofilen nur 58% der jährlichen Sonneneinstrahlung genutzt werden (auf Grund von Verschattung). Trotzdem könnten, laut der Veröffentlichungen, in Verbrennerfahrzeugen integrierte Solarmodule von 300 Wp Leistung zu einer jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung von 250.000 Tonnen in der Europäischen Union beitragen, wobei eine hinreichende Auslegung der Batterien wichtig ist [50]. Auch wenn diese Untersuchungen überwiegend theoretischer Natur sind, zeigen sie durchaus Potential für VIPV-Anwendungen.

Neben der schon erwähnten Publikation von Fujinaka [25] gibt es seit den 2010er Jahren weltweit zunehmend auch einschlägige Veröffentlichungen zu experimentellen Untersuchungen. So testeten Geca et al. [51] einen (dieselbetriebenen) Stadtbuss, welcher mit Solarzellen zur Unterstützung der elektrischen Systeme ausgestattet wurde und ermittelten eine mögliche Treibstoffeinsparung von 3% pro Jahr für den Betrieb in Lubmin, Polen. Weiterhin wurde festgestellt, dass die Solarzellen auf dem Bus etwa 17% weniger Energie liefern als ein identisches stationäres System. Der Unterschied zwischen stationär gemessener Sonneneinstrahlung in einem bestimmten Areal und der tatsächlich auf einem Fahrzeug eintreffenden Einstrahlung ist ein wichtiger Faktor für Ertrags- bzw. Rentabilitätsprognosen von VIPV-Anwendungen. Araki et al. [52] entwickelten dazu ein Modell, welches durch Messungen verifiziert werden konnte. Es wurde dazu ein Fahrzeug mit

fünf Pyranometern ausgestattet und auf einer Testroute in Miyazaki, Japan über einen Zeitraum von einem Jahr die Einstrahlung auf dem Fahrzeug gemessen. Es wurde festgestellt dass die Einstrahlung auf dem Fahrzeugdach etwa 7% kleiner ist als bei stationärer Messung, auf den Fahrzeugseiten hingegen etwa 60%. Auf der gleichen Testroute wurde von Ota et al. [53] das Verhalten eines auf dem Dach eines Fahrzeugs montierten Solarmoduls während der Fahrt getestet und ein, durch Teilverschattung, teils geringe Effizienz festgestellt. Ähnliche Messungen wurden auch von Carr et al. [54] gezeigt. Ebenso wie Simulationen auf Basis dieser Messungen, welche für ein Elektrofahrzeug mit 800 Wp PV-System bei Betrieb in Melbourne, Australien eine mögliche Reduktion der jährlichen Ladezyklen um 40% vorhersagen. Erste Ergebnisse des eingangs erwähnten Projektes Street wurden von Peibst et al. [55] vorgestellt: Ein elektrisches Lieferfahrzeug vom Typ Streetscooter WORK L wurde mit insgesamt 15 Solarmodulen mit einer Gesamtleistung von 2180 Wp, sowie verschiedenen Sensoren unter anderem zur Messung von Temperatur, Einstrahlung und Windgeschwindigkeit ausgestattet. Die von den Solarmodulen generierte Energie wird in die Hochvoltbatterie des Fahrzeugs eingespeist und trägt direkt zur Reichweitenverlängerung bei. Diese betrug am exemplarisch gezeigten Tag im Mai 2021 36 km. Weiterhin werden Möglichkeiten zur Standardisierung von Test- und Bewertungsverfahren von fahrzeugintegrierten PV-Modulen diskutiert [56–58]. Ebenso finden auch im Bereich der Zell- und Modulentwicklung vermehrt Untersuchungen speziell im Hinblick auf Fahrzeugintegration statt. So etwa zu geeigneten Moduldesigns [59–64], speziell auch zu gekrümmten Modulen [65–67] und Zelltechnologien [43, 68, 69]. Auf Grund der begrenzten Fläche ist ein hohe Modul- bzw. Zelleffizienz essentiell für einen sinnvollen Einsatz auf Fahrzeugen. Die derzeit höchsten Effizienzen erreichen Multijunction-Solarzellen auf Basis von III-V-Halbleitern mit teils deutlich über 30% [70]. Diese zeichnen sich allerdings auch durch sehr hohe Kosten in der Herstellung aus [71], was sie aus wirtschaftlicher Sicht weniger attraktiv macht. Trotzdem setzen beispielsweise Toyota und Nissan auf diese Technologie, wie bereits in Abschnitt 1.1 erwähnt. Weniger geeignet, auf Grund vergleichsweise niedriger Effizienzen [70], scheinen Dünnschichtsolarzellen auf Basis von Chalkogeniden, oder amorphem bzw. polykristallinem Silizium. Diese könnten jedoch möglicherweise geeignet sein um direkt auf Teile der Fahrzeugkarosserie oder Fenster aufgebracht zu werden und so, durch bessere Nutzung der verfügbaren Flä-

## 1 Einleitung

che, die geringe flächenbezogene Effizienz teilweise auszugleichen [22]. Großes Potential könnten in diesem Zusammenhang auch Perowskit-Dünnschichtsolarzellen haben, welche vergleichsweise hohe Effizienzen erreichen können [70], aber noch wenig langzeiterprobt sind [22]. Als etablierter Mittelweg zwischen teuren III-V-Multijunction-Solarzellen und wenig effizienten Dünnschichtsolarzellen erscheinen Solarzellen auf Basis von kristallinem Silizium (c-Si) als besonders geeignete Lösung. Diese Technologie macht mit rund 95% den bei weitem größten Teil der weltweiten Produktion im Jahr 2020 aus [32]. Dabei ist die Passivated-Emitter-and-Rear-Cell-Technologie (PERC) die bei weitem verbreitetste Bauform [72], welche Rekordwirkungsgrade von 24% auf 244 cm<sup>2</sup> Zellfläche erreicht [70, 73]. Noch höhere Effizienzen werden mit passivierende Kontakten erreicht. Hier ist die TOPCon-Technologie mit bis zu 25,4% Effizienz zu nennen [74], sowie die Siliziumheterojunction-Technologie (SHJ), mit welcher mit 26,7% Effizienz (auf Zellen im Labormaßstab) der derzeitige Weltrekord für c-Si-Solarzellen erreicht wird [70, 75]. Auch auf großen Zellflächen ermöglicht diese Technologie hohe Effizienzen von bis zu 26,3% [76]. Eine weitere Technologie mit hohem Wirkungsgradpotential ist die Polysilicon-on-Oxide-Interdigitated-Back-Contact-Technologie (POLO-IBC) welche im Labormaßstab Effizienzen von bis zu 26,1% ermöglicht [77], was den derzeitigen Weltrekord für p-typ-c-Si-Solarzellen darstellt [70].

Bisher vergleichsweise wenig untersucht ist der Einfluss transientser Beleuchtung auf die elektrischen Ausgangsgrößen von Solarzellen bzw. Modulen und die damit einhergehenden Anforderungen an die Regелеlektronik von PV-Systemen, sowie auf deren Effizienz. Hierbei sind zwei Aspekte zu betrachten: Erstens die Charakteristik der transienten Beleuchtung selbst, im Hinblick auf VIPV, insbesondere schnelle Änderungen der Einstrahlungsintensität während der Fahrt, sowie zweitens das Auftreten von transienter Teilverschattung, und die transiente elektrische Charakteristik von Solarzellen bzw. -modulen. In den oben genannten Veröffentlichungen zu Einstrahlungsmessungen auf Fahrzeugen steht meist der Energieertrag im Vordergrund und daher vor allem die durchschnittliche bzw. akkumulierte Einstrahlungen, nicht jedoch die zeitliche Veränderung der Einstrahlung. Die Zeitauflösung der Einstrahlungsmessungen wird daher oft nicht näher spezifiziert [25, 51] oder ist vergleichsweise gering [78, 79]. In [54] wurde ein Messaufbau mit einer Zeitauflösung von 100 Hz gezeigt, jedoch keine detailliertere Analyse der aufgezeichneten Daten bezüglich der auftretenden schnel-



len Einstrahlungsänderungen. Teile der im Zusammenhang dieser Arbeit entstandenen Ergebnisse zur Messung der transienten Sonneneinstrahlung auf Fahrzeugen wurden in [80, 81] veröffentlicht.

Zu den transienten elektrischen Eigenschaften von Solarzellen existieren zahlreiche Untersuchungen. Zu einem großen Teil handelt es sich bei diesen jedoch um Untersuchungen des Kleinsignalverhaltens mittels Impedanz- bzw. Admittanzspektroskopie zum Zweck der Ermittlung unterschiedlicher Zell- und Materialparameter [82–94], wie der Ladungsträgerlebensdauer und z.B. zur Untersuchung der Grenzflächeneigenschaften von Siliziumheterojunction-Solarzellen [84, 95–100]. Ebenso gibt es Untersuchungen zur Wechselwirkung zwischen Solarmodulen und Invertern bzw. Gleichspannungswandlern [101–107]. Die Kleinsignalcharakteristik kann die Auswirkungen schneller Einstrahlungsänderungen mit hoher Amplitude, wie z.B. beim Unterfahren einer Brücke, jedoch nicht notwendigerweise sinnvoll abbilden. Weiterhin existieren verschiedene Untersuchungen zu den Auswirkungen kapazitiver Effekte von Solarzellen auf die Ergebnisse von schnellen Strom-Spannungsmessungen [108–111], da gespeicherte Ladungen hier zu einer Verfälschung der Messung durch verzögerte Spannungsänderung führen können, was analog auch bei transienter Beleuchtung möglich erscheint. Darüber hinaus wurden verschieden Analysemethoden der elektrischen Charakteristik im Zeitbereich, teils mit transienter Beleuchtung, oft zur Untersuchung der Ladungsträgerlebensdauer gezeigt [112–118].

## 1.3 Struktur der Arbeit

In **Kapitel 2** werden die theoretischen Grundlagen beschrieben, welche zum Verständnis des in dieser Arbeit verwendeten Simulationsmodells für Solarzellen nötig sind. Dies umfasst die Ersatzschaltbilder zur Beschreibung der stationären elektrischen Charakteristik von Solarzellen, das Ein- bzw. Zwei-Dioden-Modell, sowie Ersatzschaltbilder zur Beschreibung des Kleinsignalverhaltens. Weiterhin wird die Kapazität der Solarzelle erläutert.

In **Kapitel 3** werden die in der Arbeit verwendeten Messmethoden erläutert, dies umfasst auch die Entwicklung spezieller Messaufbauten: Zur Untersuchung der auf dem Fahrzeug auftreffenden transienten Sonnenstrahlung, wird ein Versuchsaufbau entwickelt, welcher es ermöglicht, mit mehreren Sensoren die Lichtintensität in verschiedenen

## 1 Einleitung

Richtungen mit hoher zeitlicher Auflösung während der Fahrt zu messen. Der Messaufbau ermöglicht es dabei, alternativ die Einstrahlung auf dem Dach und auf der linken bzw. rechten Seite des Fahrzeugs zu messen, oder durch lineare Ausrichtung auf dem Dach, die Teilverschattung des selbigen zu untersuchen. Durch Befahren einer festgelegten Testroute zu verschiedenen Jahreszeiten und Wetterbedingungen, soll dabei der Einfluss von z.B. Sonnenstand, Bewölkung und Belaubung evaluiert werden.

Um das elektrische Verhalten von Solarzellen unter transientser Beleuchtung zu untersuchen, wird ebenfalls ein spezieller Messaufbau entwickelt. Dieser ermöglicht es, eine Solarzelle elektrisch zu kontaktieren und diese mit einer schnell schaltbaren Lichtquelle zu beleuchten. Mittels Oszilloskop kann so die Ein- sowie Ausschaltverzögerung der Solarzellen beim abrupten Wechsel der Beleuchtungsintensität ermittelt werden. Die Messung kann bei offenen Klemmen, das heißt ohne angeschlossene Last, oder mit einem variablem Lastwiderstand erfolgen.

In **Kapitel 4** werden die Ergebnisse der durchgeführten Messfahrten vorgestellt und diskutiert. Dabei wird sowohl die durchschnittliche Einstrahlungsintensität als auch die auftretenden Frequenzen von Intensitätsänderungen in Abhängigkeit verschiedener Einflussfaktoren wie Jahreszeit, Wetter und Umgebung untersucht.

In **Kapitel 5** werden die in dieser Arbeit untersuchten Solarzellen beschrieben und es wird ein Simulationsmodell entwickelt, welches sowohl deren stationäre als auch die transiente elektrische Charakteristik abbilden kann. Dazu werden verschiedene, mit dem in Kapitel 3 beschriebenen Messaufbaus durchgeführten, elektrische Messungen mit Simulationsergebnissen verglichen und der Einfluss einzelner Simulationsparameter auf diese Ergebnisse untersucht. Weiterhin werden mögliche Ursachen von Abweichungen zwischen Simulation und Messung diskutiert.

In **Kapitel 6** wird schließlich das in Kapitel 5 entwickelte Modell für einzelne Solarzellen auf Module erweitert, um so die Auswirkung von transienter Verschattung einzelner oder mehrere Zellen auf das elektrische Verhalten zu untersuchen. Die Ergebnisse aus den Untersuchungen zur transienten Sonneneinstrahlung auf dem Fahrzeug aus Kapitel 4 sowie den Untersuchungen zum elektrischen Verhalten von Solarzellen bzw. -modulen sollen miteinander verknüpft werden. Damit soll eine Einschätzung der besonderen Anforderungen von VIPV, hier speziell der schnell wechselnden Einstrahlungsintensität während der Fahrt, an Modulverschaltung sowie Regelelektronik erfolgen.

## 2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen beschrieben, welche zum Verständnis des in dieser Arbeit verwendeten Simulationsmodells für Solarzellen nötig sind. Dies umfasst, neben der grundlegenden Funktionsweise von Solarzellen, die Ersatzschaltbilder zur Beschreibung der stationären elektrischen Charakteristik von Solarzellen, sowie zur Beschreibung des Kleinsignalverhaltens. Weiterhin wird die Kapazität der Solarzelle erläutert. Umfassender Erklärungen dazu sind unter anderem in [119–123] zu finden.

### 2.1 Funktionsweise von Solarzellen

Unter Zufuhr von Energie, etwa durch Absorption von Photonen unter Beleuchtung, können in einem Halbleitermaterial, Elektronen aus dem Valenzband in das Leitungsband angehoben werden. Dadurch werden Paare freier Ladungsträger, also freie Löcher im Valenzband und freie Elektronen im Leitungsband, generiert. Somit erhöht sich die Konzentration der freien Elektronen  $n$  und Löcher  $p$  gegenüber dem thermischen Gleichgewichtszustand um eine Differenz  $\Delta n$  bzw.  $\Delta p$ , welche als Überschussladungsträgerkonzentration bezeichnet werden. Aus der Neutralitätsbedingung folgt dabei  $\Delta p = \Delta n$ . Der Erhöhung der Überschussladungsträgerkonzentration durch Generation wirken verschiedene Rekombinationsmechanismen entgegen. Diese führen dazu, dass freie Elektronen unter Abgabe von Energie wieder ins Valenzband zurückfallen, wobei ein Ladungsträgerpaar vernichtet wird. Diese Prozesse umfassen die strahlende Rekombination, welche den direkten Umkehrprozess der oben beschriebenen Generation durch Absorption von Photonen darstellt. Weiterhin gibt es die Augerekombination, bei welcher die Energie an einen dritten Ladungsträger abgegeben wird. Darüber hinaus findet Rekombination über Defektzustände in der Bandlücke statt, was als Shockley-Read-Hall-Rekombination bzw. als Spezialfall dieser, bei Defektzuständen an Oberflächen, als Oberflächenrekombina-

## 2 Grundlagen

tion bezeichnet wird. Die Rekombinationsrate  $U$  ist dabei proportional zur Anzahl der Überschussladungsträger  $\Delta n$  und umgekehrt proportional zur Ladungsträgerlebensdauer  $\tau$ :

$$U = \frac{\Delta n}{\tau}. \quad (2.1)$$

Die Ladungsträgerlebensdauer ist wiederum vom jeweiligen Rekombinationsmechanismus und der Überschussladungsträgerkonzentration abhängig. Bei konstanter Energiezufuhr nimmt die Anzahl freier Ladungsträger daher nur solange zu, bis die Rekombinationsrate die Generationsrate erreicht und sich somit ein Gleichgewicht zwischen Generation und Rekombination einstellt.

Die Generation von Ladungsträgern führt zu einer Aufspaltung der Quasiferminiveaus. Für die Ladungsträgerkonzentrationen gilt in Boltzmann-Näherung:

$$n = n_0 + \Delta n = n_i \cdot \exp\left(\frac{E_{Fn} - E_i}{k_B \cdot T}\right) \quad (2.2)$$

bzw.

$$p = p_0 + \Delta p = n_i \cdot \exp\left(\frac{E_i - E_{Fp}}{k_B \cdot T}\right), \quad (2.3)$$

wobei  $n_i$  die intrinsische Ladungsträgerkonzentration,  $E_i$  das intrinsische Energieniveau,  $E_{Fn}$  und  $E_{Fp}$  die Quasiferminiveaus für Elektronen bzw. Löcher und  $n_0$  und  $p_0$  die Elektronen- bzw. Löcherkonzentrationen im thermischen Gleichgewicht bezeichnen. Mit dem Massenwirkungsgesetz ergibt sich

$$np = (n_0 + \Delta n)(p_0 + \Delta p) = n_i^2 \cdot \exp\left(\frac{E_{Fn} - E_{Fp}}{k_B \cdot T}\right) \quad (2.4)$$

und mit  $\Delta p = \Delta n$  damit

$$\Delta n^2 + \Delta n \cdot (n_0 + p_0) + n_0 p_0 = n_i^2 \cdot \exp\left(\frac{E_{Fn} - E_{Fp}}{k_B \cdot T}\right), \quad (2.5)$$

bzw.

$$E_{Fn} - E_{Fp} = k_B \cdot T \cdot \ln \left( \frac{\Delta n^2 + \Delta n \cdot (n_0 + p_0) + n_0 p_0}{n_i^2} \right) \quad (2.6)$$

Die Differenz der Quasiferminiveaus impliziert eine Spannung  $V = (E_{Fn} - E_{Fp})/q$ . Um die Spannung messbar zu machen bzw. um Strom aus der Solarzelle extrahieren zu können, sind allerdings ladungsträgerselektive Kontakte nötig. Ladungsträgerselektiv bedeutet, dass Ladungsträger einer Polarität leicht hindurch fließen können, während die Ladungsträger der anderen Polarität zurückgehalten werden. Dies wird in der Solarzelle durch Regionen unterschiedlicher Leitfähigkeit für Elektronen bzw. Löcher erreicht [124]. Ohne diese Selektivität würden die Elektronen und Löcher an den Kontakten rekombinieren und könnten nicht extrahiert werden. Eine Möglichkeit dies zu realisieren ist die Verwendung eines p-n-Übergangs. Es existieren jedoch weitere, wie die Verwendung von Halbleiterheteroübergängen, wie zwischen kristallinem und amorphem Silizium [125].

Wird an die Kontakte eine Last angeschlossen fließt ein Strom, der zusätzlich zur Rekombination, die Überschussladungsträgerdichte reduziert. Es stellt sich erneut ein Gleichgewicht ein, welches von der angeschlossenen Last abhängig ist. Der maximale aus der Zelle extrahierbare Strom wird bei Kurzschluss der Kontakte erreicht und entsprechend als Kurzschlussstrom (englische short circuit current)  $I_{sc}$  bezeichnet. Die maximale Spannung, welche bei offenen Klemmen erreicht werden kann, wird mit  $V_{OC}$  (englisch open circuit voltage) bezeichnet. Zwischen diesen Extrema gibt es einen Punkt, an dem die Leistung, also das Produkt aus Strom und Spannung maximal ist. Dieser wird als Punkt maximaler Leistung (englisch maximum power point, MPP), sowie der Strom und die Spannung an diesem Punkt entsprechend mit  $I_{MPP}$  bzw.  $V_{MPP}$  bezeichnet. Eine weitere wichtige Kenngröße von Solarzellen ist der Füllfaktor  $FF$  welcher sich mit

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

berechnet.

## 2.2 Stationäres Ersatzschaltbild

Das elektrische Verhalten von Solarzellen kann im Allgemeinen nicht durch ein ideales Bauelement beschrieben werden. Es können jedoch verschiedene Ersatzschaltbilder verwendet werden, welche die teilweise komplexe Charakteristik mit Hilfe mehrerer idealer elektrischer Bauelemente annähern. Das einfachste ist das Ein-Dioden-Modell [126]. Dieses stellt die Solarzelle als Parallelschaltung einer Stromquelle und einer Diode dar. Der Zusammenhang zwischen Strom und Spannung kann damit über die Gleichung für ideale Dioden nach Shockley [127], welche um den Photostrom erweitert wird, beschrieben werden:

$$I = I_{Ph} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot V}{k_B \cdot T} \right) - 1 \right]. \quad (2.7)$$

Hierbei sind  $I$  der aus der Solarzelle extrahierte Strom,  $I_{Ph}$  der Photostrom, welcher in diesem idealisierten Fall dem Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  entspricht,  $I_0$  der Sperrsättigungsstrom,  $q$  die Ladung, welche hier der Elementarladung  $e$  entspricht,  $k_B$  die Boltzmann-Konstante,  $T$  die Temperatur, sowie  $V$  die externe Zellspannung. Die Stromquelle bildet hierbei den durch Lichteinstrahlung hervorgerufenen Photostrom ab, die Diode dient der Beschreibung der in der Zelle auftretenden Rekombination. Da letztere durch verschiedene Mechanismen geschieht (siehe Abschnitt 2.1), welche auf unterschiedliche Weise von der Zellspannung abhängig sind, liefert das Ein-Dioden-Modell nur eine vergleichsweise rudimentäre Beschreibung. Zur besseren Anpassung an reales Verhalten, kann die Exponentialfunktion um einen Idealitätsfaktor  $n_1$  erweitert werden [128]:

$$I = I_{Ph} - I_{01} \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot V}{n_1 \cdot k_B \cdot T} \right) - 1 \right]. \quad (2.8)$$

Dieser trägt den tatsächlich in der Zelle auftretenden Rekombinationsmechanismen Rechnung. Bei einer idealen Diode mit ausschließlich intrinsischer Rekombination [129], also strahlender Rekombination und Augerekombination in den neutralen Gebieten, beträgt dieser eins. Dies gilt jedoch nur in Niedrinjektion, das heißt, dass die Überschussladungsträgerkonzentration signifikant kleiner als die Gleichgewichtsladungsträgerkonzentration ist. In Hochinjektion gilt für die Augerekombination  $n = 2/3$ . Findet hingegen auch Rekombination über Störstel-

len statt (Shockley-Read-Hall-Rekombination), steigt der Idealitätsfaktor. Bei reiner Shockley-Read-Hall-Rekombination bzw. bei gegenüber dieser vernachlässigbarer intrinsischer Rekombination beträgt der Idealitätsfaktor in Hochinjektion zwei.

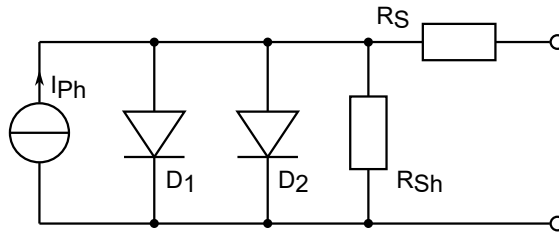
Durch die verschiedenen Spannungsabhängigkeiten der Rekombinationsmechanismen kann eine reale Solarzellenkennlinie jedoch oft nicht mit einem einzigen Idealitätsfaktor über verschiedenen Spannungsbereiche hinweg hinreichend gut beschrieben werden [126, 130]. Deshalb wird im Zwei-Dioden-Modell eine zweite parallele Diode mit einem zweiten Idealitätsfaktor  $n_2$ , sowie einem zweiten Sperrsättigungsstrom  $I_{02}$  eingeführt. Typischerweise [126] werden  $n_1 = 1$  und  $n_2 = 2$  festgelegt und nur die Sperrsättigungsströme der Dioden als variable Parameter behandelt, was zur Gleichung

$$I = I_{Ph} - I_{01} \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot V}{n_1 \cdot k_B \cdot T} \right) - 1 \right] - I_{02} \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot V}{n_2 \cdot k_B \cdot T} \right) - 1 \right] \quad (2.9)$$

führt. Dies berücksichtigt jedoch noch nicht den Einfluss von Serien- und Parallelwiderständen auf die Solarzellenkennlinie. Serienwiderstände, z.B. Kontakt- und Bahnwiderstände[123], bewirken bei Stromfluss einen Spannungsabfall, weshalb nicht mehr die gesamte Spannung  $V$ , welche am p-n-Übergang abfällt, extern gemessen wird. Die Spannung am pn-Übergang beträgt daher  $V + R_S \cdot I$ , wobei  $R_S$  die Summe der Kontakt- und Bahnwiderstände darstellt. Weiterhin können durch z.B. Kristallfehler, durch Spiking an der Metallisierung oder an den Kanten der Solarzelle parallele sogenannte Shuntwiderstände auftreten[123], deren Summe hier mit  $R_{Sh}$  bezeichnet wird. Die Gleichung der Strom-Spannungs-Charakteristik im Zwei-Dioden-Modell mit Serien- und Shuntwiderständen lautet damit:

$$I = I_{Ph} - I_{01} \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot (V + R_S \cdot I)}{k_B \cdot T} \right) - 1 \right] - I_{02} \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot (V + R_S \cdot I)}{2 \cdot k_B \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \cdot I}{R_{Sh}}. \quad (2.10)$$

Das Ersatzschaltbild des Zwei-Dioden-Modells mit Shunt- und Serienwiderstand ist in Abbildung 2.1 dargestellt. Durch Berücksichtigung des Serienwiderstandes ist die Gleichung für  $I$  nicht mehr nur von  $V$  sondern auch von  $I$  selbst anhängig und ist nicht mehr analytisch lösbar.

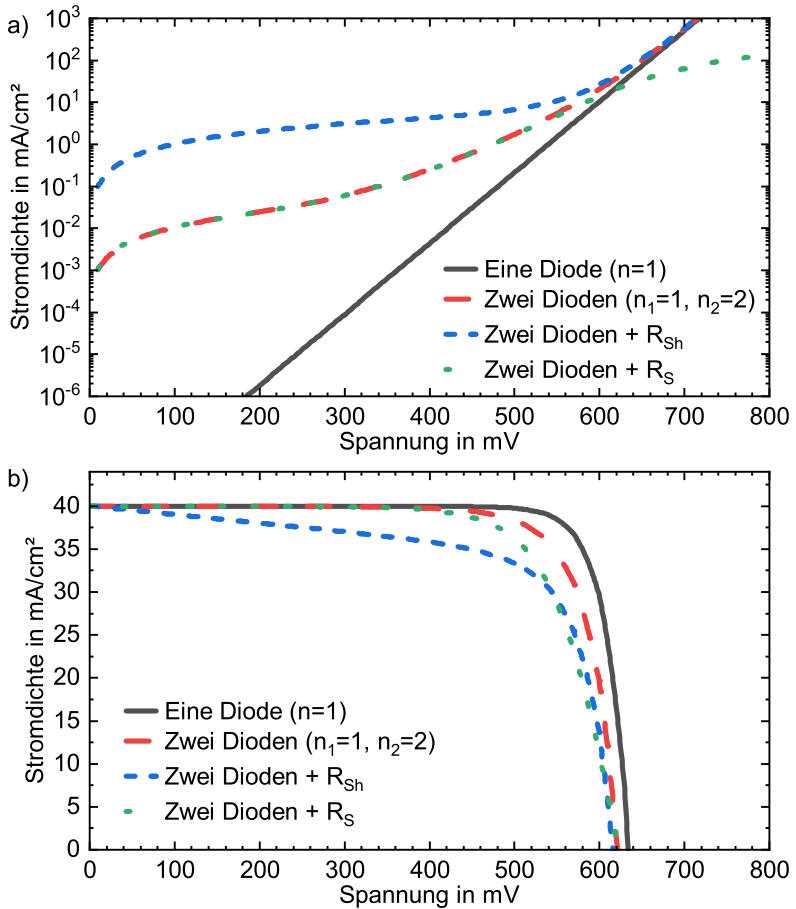


**Abbildung 2.1:** Ersatzschaltbild zur Beschreibung der stationären elektrischen Charakteristik von Solarzellen. Zwei-Dioden-Modell mit Stromquelle zur Modellation des Photostroms  $I_{Ph}$  und zwei Dioden zur Beschreibung der Rekombination, sowie Shuntwiderstand  $R_{Sh}$  und Serienwiderstand  $R_S$ . Hier wird für die erste Diode, mit dem Sperrsättigungsstrom  $I_{01}$ , ein Idealitätsfaktor von eins zur Beschreibung der intrinsischen Rekombination angenommen. Für die zweite Diode mit dem Sperrsättigungsstrom  $I_{02}$ , wird ein Idealitätsfaktor von zwei zur Beschreibung der Shockley-Read-Hall-Rekombination angenommen.

In Abb. 2.2 sind ideale Strom-Spannungs-Kennlinien einer Solarzelle im Dunkeln (a) und unter Beleuchtung (b) im Vergleich zu Solarzellenkennlinien mit verschiedenen Nichtidealitäten dargestellt. Durch Anpassungsalgorithmen können jedoch die Parameter der Gleichung aus gemessenen Solarzellenkennlinien bestimmt werden [131].

Das beschriebene Zwei-Dioden-Modell eignet sich, unter bestimmten Voraussetzungen wie Niedriginjektion, zur Beschreibung der stationären Strom-Spannungs-Charakteristik einer Solarzelle, das heißt bei zeitlich unveränderlichen Eingangsgrößen. Zur Beschreibung des transienten, also nicht-stationären Verhaltens, ist es hingegen nicht geeignet, da kapazitive Eigenschaften der Solarzelle nicht berücksichtigt werden.





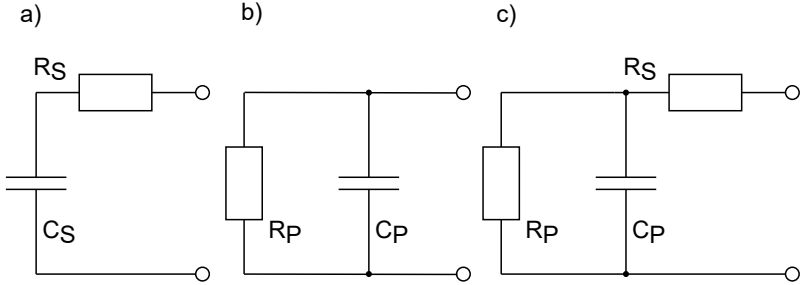
**Abbildung 2.2:** a) Mit LTspice simulierte Dunkelkennlinien von Solarzellen, ideal ( $I_{01} = 1 \cdot 10^{-12}$  A und  $n_1 = 1$ ) und mit verschiedenen Nichtidealitäten. b) Simulierte Hellkennlinien mit den selben Parametern. Eine zweite Diode mit Idealitätsfaktor  $n_2 = 2$  ( $I_{01} = 1 \cdot 10^{-7}$  A) führt zu einer Erhöhung des Dunkelstroms, insbesondere bei niedrigen Spannungen, bzw. in der Hellkennlinie zu einer Verringerung der Maximum-Power-Point-Spannung  $V_{MPP}$ . Ein zusätzlicher Serienwiderstand ( $R_S = 1 \Omega$ ) führt zu einer Abflachung der Dunkelkennlinie bei höheren Spannungen und in der Hellkennlinie zu einem früheren Abfall des Stroms. Ein Shuntwiderstand ( $R_{Sh} = 100 \Omega$ ) führt zu einem erhöhtem Dunkelstrom und bei Beleuchtung zu einem früheren Abfall des Stroms, insbesondere bei niedrigen Spannungen.

## 2.3 Kleinsignalmodell und Impedanz

Um die Eigenschaften der Solarzelle bei differentiellen Änderungen der Spannung abzubilden, kann ein Kleinsignalmodell verwendet werden [122], welches die Solarzelle mittels einer Parallelkapazität  $C_P$  und eines parallelen Widerstandes  $R_P$  oder als Reihenschaltung aus Serienkapazität  $C_P$  und Serienwiderstand  $R_S$  darstellt (Zwei-Elemente-Modelle) [132, 133]. Es kann auch ein Drei-Elemente-Modell mit Kapazität, Serien- und Parallelwiderstand verwendet werden [132]. Die Ersatzschaltbilder der Kleinsignalmodelle sind in Abbildung 2.3 gezeigt. Außerdem können separate Kapazitäten zur Beschreibung der Diffusions- und der Verarmungskapazität (siehe 2.4) verwendet werden. Der Parallelwiderstand  $R_P$  ist nicht mit dem Shuntwiderstand  $R_{Sh}$  gleichzusetzen, sondern umfasst alle zur Kapazität parallelen, resistiven Elemente, also auch die in den Ersatzschaltbildern in Abschnitt 2.2 enthaltenen Dioden und ist daher spannungsabhängig. Die vereinfachte Beschreibung durch einen Parallelwiderstand, ebenso wie die Beschreibung mit festen Kapazitäten ist jedoch nur zulässig, wenn die Änderung der Spannung hinreichend klein ist. Bei größeren Spannungsänderungen können diese Größen nicht mehr als konstant betrachtet werden. Um die Auswirkungen starker Änderungen der Beleuchtungsintensität zu beschreiben, eignet sich dieses Modell daher nicht, da hier die Bedingung, dass ausschließlich kleine Spannungsänderungen auftreten, nicht mehr erfüllt ist. Das Kleinsignalmodell ist dagegen hilfreich um z.B. die Rückwirkungen eines Solarmoduls auf einen Schaltregler zur Spannungswandlung zu ermitteln [106]. Weiterhin kann es zur Auswertung von Impedanzmessungen verwendet werden.

## 2.4 Kapazität der Solarzelle

Die Solarzelle ist in der Lage Ladungsträger zu speichern, besitzt also kapazitive Eigenschaften. Die Kapazität der Solarzelle setzt sich im Wesentlichen aus zwei Komponenten zusammen. Dies sind die Diffusionskapazität und die Verarmungs- bzw. Sperrschichtkapazität. Beide Kapazitäten wirken parallel und sind jeweils von der an der Zelle anliegenden Spannung abhängig. Die in der Zelle gespeicherte Ladung folgt daher keinem linearem Zusammenhang mit der Spannung. Im Folgenden werden die physikalische Bedeutung der beiden Kapazitäten, sowie



**Abbildung 2.3:** Kleinsignalmodelle mit zwei Elementen: a) Serienwiderstand  $R_S$  und -kapazität  $C_S$  in Reihe, sowie b) Parallelwiderstand  $R_P$  und -kapazität  $C_P$ . Drei-Elemente-Modell c) mit Parallelwiderstand und -kapazität und zweitem Widerstand  $R_S$  in Reihe.

deren Spannungsabhängigkeit beschrieben.

**Diffusionskapazität:** Die Diffusionskapazität beschreibt den Zusammenhang zwischen der an der Zelle anliegenden Spannung und der in der Zelle gespeicherten Überschussladung. Aus Gleichung 2.6 ergibt sich für die Überschussladungsträgerkonzentration:

$$\Delta n = -\frac{n_0 + p_0}{2} + \sqrt{\left(-\frac{n_0 + p_0}{2}\right)^2 + n_i^2 \cdot \left(\exp\left(\frac{E_{Fn} - E_{Fp}}{k_B \cdot T}\right) - 1\right)} \quad (2.11)$$

bzw.

$$\Delta n = -\frac{n_0 + p_0}{2} + \sqrt{\left(-\frac{n_0 + p_0}{2}\right)^2 + n_i^2 \cdot \left(\exp\left(\frac{V \cdot q}{k_B \cdot T}\right) - 1\right)}. \quad (2.12)$$

entsprechend führt eine Änderung der Spannung zu einer Änderung der Überschussladungsträgerkonzentration und umgekehrt. Die in der Zelle gespeicherte Ladung  $Q$  entspricht der Integration von  $\Delta n$  über

## 2 Grundlagen

das Volumen der Zelle. Unter Annahme, dass  $\Delta n$  über das Volumen konstant ist, gilt

$$Q = q \cdot d \cdot A \cdot \Delta n, \quad (2.13)$$

wobei  $d$  die Dicke und  $A$  die Fläche der Solarzelle bezeichnen. Der Zusammenhang zwischen differentieller Änderung der Überschussladung und der Spannung kann damit als Kapazität mit

$$\begin{aligned} C_{\text{diff}} &= \frac{dQ}{dV} = q \cdot d \cdot A \cdot \frac{d\Delta n}{dV} \\ &= \frac{q^2 \cdot d \cdot A \cdot n_i^2 \cdot \exp\left(\frac{q \cdot V}{k_B \cdot T}\right)}{2 \cdot k_B \cdot T \cdot \sqrt{\left(-\frac{n_0 + p_0}{2}\right)^2 + n_i^2} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V}{k_B \cdot T}\right) - 1\right)} \end{aligned} \quad (2.14)$$

beschrieben werden. Durch die exponentielle Abhängigkeit der Diffusionskapazität von der Spannung ist diese insbesondere bei höheren Spannungen relevant.

**Verarmungskapazität:** Beim Übergang von einem p- zu einem n-dotierten Gebiet eines Halbleiters kommt es an der Grenzfläche zur Diffusion von Elektronen aus dem n-Gebiet ins p-Gebiet und Löchern aus dem p-Gebiet ins n-Gebiet. Diese rekombinieren mit den dortigen Majoritätsladungsträgern, wodurch es im Bereich um die Grenzfläche zur Verarmung an freien Ladungsträgern kommt. Zurück bleiben die ionisierten Atomrümpfe der Dotierstoffe, welche als Raumladungen und der verarmte Bereich daher als Raumladungszone (RLZ) bezeichnet wird. Somit kommt es zu einer Ladungstrennung, welche ein elektrisches Feld hervorruft, das der Diffusion entgegen wirkt und so die Ausbreitung der Raumladungszone begrenzt. Die durch die Raumladungen hervorgerufen Potentialdifferenz über die Raumladungszone wird als Diffusionsspannung  $V_{\text{diff}}$  bezeichnet, welche insbesondere von der Akzeptorkonzentration  $N_A$  im p- und der Donatorkonzentration  $N_D$  im n-Gebiet abhängt. Für den Fall eines abrupten p-n-Übergangs und in Boltzmann-Näherung kann die Diffusionsspannung mit

$$V_{\text{diff}} = \frac{k_B \cdot T}{q} \cdot \ln \left[ \frac{N_A N_D}{n_i^2} \right] \quad (2.15)$$

berechnet werden [120]. Die Weite der Raumladungszone  $W$  ist somit ebenfalls von den Dotierstoffkonzentrationen abhängig, weiterhin kann sie durch eine äußere angelegte Spannung beeinflusst werden und berechnet sich zu

$$W = x_n + x_p = \sqrt{\frac{2\varepsilon_r\varepsilon_0}{q} \left( \frac{N_A + N_D}{N_A N_D} \right) (V_{\text{diff}} - V)}, \quad (2.16)$$

wobei  $x_n$  und  $x_p$  die Ausdehnung der Raumladungszone im n- bzw. p-Gebiet bezeichnen [123]. Bei einseitig abrupten p-n-Übergängen, das heißt, dass die Dotierung auf einer Seite erheblich größer ist, wird die Weite der Raumladungszone im höher dotierten Gebiet vernachlässigbar klein. Für  $N_D \gg N_A$  gilt daher  $W \approx x_p$ . Gleichung 2.16 kann dann zu

$$W = \sqrt{\frac{2\varepsilon_r\varepsilon_0}{qN_A} (V_{\text{diff}} - V)} \quad (2.17)$$

vereinfacht werden [122]. Die in der Raumladungszone gespeicherte Ladung berechnet sich dann mit

$$Q_{\text{dep}} = q \cdot A \cdot W \cdot N_A = A\sqrt{2\varepsilon_r\varepsilon_0qN_A(V_{\text{diff}} - V)} \quad (2.18)$$

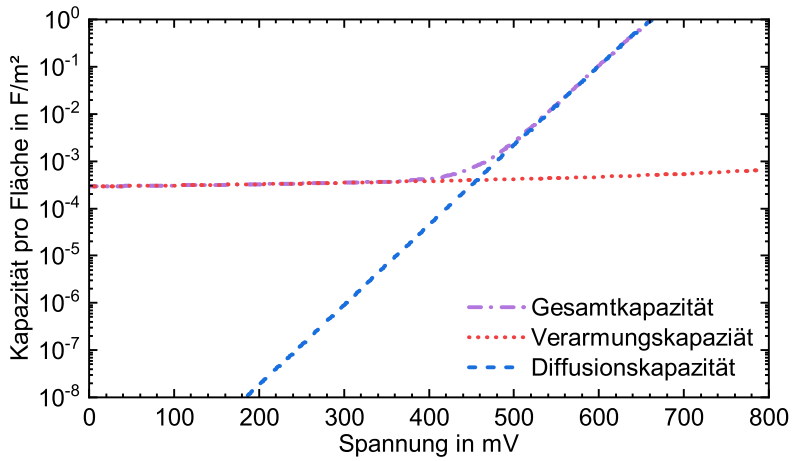
Eine Änderung der Spannung in Sperrichtung bewirkt eine Extraktion von freien Ladungsträgern und damit eine Vergrößerung der Raumladungszone, während ein Spannungsänderung in Flussrichtung eine Injektion freier Ladungsträger und damit eine Verkleinerung der Raumladungszone bewirkt. Die Änderung der Raumladung mit der äußeren Spannung  $dQ/dV$  wird durch die Verarmungskapazität beschrieben, welche sich mit

$$C_{\text{dep}} = -\frac{dQ_{\text{dep}}}{dV} = A\sqrt{\frac{q\varepsilon_r\varepsilon_0N_A}{2(V_{\text{diff}} - V)}} \quad (2.19)$$

und mit Gleichung 2.15 zu

$$C_{\text{dep}} = A\sqrt{\frac{q\varepsilon_r\varepsilon_0N_A}{2\left(\frac{k_B \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{N_A N_D}{n_i^2}\right) - V\right)}} \quad (2.20)$$

berechnet. Die berechnete Diffusions- und der Verarmungskapazität in Abhängigkeit der Spannung sind in Abbildung 2.4 dargestellt.



**Abbildung 2.4:** Berechnete Diffusions- Verarmungs- und Gesamtkapazität für eine Siliziumsolarzelle mit einseitig abruptem p-n-Übergang und einer Basisdotierung von  $N_A = 1 \cdot 10^{16}/\text{cm}^3$ .

# 3 Messmethoden

## 3.1 Messaufbau zur Einstrahlungsmessung

Um die während der Fahrt auf ein Fahrzeug einfallende Sonneneinstrahlung zu messen, wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Messaufbau zu diesem Zweck entwickelt. Dieser erlaubt es die Einstrahlung, mit hoher Zeitauflösung von mehr als 1000 Samples pro Sekunde, aufzuzeichnen. Dazu werden Pyranometer von Typ Kipp & Zonen SP2 Lite 2 verwendet. Drei dieser Pyranometer sind auf einer Befestigungsschiene auf einem modifiziertem Dachgepäckträger montiert, welcher auf dem Testfahrzeug, einem Hochdachkombi vom Modell Renault Kangoo, befestigt ist. Dabei erlaubt es der Aufbau, zwei verschiedene Messkonfigurationen zu verwenden. Bei der Messkonfiguration A ist die Befestigungsschiene quer zu Fahrtrichtung montiert. Ein Pyranometer ist mittig platziert und senkrecht nach oben ausgerichtet, die anderen beiden sind jeweils seitlich platziert und horizontal nach in Fahrtrichtung links bzw. rechts ausgerichtet. Dies ermöglicht sowohl die auf das Dach, wie auch die auf die Fahrzeugseiten eintreffende Sonneneinstrahlung zu messen. In Messkonfiguration B wird die Befestigungsschiene parallel zu Fahrtrichtung mittig auf dem Fahrzeugdach montiert, die Pyranometer sind dabei in Abständen von jeweils 57 cm hintereinander platziert und alle senkrecht nach oben ausgerichtet. Diese Konfiguration ermöglicht es die transiente Teilverschattung des Fahrzeugdaches während der Fahrt zu untersuchen. Der Messaufbau ist in beiden Konfiguration in Abbildung 3.1 gezeigt. Die verwendeten Pyranometer bieten laut Datenblatt eine Ansprechzeit von unter 500 ns, was hier jedoch nicht verifiziert werden konnte (siehe dazu Abschnitt 3.1), einen Spektralbereich von 400 nm bis 1100 nm und ein Gesichtsfeld von 180°. Ausgangsgröße ist eine analoge Spannung, die Empfindlichkeit beträgt 60 bis 100  $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ . Die Ausgangsspannung der Pyranometer wird mit einem Vierkanal-USB-Oszilloskop vom Typ Pico Technology PicoScope 2405A abgetastet und mittels Laptop aufgezeichnet. Das Oszilloskop bietet eine Abtastrate von maximal 25 MS/s bei einer Auflösung

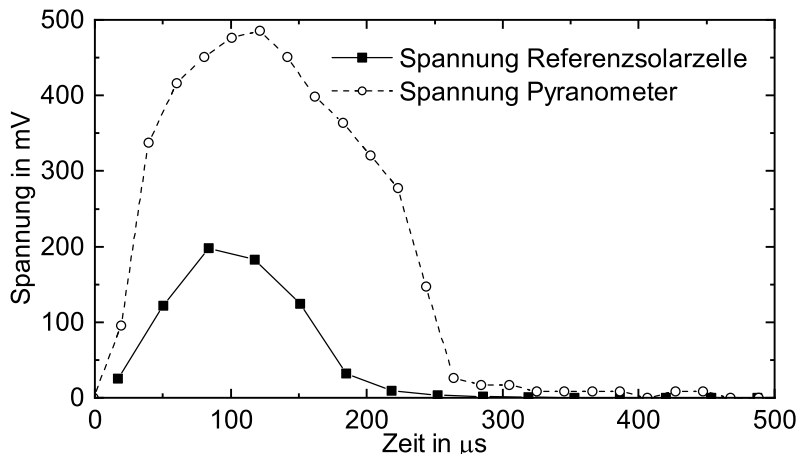
von 8 bit. Weiterhin ist auf dem Dachgepäckträger eine Videokamera vom Typ GoPro 7 Silver befestigt, welche senkrecht nach oben gerichtet ist. Diese dient dazu, die gemessenen Einstrahlungsprofile leichter mit der gegebenen Fahrsituation bzw. den Wetterbedingungen zu korrelieren. Die Kamera verfügt außerdem über einen integrierten GPS-Empfänger, welcher die Position und Geschwindigkeit des Fahrzeugs mit einer Abtastrate von 1/s aufzeichnet. Zur zeitlichen Korrelation der Videoaufnahme mit der Einstrahlungsmessung wird vor Beginn der Fahrt das mittlere Pyranometer zusammen mit der Kamera kurzzeitig verdeckt und wieder aufgedeckt. Im vom Oszilloskop aufgezeichneten Verlauf der Pyranometerspannung ist dadurch ein kurzzeitiges Absinken der Spannung zu sehen, während in der Videoaufzeichnung das Verdecken der Kamera zu sehen ist. Anzumerken ist, dass der im Oszilloskop verwendete Taktgeber nicht exakt synchron mit der Videoaufnahme läuft. Letztere ist mit der über GPS empfangenen Zeit synchronisiert, während der Taktgeber des Oszilloskops um einen konstanten Faktor 1,036 schneller läuft. Dies ist in der folgenden Auswertung berücksichtigt.

**Test der Pyranometer:** Die Ansprechzeit des oben beschriebenen Messaufbaus wurde mit Hilfe eines Messgerätes für quasistatische Fotoleitfähigkeitsmessung (engl. quasi-steady-state photo conductance, QSSPC) vom Typ Sinton Instruments WCT-120 verifiziert. Das Messgerät erzeugt durch einen Lichtblitz freie Ladungsträger in einer zu untersuchenden Probe und misst induktiv die Veränderung der Leitfähigkeit über die Zeit. Dies ermöglicht die Bestimmung der Ladungsträgerlebensdauer in der Probe. Der zeitliche Verlauf der Lichtintensität wird dabei über eine integrierte Referenzsolarzelle gemessen. Dies ermöglicht es auch eine Überprüfung der Pyranometer durchzuführen, indem diese dem Lichtblitz ausgesetzt werden und der Verlauf des hervorgerufenen Spannungsausschlags mittels Oszilloskop aufgezeichnet wird. Durch Vergleich mit dem Spannungsverlauf an der Referenzsolarzelle kann eine obere Abschätzung der Ansprechzeit der Pyranometer ermittelt werden. In Abbildung 3.2 sind die jeweiligen Spannungsverläufe dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Spannungsverlauf am Pyranometer gegenüber der Referenzsolarzelle eine Verzögerung von jeweils etwa  $40 \mu\text{s}$ , beim Anstieg von null bis zum Maximalwert, als auch beim Abfall vom Maximalwert auf unter 10% dessen, aufweist. Die Gesamtdauer des Spannungsausschlags, von null bis Wiedererreichen von 10%





**Abbildung 3.1:** Messaufbau zur Einstrahlungsmessung auf dem Fahrzeug. Die Messung erfolgt jeweils mit drei Pyranometern, die Datenaufzeichnung über ein Laptop mit USB-Oszilloskop (nicht gezeigt). Oben: Messkonfiguration A mit einem vertikal ausgerichteten Pyranometer in der Mitte zur Messung der Sonneneinstrahlung auf dem Dach und jeweils einem horizontal nach links und rechts in Fahrtrichtung ausgerichteten Pyranometer zur Messung der Sonneneinstrahlung auf den Fahrzeugseiten. Unten: Messkonfiguration B mit drei vertikal ausgerichteten, in Fahrtrichtung hintereinander angeordneten Pyranometern. Diese Konfiguration erlaubt die Untersuchung der transienten Teilverschattung des Fahrzeugdachs während der Fahrt.



**Abbildung 3.2:** Überprüfung der Ansprechzeit der Pyranometer. Gezeigt ist der Spannungsverlauf am Pyranometer im Vergleich mit dem Spannungsverlauf an einer Referenzsolarzelle bei Beleuchtung mit einem Lichtblitz an einem Messgerät zur quasistatischen Fotoleitfähigkeitsmessung (QSSPC). Das Pyranometer weist einen um etwa  $40 \mu\text{s}$  Spannungsanstieg bzw. -abfall gegenüber der Referenzsolarzelle auf. Die gesamte Dauer des Spannungsausfalls liegt bei weniger als  $300 \mu\text{s}$ .

des Maximalwerts, liegt bei weniger als  $300 \mu\text{s}$ . Diese ist ausreichend für die verwendete Samplerate von  $1000 \text{ Hz}$ .

## 3.2 Messaufbau für elektrische Messungen

Zur Untersuchung der elektrischen Charakteristik von Solarzellen unter transientser Beleuchtung wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Messaufbau entwickelt. Der Messaufbau besteht aus zwei Teilen, einer Messkammer, welche die zu untersuchenden Solarzelle aufnimmt und ungewollte Lichteinstrahlung verhindert, sowie, außerhalb davon, der zugehörigen Mess- und Regelelektronik. Die Messkammer besteht aus einem Metallgehäuse und enthält einen Messtisch, welcher es ermöglicht Solarzellen, sowohl mit Vorder- und Rückseitenkontakten, als auch Solarzellen mit ausschließlich Rückseitenkontakten, elektrisch zu kontak-

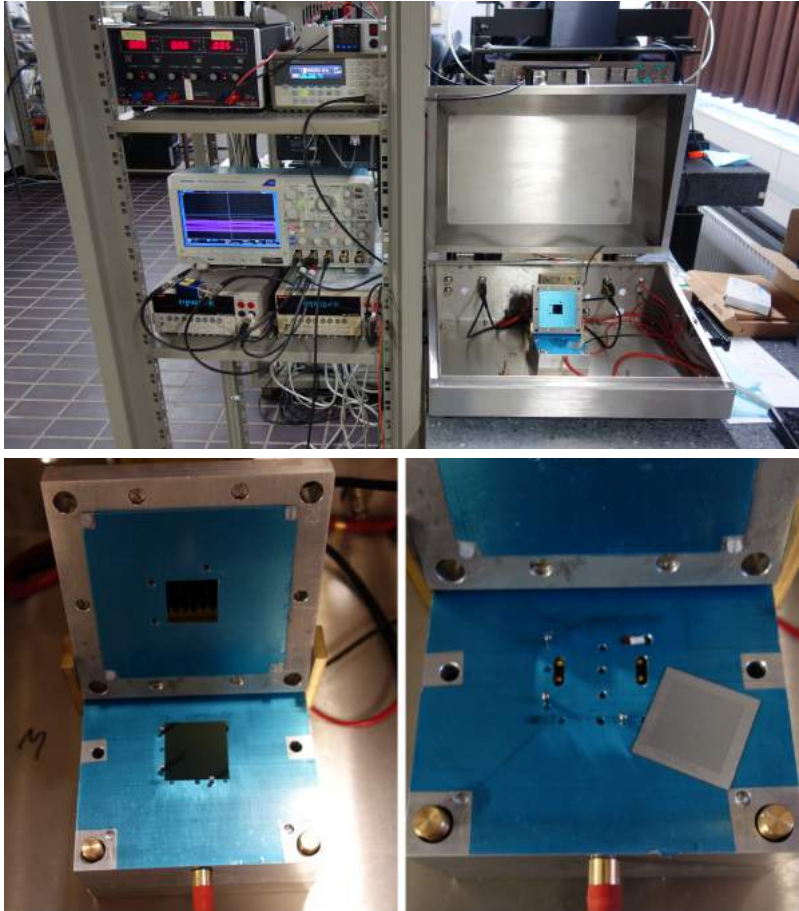
tieren. Bei beiden Varianten ist dabei eine Vierpunktmessung möglich. Das heißt, dass Strom und Spannung über jeweils zwei getrennte Kontakte für beide Polaritäten abgegriffen werden können um Verfälschungen der Messergebnisse durch Kontakt- und Kabelwiderstände zu vermeiden. Die vier Kontakte werden über BNC-Kabel aus dem Gehäuse geführt. Der Messtisch verfügt über eine Vakuuman-saugung, zur Fixierung der Solarzelle, sowie über ein unterhalb der Solarzelle platziertes Thermo-element zur Temperaturmessung. Weiterhin verfügt der Messtisch über einen Deckel, welcher zur Abschattung der Randbereiche der Zelle und außerdem, bei beidseitig kontaktierten Zellen, zur Kontaktierung der Vorderseite dient. In diesem Deckel befindet sich eine quadratische Aussparung von 2 cm Kantenlänge, durch welche die Beleuchtung der Zelle auf einer definierten Fläche von  $4 \text{ cm}^2$  ermöglicht wird. In Abbildung 3.3 ist die Messkammer mit dem Messtisch abgebildet. Oberhalb dieser Aussparung ist im Abstand von 2,5 cm eine Lichtquelle zu Beleuchtung der Solarzelle befestigt, welche aus einer quadratischen Anordnung aus insgesamt 121 Leuchtdioden vom Typ Osram SFH 4346 besteht. Diese sind in einem quadratischen  $11 \times 11$ -Raster angeordnet. Diese emittieren Strahlung im Infrarotspektrum von 940 nm Schwerpunktwellenlänge und einer spektralen Bandbreite von 42 nm. Die Schaltzeit der Leuchtdioden (Anstieg bzw. Abfall der Strahlstärke von 10% auf 90% der maximalen Strahlstärke bzw. umgekehrt) beträgt nach Datenblatt [134] 12 ns. Aus der im Datenblatt angegebenen winkelabhängigen Strahlstärke der Leuchtdioden kann die sich daraus ergebende Lichtintensität auf einer Fläche im gegebenen Abstand berechnet werden. Die Berechnung der Intensitätsverteilung für die gesamte Leuchtdiodenanordnung erfolgt dann durch Superposition der Intensitätsverteilung der einzelnen Leuchtdiode mit jeweils verschobener Position. Der Abstand zwischen benachbarten Leuchtdioden wurde dahingehend optimiert, dass sich eine möglichst gleichmäßige Intensitätsverteilung auf der zu beleuchtenden Solarzelle einstellt und beträgt jeweils 4 mm längs bzw. quer zwischen benachbarten Leuchtdioden. Die Anzahl der Leuchtdioden, deren Abstand zueinander sowie der Abstand der Leuchtdioden zur Solarzelle wurde so gewählt, dass ein annehmbarer Kompromiss zwischen maximaler Intensität, gleichmäßiger Intensitätsverteilung und minimaler Leistungsaufnahme der Anordnung, zur Vermeidung übermäßiger Hitzeentwicklung, besteht. Die resultierende Intensitätsverteilung ist in Abbildung 3.4 gezeigt. Die relative Abweichung auf der beleuchteten Fläche der Solarzelle liegt bei

### 3 Messmethoden

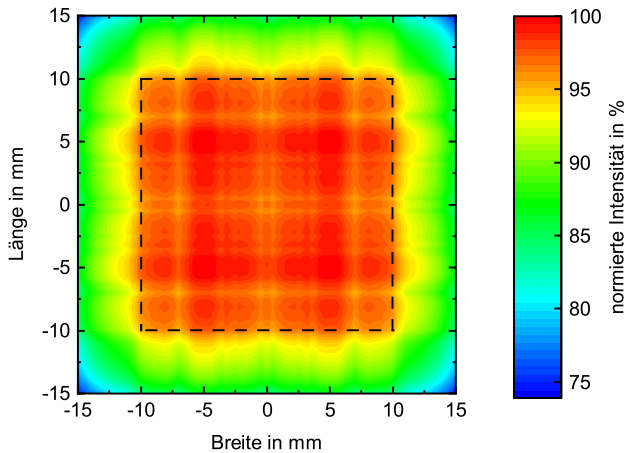
weniger als  $\pm 2,5\%$  der mittleren Beleuchtungsintensität. Die maximal mögliche Beleuchtungsintensität beträgt mehr als  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Die Lichtquelle wird über ein Labornetzteil mit einer konstanten Spannung versorgt. Mittels eines von einem Funktionsgenerator erzeugten Steuersignals (hier verwendet wird ein Rechtecksignal) kann über eine Verstärkerschaltung die tatsächlich über die Leuchtdioden anliegende Spannung periodisch ein- und ausgeschaltet werden, wobei auch Zwischenwerte möglich sind. Um eine Ausschaltverzögerung auf Grund der Diffusionskapazität der Leuchtdioden zu vermeiden wird eine Gegentaktendstufe verwendet, welche beim Ausschalten nicht einfach den Anodenanschluss der Leuchtdioden von der Spannungsversorgung trennt, sondern diesen mit dem Massepotential verbindet, wodurch die auf den Leuchtdioden gespeicherten Überschussladungsträger abfließen können. Da der Funktionsgenerator nur Signalspannungen bis maximal  $5 \text{ V}$  erzeugen kann, die Versorgungsspannung der Leuchtdiode typischerweise aber etwa  $18 \text{ V}$  beträgt, wird zur Ansteuerung der Verstärkerschaltung ein weitere Transistorstufe zur Spannungserhöhung eingesetzt. Zwischen dem Kathodenanschluss der Leuchtdioden und dem Massepotential ist ein Leistungswiderstand von  $100 \text{ m}\Omega$  integriert. Über die an diesem Widerstand abfallende Spannung kann der zeitliche Verlauf des Stroms durch die Leuchtdioden gemessen werden. Durch den geringen Widerstandswert wird die Ein- und Ausschaltgeschwindigkeit nur in vernachlässigbarem Maße beeinflusst. Die Zeitverzögerung zwischen dem Steuersignal des Funktionsgenerators und der Spannungsänderung über dem Leistungswiderstand liegt bei unter  $1 \mu\text{s}$  und ist damit für die folgenden Versuche vernachlässigbar klein. In Abbildung 3.5 ist der Schaltplan der Verstärkerschaltung dargestellt.

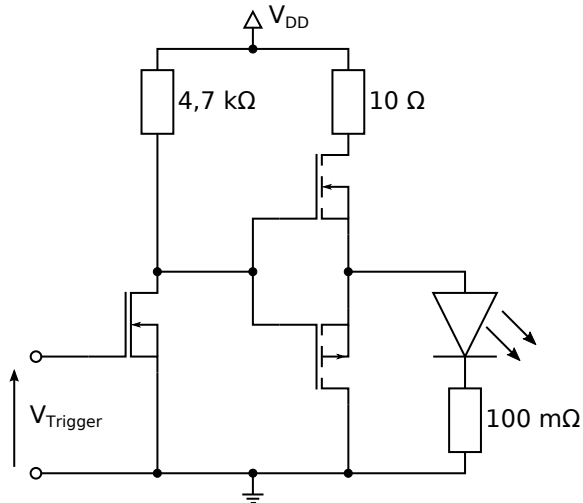
Für die Strom- und Spannungsmessungen an der zu untersuchenden Solarzelle im stationären Fall stehen zwei Multimeter von Typ Keithley 2000 zur Verfügung. Diese sind mit jeweils zwei Kabeln mit der Solarzelle in der Messkammer verbunden. Eins dient zur stromfreien Messung der Zellspannung ohne den Einfluss eventueller Kontakt- und Kabelwiderstände, das andere zur Messung des Stroms, wobei hier ein verstellbarer Lastwiderstand von  $0 \Omega$  bis  $50 \Omega$  zwischengeschaltet werden kann. Zur zeitaufgelösten Messung der Spannung ist parallel zum Spannungsmessgerät ein Digitaloszilloskop vom Typ Tektronix DPO3014 oder eines vom Typ Pico Technology Picoscope 2405A angeschlossen, welches außerdem über einen weiteren Kanal mit dem Funktionsgenerator verbunden ist, dessen Rechtecksignal als Trigger dient. Dies



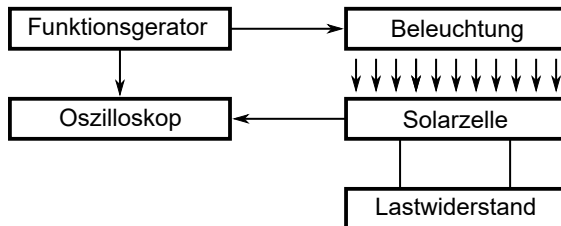
**Abbildung 3.3:** Messaufbau zur elektrischen Charakterisierung von Solarzellen unter transienter Beleuchtung. Oben: Gesamter Messaufbau mit geöffneter Messkammer und darin befindlichem Messtisch in Beladeposition auf der rechten und der Mess- und Regelelektronik auf der linken Seite. Unten links: Nahansicht des Messtischs mit einer kontaktierten Solarzelle. In dem hier hochgeklappten Deckel befindet sich ein Fenster, durch welches die Solarzelle mit den darüber befindlichen Leuchtdioden beleuchtet werden kann. Unten rechts: Nahansicht des Messtischs mit Blick auf die vier Kontaktstifte (kleine goldfarbene Punkte in der Mitte), diese werden nach Schließen des Deckels von unten gegen die Kontaktflächen der Solarzelle gedrückt, dazwischen Löcher zur Vakuumansaugung und rechts unterhalb die Rückseite einer IBC-Solarzelle.



**Abbildung 3.4:** Berechnete normierte Intensitätsverteilung der Beleuchtung über der Fläche. Das gestrichelte Quadrat markiert die  $2 \times 2 \text{ cm}^2$  große Öffnung im Deckel des Messtisches durch welche die Solarzelle beleuchtet wird. Die relative Abweichung auf der beleuchteten Fläche der Solarzelle liegt bei weniger als  $\pm 2,5\%$  der mittleren Beleuchtungsintensität.



**Abbildung 3.5:** Schaltplan der Verstärkerschaltung zur Ansteuerung der Beleuchtung.  $V_{Trigger}$  bezeichnet die Signalspannung vom Funktionsgenerator,  $V_{DD}$  die Versorgungsspannung der Leuchtdioden. Die erste Transistorstufe dient zur Spannungserhöhung, da der Funktionsgenerator nicht die nötigen Schwellenspannung für die Verstärkerstufe erreicht.



**Abbildung 3.6:** Grundlegendes Funktionsschema des Messaufbaus zur Messung der elektrischen Charakteristik von Solarzellen unter transienter Beleuchtung. Letztere wird durch ein Rechtecksignal vom Funktionsgenerator periodisch ein- und ausgeschaltet. Die Spannung der mit einem Lastwiderstand verbundenen Solarzelle wird mittels Oszilloskop gemessen, welches mit dem Rechtecksignal synchronisiert ist.

ermöglicht es die zeitliche Abweichung zwischen dem Verlauf der Zellspannung und des Steuersignals zu messen. In Abbildung 3.6 ist das Funktionsschema des Messaufbaus dargestellt.

### 3.3 Stationäre Messungen

Der in 3.2 beschriebene Messaufbau kann ebenfalls zur Messung der stationären Dunkel- sowie Hellkennlinie genutzt werden. Zur Messung der Dunkelkennlinie wird anstelle eines Lastwiderstandes eine Spannungsquelle in Reihe mit der Solarzelle und dem zur Strommessung verwendeten Multimeters geschaltet. Durch Variieren der angelegten Spannung und Messen des resultierenden Stroms wird die Strom-Spannungs-Charakteristik aufgenommen. Die Zellspannung wird dabei stromfrei über separate Kontakte gemessen. Die Aufnahme der Hellkennlinie kann entweder nach dem selben Prinzip, aber mit eingeschalteter Beleuchtung erfolgen, oder es wird statt der Spannungsquelle ein passiver variabler Lastwiderstand verwendet. Durch Variieren des Lastwiderstandes kann der Arbeitspunkt der Solarzelle verändert und somit ebenfalls



eine Strom-Spannungs-Charakteristik aufgenommen werden. Mit dieser Methode kann jedoch nur in einem Spannungsbereich von 0 V bei Kurzschluss bis hin zur Spannung mit offenen Klemmen  $V_{OC}$  gemessen werden, nicht jedoch in Rückwärtsrichtung oder über  $V_{OC}$  hinaus. Die Beleuchtung wird hier so eingestellt, dass die Einstrahlungsintensität  $1000 \text{ W/m}^2$  entspricht. Dies wird durch Kurzschließen der Zelle und Messen des resultierenden Kurzschlussstroms erreicht. Die Versorgungsspannung der Beleuchtung wird dann so eingestellt, dass der Kurzschlussstrom dem Wert entspricht, welcher zuvor am ISFH an einem pv-tools LOANA Solar cell analysis systems an der selben Zelle unter Standard-Test-Bedingungen ermittelt wurde.

## 3.4 Transiente Messungen

Während bei den stationären Messungen die Beleuchtung konstant gehalten und die Zellspannung direkt über eine Spannungsquelle oder indirekt über den Lastwiderstand variiert und der resultierende Strom gemessen wird, werden die transienten Messungen bei konstantem Lastwiderstand bzw. bei offenen Klemmen durchgeführt. Variiert wird hierbei die Beleuchtungsintensität, welche periodisch zwischen einem unteren Wert (hier meist  $0 \text{ W/m}^2$ ) und einem oberen Wert (hier meist  $1000 \text{ W/m}^2$  sofern nicht anders angegeben) umgeschaltet wird. Hierzu wird immer zunächst die Beleuchtungsintensität im stationären Zustand kalibriert, wie in Abschnitt 3.3 beschrieben. Dann wird durch Verändern des Lastwiderstandes der gewünschte Arbeitspunkt, z.B. der Maximum Power Point, eingestellt. Gemessen wird der zeitliche Verlauf der Zellspannung und des Stroms per Oszilloskop. Letzteres erfolgt durch Messung des Spannungsabfalls an einem Messwiderstand von  $100 \text{ m}\Omega$ , welcher in Reihe mit dem Lastwiderstand und der Zelle geschaltet ist.

## 3.5 Impedanzmessungen

Durch Messung der Impedanz einer Solarzelle können verschieden Zellparameter bestimmt werden. Hierbei wird die komplexe Impedanz  $\underline{Z}$  in Abhängigkeit der Frequenz bestimmt. Mit Hilfe eines vereinfachten Ersatzschaltbildes können aus den Messdaten, unter anderem, die Kapazität  $C_P$  oder  $C_S$ , der Serienwiderstand  $R_S$  und der Parallelwiderstand

$R_P$  bestimmt werden, siehe dazu Abbildung 2.3. Zur Messung der Impedanz wird in dieser Arbeit ein Agilent 4294A Precision Impedance Analyzer verwendet. Die Messung erfolgt, indem über zwei Kontakte eine Gleichspannung an die Zelle angelegt wird, welche mit einer sinusförmigen Wechselspannung mit der Amplitude  $\hat{v}$  und der Frequenz  $f$  bzw. der Kreisfrequenz  $\omega = 2\pi f$  überlagert ist. Wegen der oben beschriebenen spannungsabhängigen Größen muss  $\hat{v}$  hinreichend klein gewählt werden. Eine kleine Spannungsamplitude und daraus resultierende kleine Ströme führen zu einem kleinen Signal-Rausch-Abstand. Daher ist hier ein Kompromiss zu finden. Typischer Weise wird hier eine Wechselspannungsamplitude  $\hat{v} < k_B \cdot T/q \approx 25,8$  mV (bei 300 K) verwendet [119]. Gemessen wird die Amplitude  $\hat{i}$  des aus der Spannung resultierenden Wechselstroms sowie dessen Phasenverschiebungswinkel  $\varphi$  zur Wechselspannung, welche über zwei weitere Kontakte stromfrei und daher ohne Einfluss eventueller Kontakt- und Kabelwiderstände, gemessen wird. Der Betrag der Impedanz  $Z$  und damit auch  $\underline{Z}$  kann über

$$Z = \frac{\hat{v}}{\hat{i}} \quad (3.1)$$

und

$$\underline{Z} = R + j \cdot X = Z \cdot e^{j \cdot \varphi} \quad (3.2)$$

bestimmt werden, wobei  $R = Z \cdot \cos \varphi$  den Real- und  $X = Z \cdot \sin \varphi$  den Imaginärteil mit der imaginären Einheit  $j$  darstellen. Aus diesen können direkt  $C_S$  und  $R_S$  bestimmt werden, da im Zwei-Elemente-Modell mit Reihenschaltung für die Impedanz

$$\underline{Z} = R_S + \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_S} \quad (3.3)$$

und damit

$$R_S = R \quad (3.4)$$

und

$$C_S = -\frac{1}{\omega \cdot X} \quad (3.5)$$

gilt. Analog können aus den Messwerten die komplexe Admittanz  $\underline{Y}$  und deren Realteil  $G$  und Imaginärteil  $B$  berechnet werden, aus welchen im Zwei-Elemente-Modell mit Parallelschaltung der Parallelwiderstand

und die Parallelkapazität mit

$$R_P = \frac{1}{G} \quad (3.6)$$

und

$$C_p = \frac{B}{\omega} \quad (3.7)$$

bestimmt werden können. Da in Realen Solarzellen sowohl Serien- als auch Parallelwiderstand vorhanden sind, können sie mit den Zwei-Elemente-Modellen nur eingeschränkt beschrieben werden. Mittels Veränderung der Frequenz  $f$  der Wechselspannung kann die Frequenzabhängigkeit der Impedanz bestimmt werden. Durch Messungen über einen Frequenzbereich, in dieser Arbeit 50 Hz bis 50 kHz, und Auftragen der gemessenen Werte von  $X$  über  $R$  erhält man die Ortskurve. Für eine Schaltung aus Kapazität und Parallelwiderstand, siehe Abbildung 2.3 b), beschreibt diese einen Halbkreis, welcher für  $f \rightarrow \infty$  den Ursprung und bei  $f = 0$  die reelle Achse bei  $R = R_P$  berührt. Erweitert man die Schaltung um einen Serienwiderstand, siehe Abbildung 2.3 c), wird der Halbkreis um dessen Wert auf der reellen Achse verschoben. So können beide Widerstände direkt bestimmt werden. Real- und Imaginärteil der Impedanz des Drei-Elemente-Modells berechnen sich mit

$$R = R_s + \frac{1}{\frac{1}{R_p} + R_p \cdot (2\pi \cdot f \cdot C_p)^2} \quad (3.8)$$

und

$$X = -\frac{2\pi \cdot f \cdot C_p}{\frac{1}{R_p^2} + (2\pi \cdot f \cdot C_p)^2}. \quad (3.9)$$

Durch Anpassung, hier mit Hilfe eines Levenberg-Marquardt-Algorithmus, der gemessenen Werte von  $R$  oder  $X$  mit Gleichung 3.8 bzw. 3.9 können  $R_p$ ,  $C_p$  und im ersten Fall auch  $R_s$  numerisch bestimmt werden.

# 4 Auswertung der Messfahrten

## 4.1 Testroute

Für sämtliche im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Messfahrten wurde die selbe Testroute verwendet. Diese liegt im Stadtgebiet von Hannover und weist eine Gesamtlänge von 21 km auf. Der Start- und Zielpunkt der Route liegt an der Appelstraße 4 bei den Koordinaten  $52^{\circ}23'20''\text{N } 9^{\circ}42'54''\text{O}$ . Die Route ist so ausgewählt, dass ein möglichst repräsentatives Einstrahlungsprofil für verschiedene Verkehrssituationen abgebildet wird, welche typischerweise in urbaner Umgebung auftreten. Deshalb ist die Route so gewählt, dass sowohl Straßen in Nord-Süd- bzw. Süd-Nord- als auch in West-Ost- bzw. Ost-West-Richtung befahren werden. Weiterhin werden verschiedene Straßentypen abgebildet, welche im Folgenden in drei Kategorien eingeteilt sind. Dies sind, erstens „schmale Straßen“, welche eine Geschwindigkeitsbegrenzung von 30 km/h sowie eine dichte Randbebauung aufweisen. Die Breite der Straßen ist hier ähnlich hoch wie die Höhe der umliegenden Gebäude. Die zweite Kategorie umfasst „breite Straßen“, welche eine Geschwindigkeitsbegrenzung von 50 km/h aufweisen. Diese Straßen haben typischerweise mehrere Fahrspuren und die Straßenbreite ist größer als die Höhe der meisten umliegenden Gebäude. Die Gebäudehöhe im Bereich der „schmalen Straßen“ und „breiten Straßen“ beträgt nach Open GEO-Data [135] im Mittel 15 m mit einer Standardabweichung von 6,5 m, siehe auch [81]. Die dritte Kategorie „Schnellstraßen“ umfasst Stadtautobahnen, hier Teile des Südschnellwegs, sowie des Messeschnellwegs. Die Geschwindigkeitsbegrenzung beträgt hier 80 km/h. Diese Straßen weisen wenig bis keine Randbebauung auf, jedoch stellenweise Bäume am Straßenrand sowie mehrere Unterführungen. Die Dauer einer Testfahrt ist abhängig von der gegebenen Verkehrssituation und beträgt hier ca. 40 bis 55 min. In Abbildung 4.1 ist ein Satellitenbild mit ein-

gezeichneter Fahrstrecke gezeigt, die verschiedenen Straßentypen sind farblich markiert.

## 4.2 Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration A

Im Folgenden werden die Ergebnisse von sechs Messfahrten diskutiert, welche über einen Zeitraum von zehn Monaten in der Messkonfiguration A (zwei Sensoren seitlich, einer nach oben ausgerichtet, siehe Abschnitt 3.1) durchgeführt wurden. Der Einfluss der Jahreszeiten Herbst, Winter und Sommer bzw. der sich hieraus ergebende unterschiedliche Sonnenstand auf die gemessene Einstrahlung wird jeweils exemplarisch anhand von zwei Messfahrten, bei unterschiedlichen Wetterbedingungen, sonnig und bewölkt, untersucht. Ein weiterer Einflussfaktor ist die im Winter fehlende Belaubung der Bäume an der Strecke. Weiterhin wird der Einfluss der statischen Umgebungsbedingungen, also des Straßentyps (siehe Abschnitt 4.1), untersucht. Tab. 4.1 zeigt eine Übersicht der Messfahrten. Die mit \* gekennzeichneten Fahrten wurden mit Messkonfiguration B zur Teilverschattungsmessung durchgeführt. Diese werden in Abschnitt 4.4 diskutiert.

Die in Tabelle 4.1 angegebenen Einstrahlungswerte sind die durchschnittlich während der jeweiligen Messfahrt am Institut für Meteorologie und Klimatologie der Leibniz Universität Hannover gemessene Werte [137]. Dieses befindet sich knapp 1 km westlich des Startpunktes der Route. Wie der Tabelle 4.1 zu entnehmen ist, wird die durchschnittliche stationär gemessene Einstrahlung sowohl durch die Wetterbedingungen, als durch den Sonnenstand, stark beeinflusst. Insbesondere ist der Anteil der diffusen Einstrahlung bei sonnigen Bedingungen vergleichsweise klein, wohingegen er bei Bewölkung nahezu die gesamte gemessene Einstrahlung ausmacht. In Abbildung 4.2 a) sind die durchschnittlichen während der Messfahrten auf dem Fahrzeugdach gemessenen Einstrahlungswerte dargestellt, aufgeschlüsselt nach Jahreszeit, Wetterbedingungen und Straßenkategorie. Die über die gesamte jeweilige Messfahrt gemittelten Werte sind gut mit den stationären Messungen vergleichbar, wenn auch durchgängig niedriger, was auf Verschattung durch Objekte neben oder über der Straße zurückzuführen ist. Bei sonnigen Bedingungen im Winter ist dies besonders signifikant, da durch den niedrigen Sonnenstand ein großer Teil der Strecke verschattet ist, und deshalb

#### 4 Auswertung der Messfahrten



**Abbildung 4.1:** Satellitenbild mit eingezeichneter Testroute. Der Start- und Zielpunkt der Strecke liegt im Nordwesten, die Fahrtrichtung ist gegen den Uhrzeigersinn. Die Strecke ist in verschiedenen Teilabschnitten gegliedert, die in drei Straßenkategorien eingeteilt sind. „Schmale Straßen“ mit einer Geschwindigkeitsbegrenzung von 30 km/h sind in der Abbildung blau gekennzeichnet, „breite Straßen“ mit einer Geschwindigkeitsbegrenzung von 50 km/h grün und „Schnellstraßen“ mit einer Geschwindigkeitsbegrenzung von 80 km/h rosa.

**Tabelle 4.1:** Übersicht der absolvierten Messfahrten. Die mit \* gekennzeichneten Fahrten wurden mit Messkonfiguration B zur Teilverschattungsmessung durchgeführt.

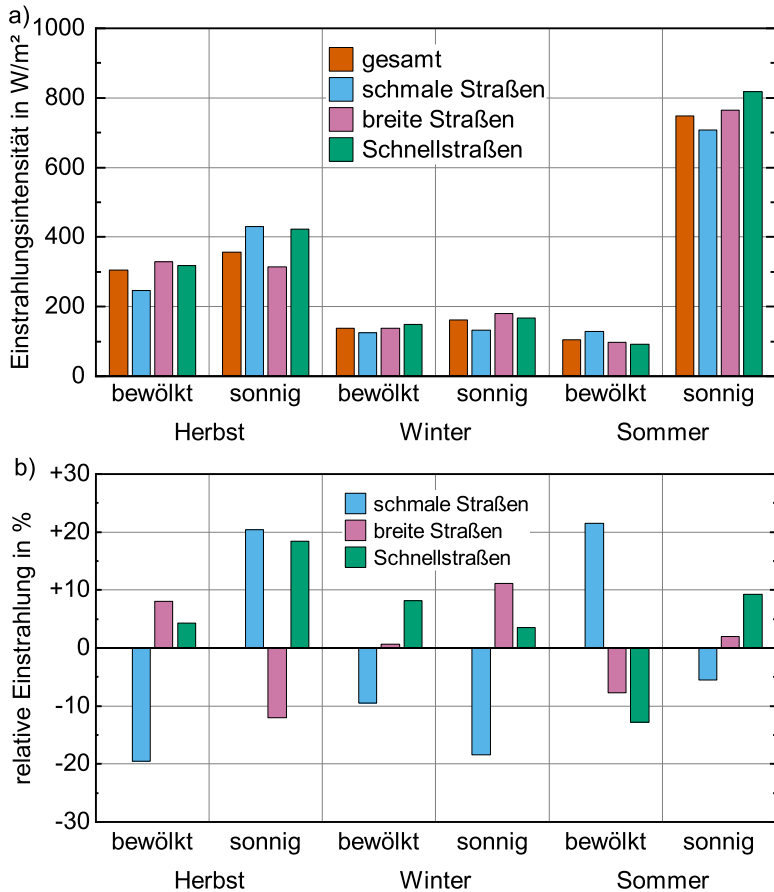
Fahrt	Jahreszeit	Datum	Uhrzeit (UTC)	Sonnenstand (Höhe) [136]	Wetter	Durchschnittliche stationäre Globalstrahlung [137]	Durchschnittliches stationäre diffuse Strahlung [137]
1	Herbst	03.09.2019	11:02 11:51	45,1° 44,8°	bewölkt	311 W/m <sup>2</sup>	303 W/m <sup>2</sup>
2	Herbst	05.09.2019	11:21 12:14	44,5° 43,1°	sonnig	388 W/m <sup>2</sup>	225 W/m <sup>2</sup>
3	Winter	27.02.2020	12:56 13:36	26,7° 23,9°	bewölkt	147 W/m <sup>2</sup>	147 W/m <sup>2</sup>
4	Winter	28.02.2020	08:18 09:05	16,6° 21,8°	sonnig	306 W/m <sup>2</sup>	79 W/m <sup>2</sup>
5*	Winter	28.02.2020	11:56 12:42	29,4° 27,9°	sonnig	387 W/m <sup>2</sup>	160 W/m <sup>2</sup>
6	Sommer	18.06.2020	11:04 11:59	60,8° 60,2°	bewölkt	154 W/m <sup>2</sup>	154 W/m <sup>2</sup>
7*	Sommer	24.06.2020	07:57 08:38	41,5° 47,3°	sonnig	725 W/m <sup>2</sup>	72 W/m <sup>2</sup>
8	Sommer	24.06.2020	11:11 11:54	60,9° 60,5°	sonnig	885 W/m <sup>2</sup>	72 W/m <sup>2</sup>
9*	Herbst	05.11.2020	09:37 10:17	19,2° 20,9°	sonnig	310 W/m <sup>2</sup>	61 W/m <sup>2</sup>

## 4 Auswertung der Messfahrten

weniger direktes Licht das Fahrzeug erreichen kann. Der Unterschied zwischen den Wetterbedingungen ist im Sommer signifikant höher als im Herbst und im Winter. Weiterhin ist zu erkennen, dass die verschiedenen Straßenkategorien im Vergleich zu den Wetterbedingungen und der Jahreszeit nur einen geringen Einfluss auf die gemessene Einstrahlung haben. In Abbildung 4.2 b) sind die relativen Abweichungen der in den verschiedenen Straßenkategorien gemessenen durchschnittlichen Einstrahlung zu den über die gesamte jeweilige Messfahrt gemittelten Werten dargestellt. Ein eindeutiger Trend ist hier nicht erkennbar. Die Werte variieren um maximal ca. 20% um den jeweiligen Durchschnittswert. Die Abweichungen vom jeweiligen Durchschnittswert sind in der Kategorie „breite Straßen“ im Mittel am geringsten, was damit zu begründen ist, dass diese den größten Teil der Testroute, gemessen an der Fahrzeit ausmachen. In Abbildung 4.3 ist die relative Abweichung der während der Fahrt gemessenen Einstrahlung auf dem Fahrzeugdach im Verhältnis zu der im gleichen Zeitraum stationär gemessenen Einstrahlung, siehe Tabelle 4.1, dargestellt. Es ist zu sehen, dass je nach äußeren Bedingungen erhebliche Unterschiede auftreten können, eindeutige Trends sind hier jedoch nicht zu erkennen. In den meisten Fällen ist die auf dem Fahrzeug gemessene Einstrahlung geringer, was plausibel erscheint, da hier Verschattung durch Gebäude und andere Objekte auftreten kann, während bei der stationären Messung die Einstrahlung nur durch Bewölkung beeinträchtigt werden kann. In einigen Fällen werden auf dem Fahrzeug allerdings auch höhere Einstrahlungswerte gemessen. Dies kann einerseits auf lokal unterschiedliche Bewölkung, aber auch z.B. auf Reflexionen von Gebäuden zurückzuführen sein. Vor allem bei sonnigen Bedingungen im Winter ist auf dem Fahrzeug eine erheblich geringere Einstrahlung zu beobachten. Dies ist damit zu erklären, dass hier der Sonnenstand sehr niedrig ist und daher Verschattung durch Objekte besonders wahrscheinlich ist. Bei Bewölkung ist dies wegen der hauptsächlich diffusen Einstrahlung weniger ausgeprägt. Im Sommer sind hingegen vor allem bei Bewölkung, aber auch bei Sonnenschein ebenfalls deutlich geringer Einstrahlung auf dem Fahrzeug zu verzeichnen, die Ursache dafür erschließt sich jedoch ohne weiteres nicht. Über alle Messfahrten gemittelt ist die auf dem Fahrzeug gemessene Einstrahlung um 17% geringer als die stationär gemessene.

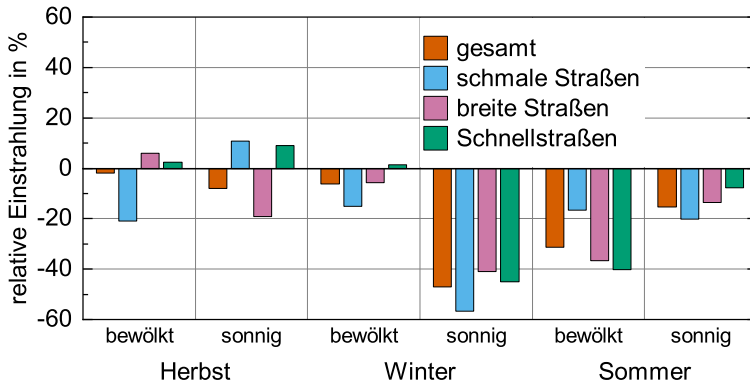
Im Folgenden wird die mit den seitlichen Pyranometern gemessene Einstrahlung untersucht. Zur besseren Vergleichbarkeit der einzelnen Messfahrten werden hier nicht die Absolutwerte betrachtet, da diese





**Abbildung 4.2:** Übersicht über die bei den sechs untersuchten Testfahrten gemessene Sonneneinstrahlung. a) Zeitlich gemittelte Sonneneinstrahlung auf dem Fahrzeugdach, aufgeschlüsselt nach Jahreszeit, Wetter und Straßenkategorie. b) Relative Abweichung der Einstrahlung in den verschiedenen Straßenkategorien zur durchschnittlichen auf der jeweiligen Testfahrt gemessenen Einstrahlung.

#### 4 Auswertung der Messfahrten

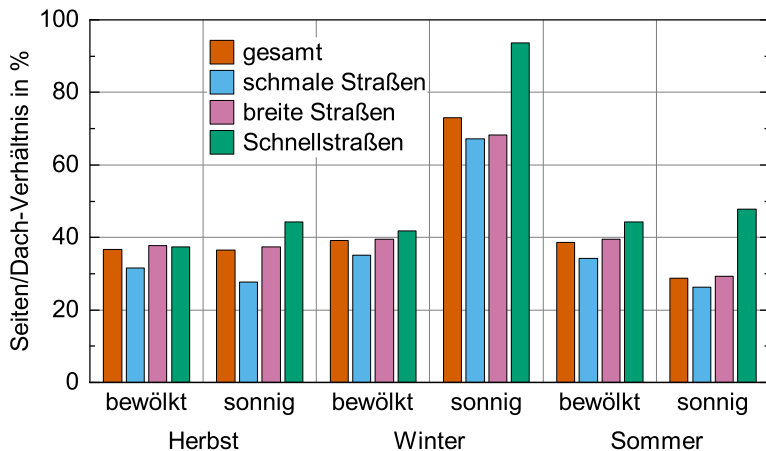


**Abbildung 4.3:** Relative Abweichung der auf dem Fahrzeugdach gemessenen Einstrahlung zur im gleichen Zeitraum stationär am Institut für Meteorologie und Klimatologie gemessenen Einstrahlung [137], siehe Tabelle 4.1.

von Messfahrt zu Messfahrt erheblich variieren, sondern das Verhältnis der auf den Fahrzeugseiten gemessenen zu der auf dem Fahrzeugdach gemessenen Einstrahlung. Da die Testroute eine Rundstrecke ist und nur in eine Richtung befahren wird, ist die auf beide Seiten des Fahrzeugs eintreffende mittlere Sonneneinstrahlung nicht notwendigerweise gleich, daher wird bei der Berechnung des Verhältnisses der arithmetische Mittelwert aus den Messergebnissen des linken und rechten Pyranometers verwendet:

$$\text{Seiten/Dach} = \frac{\text{Einstrahlung links} + \text{Einstrahlung rechts}}{2 \times \text{Einstrahlung Dach}}$$

In Abbildung 4.4 ist eine Übersicht der Ergebnisse, aufgeschlüsselt nach Jahreszeit, Wetterbedingungen und Straßenkategorie, dargestellt. Im Durchschnitt über alle Messfahrten liegt die auf der Fahrzeugseite gemessene Einstrahlung bei 43% der auf dem Dach gemessenen, was vergleichbar mit ähnlichen Untersuchungen ist [55, 79], unter Berücksichtigung der Jahreszeit und geografischen Breite. Die Standardabweichung beträgt dabei 17%, wobei die Abweichungen bei sonnigen Bedingungen mit 23% erheblich größer ist als bei Bewölkung mit 4%. Dies ist auf den bei Bewölkung höheren Anteil diffuser Strahlung zurückzuführen,



**Abbildung 4.4:** Übersicht über die während der Testfahrten gemessene Sonneneinstrahlung auf den Fahrzeugseiten im Verhältnis zu der auf dem Dach gemessenen, aufgeschlüsselt nach Jahreszeit, Wetter und Straßenkategorie.

wodurch der Einfluss des Sonnenstands an Bedeutung verliert. Dieser ist bei sonnigen Bedingungen signifikant. So beträgt das maximale Seiten/Dach-Verhältnis im Winter 93% bei mittlerer Sonnenhöhe von  $19^\circ$ , das minimale im Sommer hingegen nur 26% bei mittlerer Sonnenhöhe von  $60^\circ$ . Die Abweichungen auf Grund des Straßentyps sind vergleichsweise gering, die Standardabweichung beträgt hier 7,8%. Es ist jedoch festzustellen, dass bei allen Messfahrten in der Kategorie „schmale Straßen“ das Seiten/Dach-Verhältnis am geringsten ist, während es bei fünf der sechs Messfahrten in der Kategorie „Schnellstraßen“ am größten ist. Das lässt darauf schließen, dass dichtere Bebauung und die daraus resultierende Verschattung der Straße einen größeren Einfluss auf den horizontalen Anteil der Sonneneinstrahlung hat als auf den vertikalen.

### 4.3 Frequenzanalyse

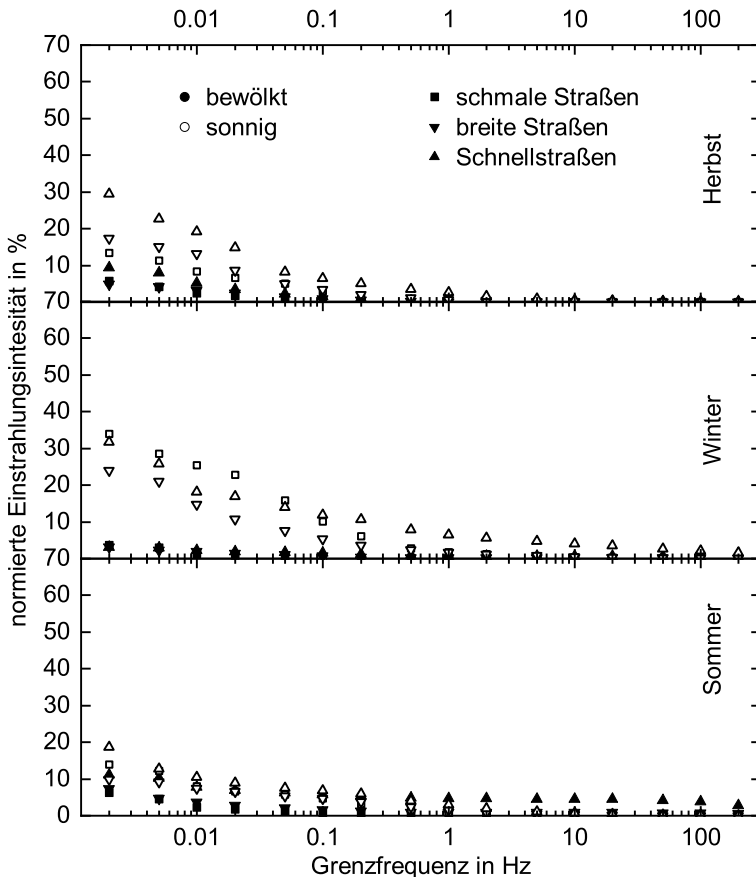
Die kurze Ansprechzeit der Pyranometer erlaubt nicht nur eine Analyse der durchschnittlichen auf das Fahrzeug eintreffenden Sonneneinstrahlung, sondern auch die des transienten Verhaltens. Die bei den Messfahrten verwendete Abtastrate beträgt 1000 Samples pro Sekunde was eine Frequenzanalyse bis zu Frequenzen kleiner 500 Hz erlaubt [138, 139]. Durch Fouriertransformation kann das gemessene Zeitsignal in ein Frequenzspektrum überführt werden. Hier kommt dazu die schnelle Fouriertransformation (engl. fast fourier transform, FFT) zum Einsatz, bei dieser handelt es sich um einen Algorithmus zur Berechnung der diskreten Fouriertransformation (DFT). Die Auflösung im Frequenzbereich ist umgekehrt proportional zur Länge des erfassten Zeitsignals. Sie variiert daher zwischen den Messfahrten bzw. Teilabschnitten und liegt zwischen 0,3 mHz und 3 mHz. Um die Auswirkungen von schnellen Einstrahlungsänderungen auf das Maximum Power Point Tracking, bzw. auf die Effizienz der Energiewandlung abschätzen zu können, wird eine digitale Hochpassfilterung der gemessenen Einstrahlungsdaten vorgenommen. Bei Einstrahlungsänderungen mit Frequenzen oberhalb der Trackingfrequenz des MPPT kann dieser den Arbeitspunkt des Solarmoduls nicht mehr schnell genug nachregeln. Dies führt dazu, dass in der Zeit zwischen zwei Arbeitspunktanpassungen nicht die optimale Effizienz der Energiewandlung erreicht wird. Die Hochpassfilterung der Einstrahlungsdaten und der Vergleich der gefilterten mit den Ursprungsdaten liefert eine obere Abschätzung des potentiellen Ertragsverlusts durch unzureichend schnelles MPPT. Die Filterung erfolgt durch Transformation des Zeitsignals in ein Frequenzspektrum mittels FFT, beschneiden des Spektrums um Frequenzen unterhalb einer festgelegten Grenzfrequenz und anschließender Rücktransformation in ein Zeitsignal. Durch Bilden des Betragsquadrates des gefilterten Signals und Division durch das Betragsquadrat des Ursprungsignals, erhält man das Verhältnis der im hochfrequenten Anteil des Signals transportierten Energie zur gesamten eingestrahelten Energie [140]. Dieser wird im Folgenden als Hochfrequenzanteil bezeichnet, was hier nicht im Sinne der Hochfrequenztechnik verstanden werden soll, sondern Frequenzen oberhalb der Grenzfrequenz bezeichnet. Der Hochfrequenzanteil geht bei der Energiewandlung nicht notwendigerweise verloren, die Energiewandlungseffizienz ist lediglich nicht optimal. Diese ist wesentlich durch die Solarmodule und deren Wechselwirkung mit dem MPPT

bzw. Gleichspannungswandler bestimmt. Daher liefert das berechnete Verhältnis aus gefiltertem und Ursprungssignal nur eine qualitative Einschätzung des möglichen Ertragsverlusts, ermöglicht aber diesen für verschiedene Fahrsituationen und Umgebungsbedingungen zu vergleichen.

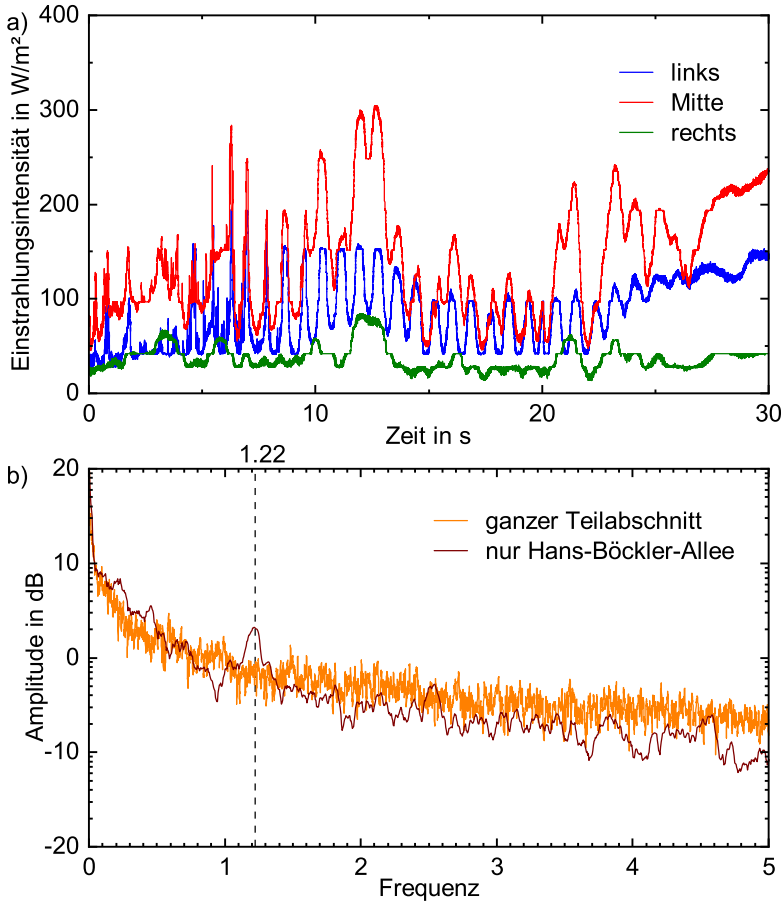
In Abbildung 4.5 sind die hochpassgefilterten Signalanteile für die Messungen des Dachensors im Verhältnis zum jeweils ungefilterten Signal für verschiedene Umgebungsbedingungen über die Grenzfrequenz aufgetragen. Die Jahreszeit wirkt sich insbesondere auf den Sonnenstand aus. Im Winter, bei niedrigem Sonnenstand, sind Schatten von Objekten am Streckenrand länger, weshalb die Wahrscheinlichkeit, dass ein Sensor verschattet wird, größer ist. Daher treten hierdurch potentiell öfter Änderungen der gemessenen Einstrahlung auf als im Herbst und insbesondere im Sommer. Dies kann sich in einem höheren Anteil höherfrequenter Einstrahlungswechsel auswirken. Weiterhin kann die fehlende Bepflanzung im Winter zu einem anderen Schattenmuster bei Fahrten durch Alleen führen. Hier ist potentiell der Anteil verschatteter Bereich kleiner als bei voller Bepflanzung. Beides gilt jedoch vor allem für sonnige Bedingungen, das heißt bei einem hohen Anteil direkter und wenig diffuser Sonneneinstrahlung. Ein hoher Anteil diffuser Strahlung, bei Bewölkung, führt zu weicheren Schatten, das heißt weniger abrupten Übergängen zwischen hoher und niedriger Einstrahlung. Dies führt im aufgezeichneten Signal zu einer geringeren Flankensteilheit bei solchen Übergängen, was sich im Frequenzspektrum durch eine Verschiebung zu niedrigeren Frequenz auswirkt. Umgekehrt führt ein hoher Anteil direkter Strahlung zu härteren Schatten und somit abrupteren Übergängen und höheren Frequenzen. Weiterhin führt eine dichtere Bewölkung zu einer insgesamt niedrigeren Einstrahlungsintensität und damit zu einer geringen Amplitude bei Licht-Schatten-Übergängen, was ebenfalls in einer geringeren Flankensteilheit resultiert. Der Straßentyp wirkt sich einerseits durch unterschiedliche Bepflanzung bzw. Bepflanzung am Straßenrand aus, andererseits vor allem durch unterschiedliche Fahrgeschwindigkeit. In Alleen mit regelmäßigem Baumbestand kann sich, bei seitlicher Sonneneinstrahlung und konstanter Geschwindigkeit, ein periodischer Wechsel von hoher und niedriger Einstrahlung ergeben, da die von den Bäumen geworfenen Schatten in regelmäßigem zeitlichen Abständen durchfahren werden. Dies äußert sich durch eine Spitze im Frequenzspektrum, wie in Abbildung 4.6 zu sehen ist.

Abbildung 4.5 zeigt, dass insbesondere die Wetterbedingungen einen

#### 4 Auswertung der Messfahrten



**Abbildung 4.5:** Anteil des höherfrequenten Einstrahlungssignals am gesamten Einstrahlungssignal des vertikal ausgerichtet Pyranometers. Die Datenpunkte zeigen jeweils das Integral des Betragsquadrats des Einstrahlungssignals nach Hochpassfilterung mit der jeweiligen Grenzfrequenz in Relation zum Integral des Betragsquadrats des ungefilterten Signals.



**Abbildung 4.6:** Periodisch auftretende Schatten, hier durch Bäume in einer Allee, können bei konstanter Geschwindigkeit eine Spitze im Frequenzspektrum verursachen. a) Gemessene Einstrahlung über die Zeit für einen dreißig Sekunden langen Teilabschnitt auf der Hans-Böckler-Allee. Insbesondere für den linken und den vertikalen Sensor sind gleichmäßige Oszillationen der Einstrahlung zu erkennen. Die Periodendauer beträgt im Mittel etwa 0,82 s, was zu einer Spitze im in b) gezeigten Frequenzspektrum bei 1,22 Hz führt. Zum Vergleich ist das Frequenzspektrum des gesamten Teilabschnitts dargestellt, in dem diese Spitze nicht zu sehen ist, da hier der Anteil periodischer Verschattung nur sehr klein ist. Beide Frequenzspektren wurden zur besseren Lesbarkeit durch Berechnung des gleitenden Durchschnitts geglättet.

#### 4 Auswertung der Messfahrten

starken Einfluss auf die Frequenzverteilung der Einstrahlungsänderungen haben, wobei dies, abhängig von der Jahreszeit, unterschiedlich stark ausgeprägt ist.

Im Herbst sind bei sonnigen Bedingungen deutlich mehr Einstrahlungswechsel im Bereich unterhalb von einem Hertz festzustellen als bei Bewölkung. Oberhalb von einem Hertz sind unter beiden Wetterbedingungen nahezu keine Einstrahlungswechsel zu verzeichnen. Der Einfluss des Straßentyp ist hier bei Bewölkung weniger ausgeprägt, in beiden Fällen werden aber für Schnellstraßen mehr schnelle Einstrahlungswechsel verzeichnet als bei den anderen Straßentypen. Unter sonnigen Bedingungen sind bei schmalen Straßen weniger hohe Frequenzen feststellbar als bei breiten Straßen, hier führt also eine höhere Geschwindigkeit zu mehr höherfrequenten Einstrahlungswechseln. Dies ist bei Bewölkung nicht eindeutig feststellbar, hier liegen schmale und breite Straßen nahezu gleich auf. Der oben beschriebene Einfluss der diffuseren Einstrahlung überwiegt hier den Einfluss der unterschiedlichen Geschwindigkeiten.

Im Winter zeigt sich ein zunächst ähnliches Verhalten wie im Herbst. Bei sonnigen Bedingungen sind mehr höherfrequente Einstrahlungswechsel messbar als bei Bewölkung. Dieser Unterschied ist hier noch stärker ausgeprägt, was sich in einem leicht größerem höherfrequentem Anteil bei Sonnenschein und vor allem mit einem sehr niedrigen höherfrequentem Anteil bei Bewölkung äußert. Letzteres kann mit einer insgesamt sehr niedrigen Einstrahlungsintensität bei Bewölkung und damit niedriger Amplitude erklärt werden. Der Einfluss der Straßentypen ist bei sonnigen Bedingungen ähnlich stark ausgeprägt wie im Herbst. Hier ist jedoch kein eindeutiger Zusammenhang von höherer Geschwindigkeit und höherfrequenten Einstrahlungswechseln gegeben. Bei breiten Straßen ist hier durchgängig der geringste Anteil höherer Frequenzen feststellbar. Bis zu einer Frequenz unterhalb von 0,1 Hz Grenzfrequenz ist der größte Anteil hier bei schmalen Straßen messbar. Dies kann durch den im Vergleich zum Herbst niedrigeren Sonnenstand und damit häufigere Verschattung durch enge Bebauung verursacht werden. Über 0,1 Hz hinaus ist bei Schnellstraßen der größte Anteil höherer Frequenzen zu verzeichnen. Dieser ist hier noch bis etwa 100 Hz feststellbar, während bei den anderen Straßentypen ab etwa 1 Hz und bei Bewölkung ab etwa 0,1 Hz nahezu kein Einstrahlungswechsel mehr gemessen werden.

Im Sommer sind die Unterschiede zwischen den Wetterbedingungen

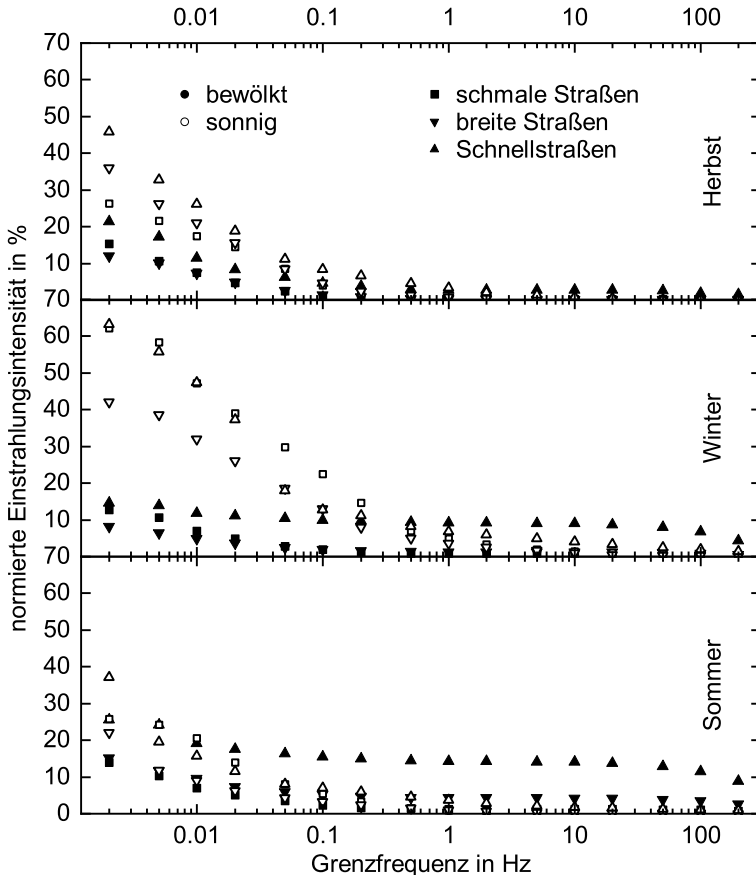


deutlich weniger auffällig. Insbesondere bei den niedrigsten Grenzfrequenzen ist der Einfluss der Straßentypen vergleichbar oder größer als der Einfluss der Bewölkung. Dies liegt zum einen am insgesamt niedrigeren höherfrequenten Anteil bei Sonnenschein, als auch am vergleichsweise hohen Anteil schneller Einstrahlungswechsel bei Bewölkung. Beides könnte durch den höheren Sonnenstand erklärt werden. Bei sonnigen Bedingungen führt dieser zu, im Vergleich zu Herbst und Winter, kürzeren Schatten von Objekten und damit statistisch seltenerer Verschattung der Sensoren und so zu weniger häufigen Einstrahlungswechseln. Andererseits führt ein höherer Sonnenstand zu einem kürzeren Weg des Lichtes durch die Atmosphäre und damit zu einer geringeren Streuwahrscheinlichkeit. Bei Bewölkung könnte dies zu einem, verglichen mit niedrigerem Sonnenstand, geringeren Anteil diffuser Einstrahlung führen. Da für den Zeitraum der Messfahrten im Sommer keine Messdaten der diffusen Einstrahlung zur Verfügung stehen [137], kann dies jedoch nicht verifiziert werden. Unter beiden Wetterbedingungen werden bei Schnellstraßen die höchsten Anteile höherfrequenter Einstrahlungswechsel gemessen, wobei bei Sonnenschein vor allem Frequenzen bis 1 Hz relevant sind und bei Bewölkung auch Frequenzen bis über 100 Hz auftreten. In letzterem Fall werden bei beiden anderen Straßentypen durchgängig niedrigere Hochfrequenzanteile gemessen, wobei schmale Straßen durchgehend nochmals kleinere Werte aufweisen als breite Straßen. Bei sonnigen Bedingungen liegt der Hochfrequenzanteil unterhalb einer Grenzfrequenz von 0,01 Hz hingegen für schmale Straßen höher und erst oberhalb von 0,1 Hz für breite Straßen. Dazwischen sind die Unterschiede sehr klein.

In Abbildung 4.7 ist jeweils der Hochfrequenzanteil für die seitlichen Sensoren für verschieden Umgebungsbedingungen über die Grenzfrequenz aufgetragen. Die Werte sind hier jeweils das arithmetische Mittel von linken und rechtem Sensor. Im Vergleich mit den Messwerten des Dachensors fällt auf, dass der Hochfrequenzanteil hier durchgehend höher liegt. Davon abgesehen ist ein ähnliches Verhalten festzustellen wie auf dem Fahrzeugdach.

Im Herbst ist der Hochfrequenzanteil höher, je höher die Geschwindigkeit ist, außer bei Bewölkung, wo bei der niedrigsten Grenzfrequenz schmale Straßen einen leicht höheren Wert aufweisen als breite Straßen und bei höheren Grenzfrequenzen die Werte jeweils nahezu identisch sind. Bei Bewölkung werden auf Schnellstraßen außerdem noch Fre-

#### 4 Auswertung der Messfahrten



**Abbildung 4.7:** Anteil des höherfrequenten Einstrahlungssignals am gesamten Einstrahlungssignal der seitlich ausgerichtet Pyranometer. Die Datenpunkte zeigen jeweils das Integral des Betragsquadrats des Einstrahlungssignals nach Hochpassfilterung mit der jeweiligen Grenzfrequenz in Relation zum Integral des Betragsquadrats des ungefilterten Signals (arithmetisches Mittel des linken und rechten Sensors).

quenzen bis etwa 100 Hz gemessen, unter allen anderen Bedingungen treten nahezu keine Frequenzen über 2 Hz auf.

Im Winter ist auch auf den Seiten ein stärker ausgeprägter Unterschied zwischen den Wetterbedingungen feststellbar als im Herbst. Insbesondere bei Bewölkung ist auch der Einfluss der Straßentypen stärker. Während hier auf dem Dachsensor bei Bewölkung kaum Unterschiede messbar sind und der Hochfrequenzanteil insgesamt sehr niedrig ist, ist dieser an den Seiten vor allem bis etwa 0,1 Hz Grenzfrequenz signifikant. Wobei breite Straßen hier die niedrigsten Frequenz aufweisen. Auf Schnellstraßen werden noch Frequenzen über 100 Hz gemessen. Deren Anteil ist hier sogar größer als unter sonnigen Bedingungen. Bei letzteren treten besonders Einstrahlungsänderungen mit Frequenzen bis etwa 0,5 Hz auf, wobei dies bei breiten Straßen weniger ausgeprägt ist. Bis 0,01 Hz liegen schmale Straßen und Schnellstraßen sehr nah beieinander, zwischen 0,02 Hz und 0,2 Hz ist der Hochfrequenzanteil bei schmalen Straßen am höchsten, darüber bei Schnellstraßen.

Im Sommer zeigt sich ein uneinheitliches Verhalten je nach Wetterbedingungen. Bei Bewölkung ist der Hochfrequenzanteil höher, je höher die Geschwindigkeit ist, wobei Schnellstraßen sich hier deutlicher abheben. Auch hier treten noch vermehrt Frequenzen über 100 Hz auf. Bei Sonnenschein ist der Einfluss des Straßentyps weniger eindeutig. Breite Straßen weisen durchgehend den geringsten Hochfrequenzanteil auf, schmale Straßen den größten im Bereich von 0,005 Hz bis 0,02 Hz und Schnellstraßen im Bereich ab 0,1 Hz.

Auffällig ist bei fast allen Messfahrten, dass sowohl auf dem Dach (außer im Winter), als auch auf den Seiten, bei Bewölkung ein geringerer Hochfrequenzanteil bis etwa 1 Hz Filterfrequenz gemessen wird, jedoch ein höherer bei höheren Filterfrequenzen. Eine mögliche Ursache könnte in Inhomogenitäten in der Wolkendecke liegen, welche bei der Fahrt, auch in nicht von Objekten verschatteten Bereichen zu einer Fluktuation der Einstrahlungsintensität führen. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der überwiegende Teil der Einstrahlungsänderungen bei Frequenzen unterhalb von 1 Hz erfolgt, für fast alle Messfahrten liegt weniger als 10% der eingestrahelten Energie im höherfrequenten Signalanteil. Nur bei Bewölkung im Sommer auf Schnellstraßen kann für die seitlichen Sensoren noch bis 100 Hz ein Anteil über 10% registriert werden. Außerdem ist festzustellen, dass in vielen Fahrsituation ein starker Abfall des Hochfrequenzanteils bis etwa 1 Hz Filterfrequenz zu verzeichnen ist und ein weniger starker darüber hinaus. Daher könnte

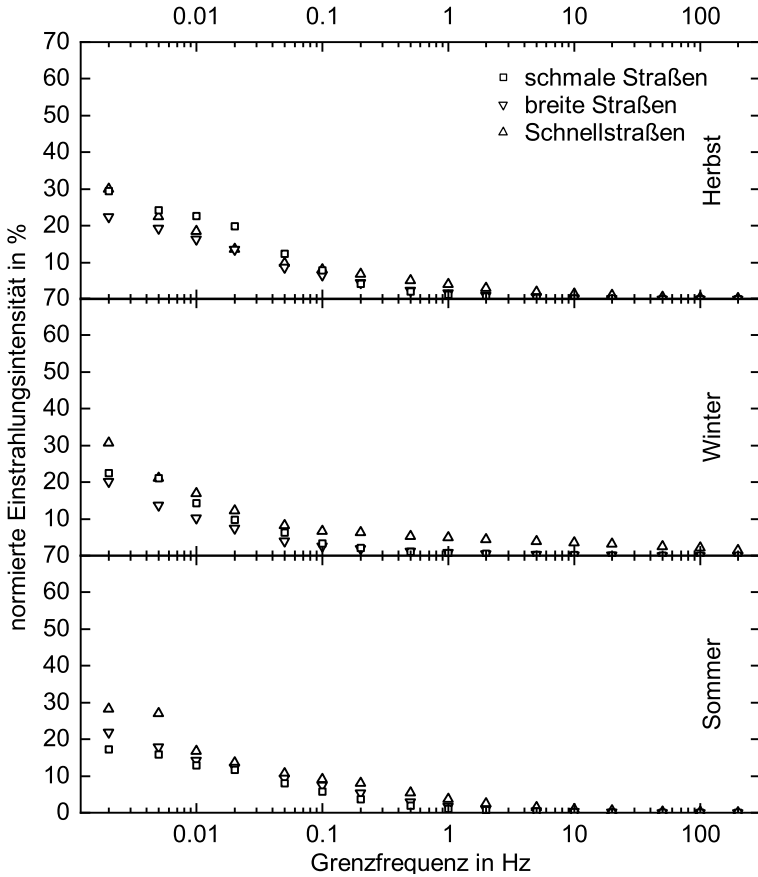
eine Trackingfrequenz von etwa 1 Hz einen sinnvollen Kompromiss zwischen technischem Aufwand bzw. Verlusten während des Regelvorgangs und Verlusten aufgrund nicht optimalen Trackings des MPP bei schnellen Einstrahlungsänderungen darstellen. Zur Vermeidung von Aliasing-Effekten könnte hingegen auch eine höhere Trackingfrequenz nötig sein oder die Verwendung eines Tiefpassfilters am Eingang des Reglers.

### 4.4 Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration B (Teilverschattungsmessung)

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Messfahrten in Messkonfiguration B, welche in Tabelle 4.1 mit \* markiert sind, diskutiert. Es werden hier nur Fahrten unter sonnigen Bedingungen untersucht, da bei Bewölkung die Sonneneinstrahlung überwiegen diffus ist und kaum harte Schatten auftreten, lokale Einstrahlungsunterschiede, also die Teilverschattung, sind daher gering. In Abbildung 4.8 sind analog zu Abbildung 4.5 die hochpassgefilterten Signalanteile der Messungen des mittleren Dachsenors zu sehen. Die anderen beiden Sensoren liefern durch die gleiche Ausrichtung die gleichen Informationen, allerdings mit einer von der Fahrgeschwindigkeit abhängigen zeitlichen Verzögerung. Die Grafik zeigt ein qualitativ ähnliches Verhalten wie bei den anderen Messfahrten, welches jedoch nicht im Detail vergleichbar ist, da die Uhrzeiten und somit auch der Sonnenstand teils deutlich abweichen. Hier ist vor allem zu beachten, dass durch die Fahrzeit am Morgen der Sonnenstand und auch die mittlere Einstrahlung bei der Messfahrt im Herbst etwas geringer ist als bei der im Winter. Ebenso sind durch die frühere Uhrzeit bei der Messfahrt im Sommer der Sonnenstand und die durchschnittliche Einstrahlung geringer als bei der Fahrt in Messkonfiguration A am selben Tag. Insgesamt sind hier geringere Unterschiede sowohl zwischen den Jahreszeiten als auch zwischen den Straßentypen zu verzeichnen.

Die Verschattung einzelner Solarzellen innerhalb eines Moduls (Teilverschattung) kann, vor allem bei Reihenschaltung, zum einen zu Leistungsverlust führen, da verschattete Zellen keinen (oder weniger) Strom generieren, und damit den Gesamtstrom des Moduls limitieren. Zum anderen kann sie zur Beschädigung des Moduls durch Hitzeentwicklung

#### 4.4 Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration B (Teilverschattungsmessung)



**Abbildung 4.8:** Anteil des höherfrequenten Einstrahlungssignals am gesamten Einstrahlungssignal eines vertikal ausgerichtet Pyranometers für die Messfahrten in Messkonfiguration B. Die Datenpunkte zeigen jeweils das Integral des Betragsquadrats des Einstrahlungssignals nach Hochpassfilterung mit der jeweiligen Grenzfrequenz in Relation zum Integral des Betragsquadrats des ungefilterten Signals.

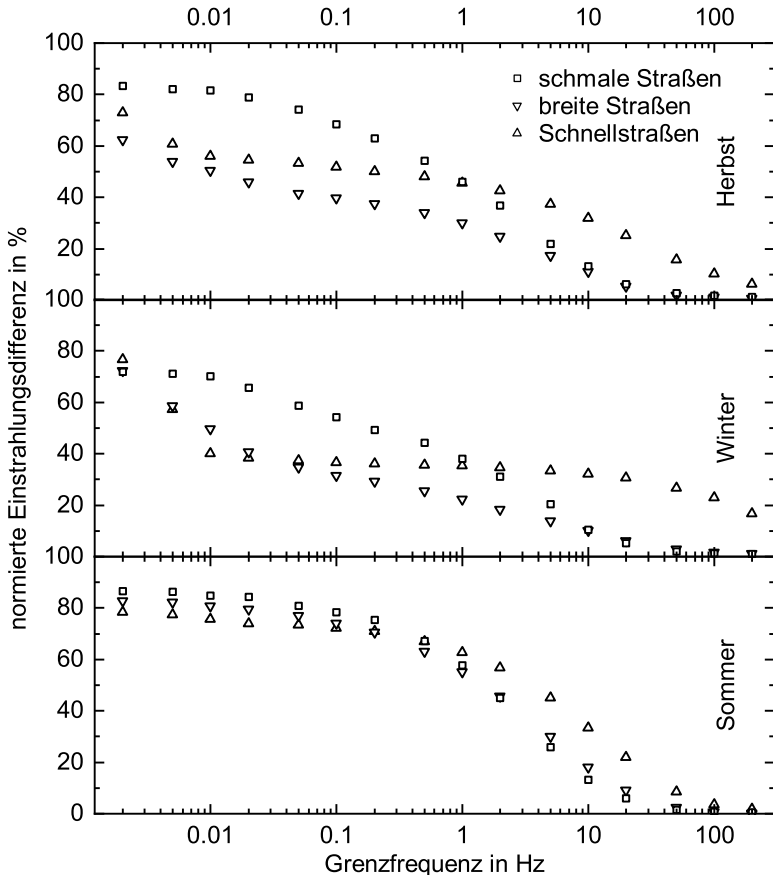
führen, da die verschattete Zelle in Rückwärtsrichtung betrieben wird und es zu einem Durchbruch kommen kann [141].

Um das Auftreten transienter Teilverschattung zu untersuchen, wird die Differenz zwischen den aufgezeichneten Signalen von zwei Sensoren gebildet. Dieses Differenzsignal gibt Aufschluss über Unterschiede in der Einstrahlungsintensität zwischen zwei Punkten auf dem Fahrzeugdach zu jedem gegebenen Zeitpunkt der Messfahrt, also dem zeitlichen Verlauf des Grades der Teilverschattung. Dies würde in der praktischen Anwendung der unterschiedlichen Einstrahlung z.B. auf den vorderen und den hinteren Teil eines auf dem Fahrzeugdach installierten Solarmoduls entsprechen. Das Differenzsignal kann entsprechen auch negative Werte annehmen. Geht man davon aus, dass alle Zellen im Modul in Reihe geschaltet sind und keine Bypassdioden verbaut sind, ist bei Teilverschattung des Moduls zunächst unerheblich, welcher Teil stärker und welcher schwächer bestrahlt wird. Daher wird für die weitere Analyse der Betrag des Differenzsignals gebildet. Mit diesem Differenzbetragssignal wird analog zu Abschnitt 4.3 eine Frequenzanalyse mittels Hochpassfilterung durchgeführt. Deren Ergebnisse sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Sie geben Aufschluss darüber, mit welchen Frequenzen sich Einstrahlungsunterschiede zwischen zwei Sensoren zeitlich verändern. Es zeigen sich hier teils deutliche Einflüsse der Jahreszeiten als auch der Straßentypen.

Im Herbst ist der Einfluss der Straßentypen besonders signifikant. Bei schmalen Straßen fällt der Hochfrequenzanteil bei steigender Grenzfrequenz des Filters zunächst kaum ab, was darauf schließen lässt, dass ein überwiegender Teil der Teilverschattungsänderungen bei Frequenzen über 0,02 Hz stattfindet, ab diesem Wert nimmt der Hochfrequenzanteil dann kontinuierlich ab. Bei breiten Straßen fällt der Hochfrequenzanteil mit steigender Grenzfrequenz zunächst stärker, ab etwa 0,02 Hz dann deutlich langsamer und ab 1 Hz dann wieder stärker. Dies lässt darauf schließen, dass Teilverschattungsänderungen hier vor allem unter 0,02 Hz und über 1 Hz auftreten, da sich im Bereich dazwischen der Hochfrequenzanteil kaum ändert. Bei Schnellstraßen zeigt sich ein ähnliches Verhalten, mit allerdings insgesamt größeren Hochfrequenzanteilen. Bei letzteren treten noch Frequenzen bis 200 Hz auf, während bei den anderen Straßentypen Frequenzen über 20 Hz vernachlässigbar sind.

Im Winter zeigt sich bei schmalen Straßen ein ähnliches Verhalten wie im Herbst mit einem zunächst kaum und dann stärker abfallendem

#### 4.4 Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration B (Teilverschattungsmessung)



**Abbildung 4.9:** Anteil des höherfrequenten Differenzsignals am gesamten Differenzsignal zwischen zwei Pyranometern für die Messfahrten in Messkonfiguration B. Die Datenpunkte zeigen jeweils das Integral des Betragsquadrat des Differenzsignals nach Hochpassfilterung mit der jeweiligen Grenzfrequenz in Relation zum Integral des Betragsquadrats des ungefilterten Differenzsignals.

## 4 Auswertung der Messfahrten

Hochfrequenzanteil, hier setzt der stärkere Abfall jedoch schon bei etwa 0,01 Hz ein. Bei breiten Straßen ist auch hier ein zunächst relativ starker Abfall zu verzeichnen. Ab etwa 0,05 Hz fällt der Hochfrequenzanteil dann schwächer, aber im Vergleich zum Herbst relativ konstant ab. Auch bei Schnellstraßen ist ein ähnliches Verhalten wie im Herbst, mit einem starken Abfall zu Beginn, zu beobachten. Zwischen etwa 0,01 Hz und 20 Hz bleibt der Hochfrequenzanteil relativ konstant, was darauf schließen lässt, dass in diesem Frequenzbereich kaum Teilverschattungsänderungen auftreten. Über 20 Hz sinkt der Hochfrequenzanteil dann weiter ab, hier treten also auch Frequenzen in dieser Größenordnung auf, während bei den anderen Straßentypen nahezu kein Signalanteile über 20 Hz auftreten.

Im Sommer zeigen sich deutliche Unterschiede zu den anderen Jahreszeiten. Hier sind die Einflüsse der Straßentypen weit weniger signifikant. Bei allen Straßentypen liegt der Hochfrequenzanteil bis 1 Hz Grenzfrequenz bei über 50%. Der Hochfrequenzanteil nimmt bei allen Straßentypen zunächst nur langsam ab, wobei hier schmale Straßen auf etwa höherem und Schnellstraßen auf etwas niedrigerem Niveau liegen. Ab einem gewissen Punkt fällt der Hochfrequenzanteil dann steiler ab, wobei dies bei schmalen und breiten Straßen ab etwa 0,1 Hz der Fall ist, bei Schnellstraßen erst ab etwa 1 Hz. Frequenzen über 0,1 Hz treten bei letzteren daher häufiger auf. Hier sind allerdings, im Gegensatz zu den anderen Jahreszeiten, schon über 50 Hz kaum noch Signalanteile festzustellen. Bei schmalen und breiten Straßen ist dies auch hier ab 20 Hz der Fall.

Insgesamt ist festzustellen, dass im Differenzsignal verglichen mit dem Signal eines Sensors höhere Frequenzen enthalten sind. Welche Auswirkungen dies auf die elektrischen Ausgangsgrößen eines Solarmoduls hat, kann daraus allerdings nicht einfach geschlussfolgert werden, da dies auch vom konkreten Aufbau des Moduls und der verwendeten Zellen abhängig ist. Aus den dargestellten Werten sollten daher keine Anforderungen etwa an die Regelelektronik bezüglich deren Schaltgeschwindigkeit abgeleitet werden. Sie dienen hier nur dem Vergleich des Einflusses verschiedener Umgebungsbedingungen auf die Frequenzen, mit denen transiente Teilverschattung auftritt.

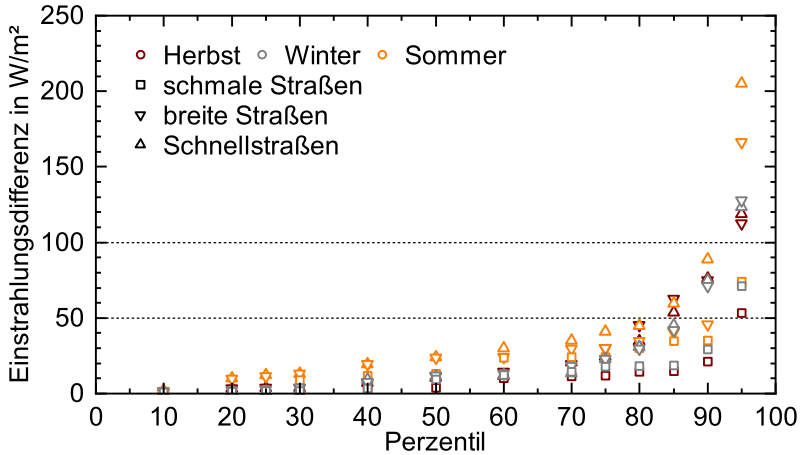
Von praktischer Bedeutung ist insbesondere auch die Dauer des Auftretens von Teilverschattung während der Messfahrt, das heißt die Zeit, in welcher das Differenzsignal ungleich null ist. Da dies auf Grund kleiner Signalabweichungen jedoch fast immer der Fall ist, muss für



#### 4.4 Einstrahlungsmessungen in Messkonfiguration B (Teilverschattungsmessung)

eine sinnvolle Quantifizierung der Teilverschattung auch die Amplitude des Differenzsignals als Maß für den Grad der Teilverschattung herangezogen werden. Diese ist insofern relevant, da kleine Einstrahlungsunterschiede zwischen Teilen eines Moduls potentiell auch kleinere Auswirkungen auf die elektrischen Ausgangsgrößen haben als größere Unterschiede. So beträgt die durchschnittliche Einstrahlungsdifferenz (betragsmäßig) im Herbst beispielsweise  $22 \text{ W/m}^2$  mit einer Standardabweichung von allerdings  $37 \text{ W/m}^2$  die maximale Amplitude erreicht hier  $408 \text{ W/m}^2$ . Im Winter sind der Durchschnittswert mit  $23 \text{ W/m}^2$  und die Standardabweichung mit  $42 \text{ W/m}^2$  ähnlich, die maximale Amplitude mit  $618 \text{ W/m}^2$  aber deutlich höher. Im Sommer ist, vor allem wegen der insgesamt höheren Einstrahlung, die durchschnittliche Einstrahlungsdifferenz mit  $40 \text{ W/m}^2$  ebenso wie die Standardabweichung mit  $88 \text{ W/m}^2$  und dem Maximalwert von  $904 \text{ W/m}^2$  deutlich höher. Da einerseits die Maximalwerte nur eine Momentaufnahme eines einzelnen Messpunktes darstellen, andererseits die Durchschnittswerte keinerlei Information über die Häufigkeit eben solcher Ereignisse liefern, ist eine genauere Analyse der Verteilung der Einstrahlungsdifferenzen sinnvoll. In Abbildung 4.10 sind dazu, aufgeschlüsselt nach Jahreszeit und Straßentyp, die auftretenden Einstrahlungsdifferenzen über das Perzentil der Messpunkte aufgetragen. Daran ist abzulesen, welcher prozentuale Anteil der Messpunkte an der Gesamtzahl der Messpunkte des jeweiligen Messfahrtabschnitts unterhalb der angegebenen Einstrahlungsdifferenz liegt. So bedeutet beispielsweise ein Wert von  $24 \text{ W/m}^2$  beim 50. Perzentil (Median) für Schnellstraßen im Sommer, dass unter eben diesen Bedingungen 50% der Zeit die Einstrahlungsdifferenz zwischen zwei Sensoren kleiner als  $24 \text{ W/m}^2$  ist. In Abbildung 4.10 ist zu sehen, dass im Sommer insgesamt die größten Einstrahlungsdifferenzen auftreten, nicht nur der größte Maximalwert. Die Werte für Herbst und Winter sind hier relativ ähnlich. Auffällig ist, dass bei einem großen Teil der Messwerte die Einstrahlungsdifferenz vergleichsweise klein ist, und nur in den oberen Perzentilen sehr hohe Differenzen auftreten. In 90% der Zeit ist die Einstrahlungsdifferenz in allen Fällen kleiner als  $100 \text{ W/m}^2$  in 80% der Zeit sogar kleiner als  $50 \text{ W/m}^2$ . Auffällig ist auch, dass die Differenzen zu allen drei Jahreszeiten bei schmalen Straßen am kleinsten sind. Hier liegen 95% aller Werte unter  $75 \text{ W/m}^2$ . Inwieweit sich die transiente Teilverschattung tatsächlich auf die Effizienz von Solarmodulen auswirken kann, soll in Kapitel 6 genauer untersucht werden.

## 4 Auswertung der Messfahrten

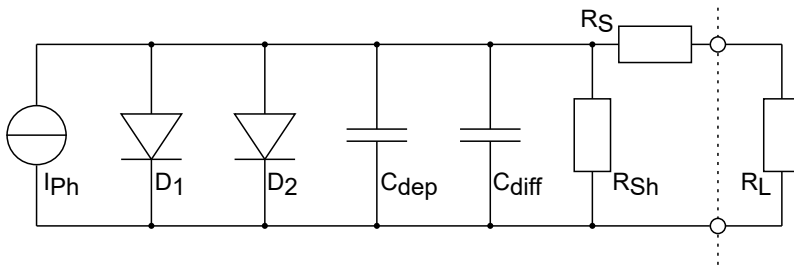


**Abbildung 4.10:** Einstrahlungsdifferenz zwischen zwei Pyranometern in Messkonfiguration B über das Perzentil der Messpunkte, für verschiedene Jahreszeiten und Straßentypen. Die Datenpunkte geben an, unterhalb welchem Einstrahlungsdifferenzwert jeweils der angegebene prozentuale Anteil der Messwerte liegt. Das 50. Perzentil stellt den Median dar. 90% aller Werte liegen unterhalb von  $100 \text{ W/m}^2$ , 80% sogar unterhalb von  $50 \text{ W/m}^2$ .

# 5 Simulationsmodell für einzelne Solarzellen

In diesem Kapitel wird der Aufbau eines Simulationsmodells beschrieben, welches dazu geeignet ist, die elektrische Charakteristik von Solarzellen unter wechselnden Einstrahlungsintensitäten und an unterschiedlichen Lasten zu beschreiben. Dazu wird das in Kapitel 2.2 erläuterte Zwei-Dioden-Modell um zeitabhängige Komponenten erweitert. Letztere sind die Diffusions- und die Verarmungskapazität, deren Berechnung in Abschnitt 2.4 erläutert ist. Die Modellparameter für den zeitunabhängigen Teil des Modells, also der Dioden und Widerstände, werden aus gemessenen Dunkel- bzw. Hellkennlinien realer Solarzellen extrahiert. Ein Ersatzschaltbild des verwendeten Modells ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Das Modell wird in der Software LTspice implementiert. Teile der Entwicklung des Modells sind bereits in der Masterarbeit von Kangen Zheng [142] beschrieben, welche im Rahmen dieser Arbeit betreut wurde. Dort wird das Zwei-Dioden-Modell (siehe 2.10) um einen spannungsabhängigen Kondensator erweitert, welcher die Diffusionskapazität beschreibt. Es konnte dort gezeigt werden, dass dieser es ermöglicht, die Sprungantwort im Spannungsbereich über 500 mV vergleichsweise gut zu beschreiben, nicht jedoch im Bereich niedriger Spannungen. Dieser kann, wie in diesem Kapitel gezeigt wird, besser mit Hilfe eines weiteren spannungsabhängigen Kondensators modelliert werden, welcher die Verarmungskapazität beschreibt.

Zu Verifikation des Modells werden verschiedene an realen Solarzellen gemessene Charakteristika mit den simulierten verglichen. Diese umfassen die stationäre Hellkennlinie sowie transiente Eigenschaften. Bezüglich letzterer wird hier insbesondere auf die Sprungantwort der Zellspannung bei abrupten Änderungen der Beleuchtungsintensität eingegangen. Weiterhin wird die Kleinsignalimpedanz von Solarzellen untersucht. Hierbei liegt der Fokus insbesondere auf der Bestimmung der Kapazität bei unterschiedlichen Zellspannungen.



**Abbildung 5.1:** Ersatzschaltbild des verwendeten Solarzellenmodells. Die Stromquelle bildet mit dem Photostrom  $I_{Ph}$  die Beleuchtung der Zelle ab. Die Dioden D1 (mit Idealitätsfaktor  $n = 1$ ) und D2 ( $n = 2$ ) bilden die unterschiedlichen Rekombinationsmechanismen in der Zelle ab, welche über die Sperrsättigungsströme  $I_{01}$  und  $I_{02}$  beschrieben werden. Die Kondensatoren  $C_{dep}$  und  $C_{diff}$  bilden die Verarmungs- bzw. Diffusionskapazität ab, sie sind spannungsabhängig und werden mit den Gleichungen 2.20 und 2.14 beschrieben.  $R_{Sh}$  bildet den Shunt-,  $R_S$  den Serien- und  $R_L$  den Lastwiderstand ab.

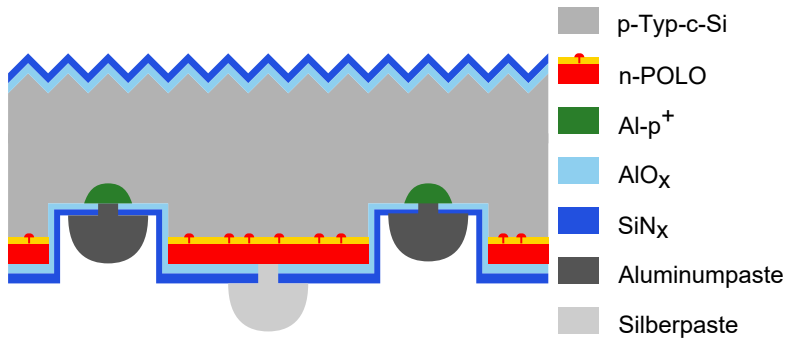
## 5.1 Untersuchte Solarzellen

In dieser Arbeit werden die elektrischen Eigenschaften von zwei unterschiedlichen Typen von Solarzellen untersucht. Zum einen Polysilicon-on-Oxide-Interdigitated-Back-Contact-Solarzellen (POLO-IBC-Solarzellen), welche am ISFH hergestellt wurden und zum Anderen Siliziumheterojunction-Solarzellen (SHJ-Solarzellen), welche vom Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB) zur Verfügung gestellt wurden. Wie in Abschnitt 1.2 erwähnt haben beide Zellkonzepte ein hohes Effizienzpotential bei vergleichsweise moderaten Kosten und scheinen daher als besonders geeignete Kandidaten für VIPV-Anwendungen. Im Folgenden soll eine kurzer Überblick über den Aufbau und die Besonderheiten dieser Zelltypen gegeben werden.

**POLO-IBC-Solarzellen** Bei den in dieser Arbeit schwerpunktmäßig untersuchten Solarzellen handelt es sich um Polysilicon-on-Oxide-Interdigitated-Back-Contact-Solarzellen welche am ISFH hergestellt wurden. Diese zeichnen sich zum einen durch die Verwendung passivierender Kontakte auf Basis von polykristallinem Silizium sowie zum anderen durch die Position der Kontakte für beide Polaritäten auf der Rückseite der Zelle aus.

Als passivierende Kontakte werden solche bezeichnet, welche eine besonders hohe Selektivität aufweisen [143]. Diese führt zu einer, im Vergleich zu Kontakten niedrigerer Selektivität, geringeren Rekombinationsrate an den Kontakten und entsprechend geringen Verlusten der Effizienz. Im Falle der POLO-IBC-Solarzellen werden die passivierende Kontakte durch Polysiliziumschichten realisiert, welche durch eine nur wenige Nanometer dünne Schicht aus Siliziumdioxid vom Absorbermaterial (einkristallines Silizium) getrennt sind (POLO-Kontakte). Diese Oxidschicht sorgt für eine Passivierung der Grenzfläche. Das heißt, dass durch Reduktion der Grenzflächenzustände die Rekombination über Störstellen reduziert wird. Durch so genannte Pinholes im Oxid und durch Tunneln ist trotzdem ein Stromtransport zum Kontakt möglich [144]. Durch p- oder n-Dotierung des Polysiliziums können sowohl elektronen- als auch löchersammelnde Kontakte realisiert werden.

Durch die Kontaktierung beider Polaritäten auf der Rückseite der Zelle wird parasitäre Absorption des einfallenden Lichts vermieden, wie sie bei vorderseitigen Kontakten, unter anderem durch Metallisierung, unvermeidbar ist. Bei POLO-IBC-Solarzellen ist dagegen eine Verwen-



**Abbildung 5.2:** Schemazeichnung einer POLO-IBC-Solarzelle nach [145]. Sie verfügt über n-POLO- und Al-p<sup>+</sup>-Kontakte an der Rückseite. Die Oberfläche ist mit Aluminiumoxid (AlO<sub>x</sub>) und Siliziumnitrid (SiN<sub>x</sub>) passiviert.

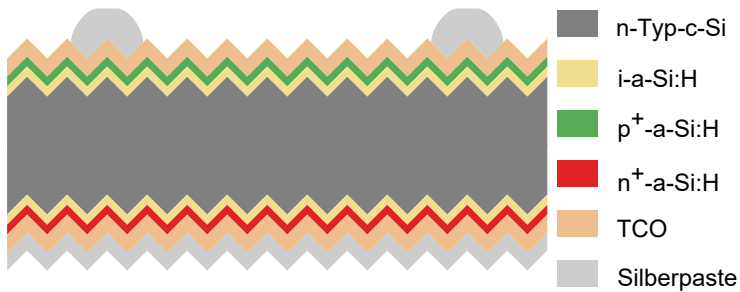
dung transparenter Schichten zur Passivierung der Oberfläche, sowie von Antireflexionsschichten ganzflächig möglich. Dies ermöglicht eine höhere Lichtabsorption in der Zelle und erlaubt so hohe Ströme. Die in dieser Arbeit untersuchten POLO-IBC-Solarzellen sind nach dem in [145] gezeigten Schema aufgebaut, siehe Abbildung 5.2. Sie verfügen an der Rückseite über n-POLO-Kontakte für Elektronen, sowie Al-p<sup>+</sup>-Kontakte für Löcher. Bei letzteren ist zwar die Rekombinationsrate an den Kontakten höher als bei POLO-Kontakten, die Herstellung ist jedoch einfacher. Die übrige Oberfläche der Zelle ist durch einen Schichtstapel aus Aluminiumoxid (AlO<sub>x</sub>) und Siliziumnitrid (SiN<sub>x</sub>) passiviert. Die Basis der Solarzelle ist hier p-dotiert.

**Siliziumheterojunction-Solarzellen** Die in dieser Arbeit untersuchten Siliziumheterojunction-Solarzellen (SHJ-Solarzellen) wurden vom Helmholtzzentrum Berlin (HZB) zur Verfügung gestellt. Sie verfügen im Unterschied zu den POLO-IBC-Solarzellen über Kontakte sowohl an der Vorderseite als auch an der Rückseite.

Eine ausführliche Beschreibung des Aufbaus und der Funktionsweise

ist in [146] zu finden. SHJ-Solarzelle realisieren ladungsträgerselektive Kontakte durch einen Übergang von kristallinem Silizium (c-Si) zu amorphem Silizium (a-Si). Auf einem c-Si-Absorber werden an Vorder- und Rückseite dünne a-Si-Schichten aufgebracht. Da a-Si eine größere Bandlücke als c-Si besitzt, bildet sich an der Grenzfläche eine Energiebarriere für Ladungsträger aus. Durch Dotierung der a-Si-Schichten kann diese Barriere so beeinflusst werden, dass sie sich stärker auf den Elektronentransport als auf den Löchertransport auswirkt oder umgekehrt, was ladungsträgerselektive Kontakte für Elektronen und Löcher ermöglicht. Um bessere passivierende Eigenschaften zu erreichen, wird typischerweise eine Zwischenschicht aus undotiertem a-Si implementiert. Außerdem wird die Grenzfläche zwischen den beiden Materialien durch Einbringen von Wasserstoff passiviert, indem dieser freie Atombindungen absättigt, daher wird diese Art der Solarzellen auch als a-Si:H/c-Si-Heterojunction-Solarzellen bezeichnet. Die Basis der Solarzellen ist hier im Gegensatz zu den POLO-IBC-Solarzellen n-dotiert. Da die dünne a-Si-Schicht nur eine geringere Querleitfähigkeit besitzt, wird auf diese eine weitere Schicht aus einem transparenten leitfähigen Oxid (TCO) aufgebracht, welche die Ladungsträger zu den Metallkontakten transportiert. Die sehr gute Passivierung durch die a-Si-Schichten bei SHJ-Solarzellen resultiert in typischerweise sehr hohen Spannungen bei offenen Klemmen. Da es in der vorderseitigen a-Si- und TCO-Schicht, sowie in den vorderseitigen Metallkontakten zu parasitärer Absorption kommt, ist der erreichbare Strom geringer. Durch die an den Heteroübergängen komplexere Bandstruktur und daraus resultierendem komplexerem Ladungsträgertransport können SHJ-Solarzellen nicht ohne weiteres mit dem Zwei-Dioden-Modell korrekt beschrieben werden. Dies ist nur mit aufwendigeren Simulationen wie AFORS-HET [147] möglich. In Abbildung 5.3 ist der schematische Aufbau ein Silizium-Heterojunction-Solarzelle nach [146] dargestellt.

Von jeweils mehreren untersuchten Zellen wird hier exemplarisch eine jeden Typs beschrieben. Die anderen untersuchten Zellen liefern im Rahmen der Herstellungstoleranzen vergleichbare Ergebnisse. In Tabelle 5.1 sind die wichtigsten Kenndaten der untersuchten Solarzellen aufgeführt. Der Shuntwiderstand  $R_{Sh}$ , der Serienwiderstand  $R_S$  sowie die Sperrsättigungsströme  $I_{01}$  und  $I_{02}$  gehen dabei direkt als Parameter in das Modell ein. Diese Werte stammen aus elektrischen Messungen an einem pv-tools LOANA Solar cell analysis systems, welches diese Para-



**Abbildung 5.3:** Schemazeichnung einer Silizium-Heterojunction-Solarzelle nach [146]. Sie verfügt über passivierende Kontakt auf Basis von amorphem Silizium an Vorder- und Rückseite und zum Transport der Ladungsträger zu den Silberkontakten über Schichten aus transparentem leitfähigem Oxid (TCO).



**Tabelle 5.1:** Wichtigste Kenndaten der hier untersuchten Solarzellen. Die elektrischen Daten wurden automatisch aus Kennlinien bestimmt welche am ISFH an einer pv-tools LOANA-Messstation gemessen wurden. Die Basisdotierung wurde aus Kapazitäts-Spannungs-Messungen bestimmt. Die mit \* gekennzeichneten Werte für die SHJ-Solarzelle sind nur als grobe Richtwerte als Vergleich zu betrachten, da das zugrundeliegende Modell diese nicht hinreichend gut beschreiben kann.

Parameter	POLO-IBC-Solarzellen	SHJ-Solarzelle
aktive Zellfläche	4 cm <sup>2</sup>	4 cm <sup>2</sup>
Effizienz $\eta$	22,2%	22,1%
Kurzschlussstrom $I_{SC}$	157 mA	156 mA
Leerlaufspannung $V_{OC}$	702 mV	737 mV
Strom am MPP $I_{MPP}$	150 mA	140 mA
Spannung am MPP $V_{MPP}$	590 mV	617 mV
Sperrsättigungsstromdichte $J_{01}$	61 fA/cm <sup>2</sup>	~1 fA/cm <sup>2</sup> *
Sperrsättigungsstromdichte $J_{02}$	3,8 nA/cm <sup>2</sup>	~13 nA/cm <sup>2</sup> *
Serienwiderstand $R_S$	0,6 $\Omega$ cm <sup>2</sup>	~1,1 $\Omega$ cm <sup>2</sup> *
Shuntwiderstand $R_{Sh}$	18,2 k $\Omega$ cm <sup>2</sup>	~6,5 k $\Omega$ cm <sup>2</sup> *
Basisdotierung $N_A$	1,7·10 <sup>16</sup> /cm <sup>3</sup>	-
Emitterdotierung $N_D$	4·10 <sup>20</sup> /cm <sup>3</sup>	-

meter automatisch aus den Messdaten extrahiert. Die Basisdotierung  $N_A$  und Emitterdotierung  $N_D$  werden zur Berechnung der Diffusions- und der Verarmungskapazität  $C_{diff}$  bzw.  $C_{dep}$  benötigt und wurden aus Kapazitäts-Spannungs-Messungen bestimmt (SHJ-Solarzelle) bzw. sind aus dem Herstellungsprozess bekannt (POLO-IBC-Solarzelle).

## 5.2 Stationäre Hellkennlinien

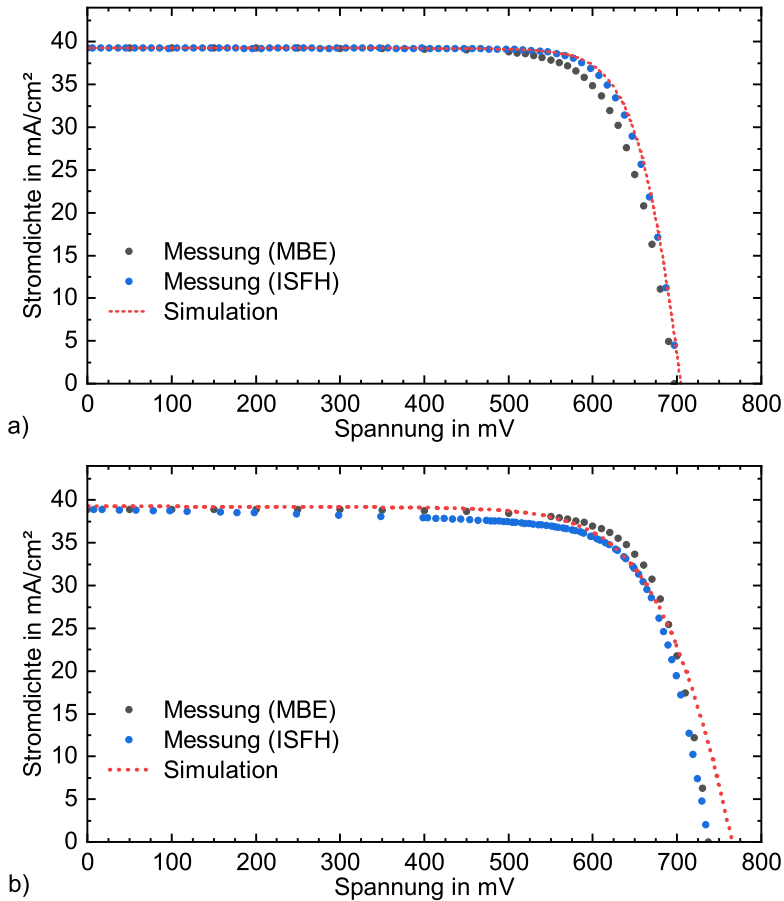
Zur Verifikation des Modells wird zunächst die simulierte stationäre Hellkennlinie mit der gemessenen verglichen. Es werden dazu am MBE an dem in Abschnitt 3.2 beschriebenen Messaufbau gemessene Kurven sowie als Referenz an einem LOANA Solar cell analysis system

am ISFH gemessene Kurven herangezogen. Abbildung 5.4 a) zeigt die am MBE gemessenen Hellkennlinien der POLO-IBC-Solarzelle im Vergleich zu der am ISFH gemessenen und der simulierten. Da, wie in Abschnitt 3.3 erläutert, die Beleuchtungsintensität am Messaufbau am MBE auf den am ISFH gemessenen Kurzschlussstrom kalibriert wird, stimmen die Kennlinie bei niedrigen Spannungen sehr gut überein, weichen im Bereich des MPP jedoch voneinander ab. Die am MBE gemessene Kurve fällt ab etwa 500 mV schneller ab als die am ISFH gemessene, bei Spannungen oberhalb von etwa 600 mV jedoch wieder langsamer, weshalb der Schnittpunkt mit der Stromachse ( $V_{OC}$ ) bei beiden Kurven fast gleich ist. Die simulierte Kurve hingegen weist im Bereich um 600 mV eine minimal höhere Stromdichte auf als die am ISFH gemessene, die Abweichung ist hier aber deutlich geringer,  $V_{OC}$  wiederum fast gleich. Da die Simulationsparameter, welche Einfluss auf die stationären elektrischen Eigenschaften haben, aus Messungen am LOANA-System stammen, ist die weitgehende Übereinstimmung der Kurven plausibel. Die Abweichung der am MBE gemessenen Kurve lässt auf einen zusätzlichen Serienwiderstand schließen (vergleiche dazu Abbildung 2.2), wahrscheinlich auf Grund höherer Kontaktwiderstände. Eine weitere weniger wahrscheinliche mögliche Ursache könnte die hier monochromatische Beleuchtung sein, welche im Vergleich zum, unter Standard-Testbedingungen angenommenen, AM 1.5-Spektrum [148] durch wellenlängenabhängige Absorption im Silizium zu einem veränderten Generationsprofil führt. Bei der verwendeten Wellenlänge von 940 nm wird der überwiegende Teil der Einstrahlung im oberen Bereich der Zelle absorbiert [149–151], während sich die Kontakte auf der Unterseite befinden. Dies könnte durch längere Wege für die Ladungsträger zu den Kontakten zu einem höheren internen Serienwiderstand führen. In [152] wurde bereits diesbezüglich untersucht, wie sich eine verringerte Beleuchtungsintensität am Messplatz am MBE auf die gemessenen Solarzellenkennlinie auswirkt, und ebenfalls Abweichungen zum LOANA-System festgestellt. In Abbildung 5.4 b) sind die gemessenen und simulierten Hellkennlinien der SHJ-Solarzelle dargestellt. Hier zeigen sich deutliche Abweichungen sowohl zwischen den gemessenen Kennlinien als auch zwischen diesen und der simulierten. Während die gemessenen Kurven bei  $V_{OC}$  gut übereinstimmen, weichen sie vor allem im Spannungsbereich um 600 mV deutlich voneinander ab, wobei hier die am MBE gemessene Kurve die höhere Stromdichte aufweist. Dies liegt daran, dass die Stromdichte bei der am ISFH gemessenen

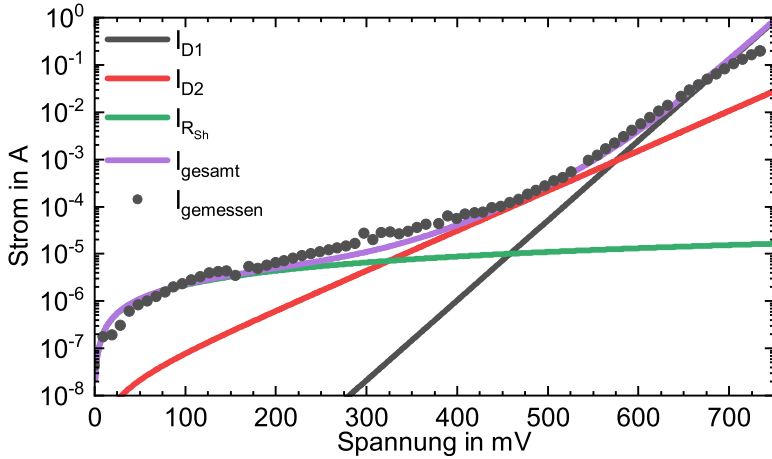
Kurve schon bei kleinen Spannungen stärker und zunächst fast linear abfällt, was auf einen niedrigeren Shuntwiderstand hindeutet. Weshalb dieser bei den Messungen am ISFH auftritt und am MBE nicht, ist nicht klar, aber vermutlich auf die unterschiedliche Kontaktierung der Zelle im jeweiligen Messaufbau zurückzuführen. Der bei den POLO-IBC-Solarzelle beobachtete höhere Serienwiderstand am MBE ist hier nicht festzustellen. Wobei zu beachten ist, dass die SHJ-Solarzelle im Gegensatz zur POLO-IBC-Solarzelle beidseitig kontaktiert wird. Auch hier scheint also die Kontaktierung einen Einfluss zu haben. Die simulierte Kurve fällt zunächst weniger schnell ab als die am ISFH gemessene, ab etwa 500 mV dann jedoch stärker, weshalb beide Kurven in der Nähe des MPP wieder gut übereinstimmen. Bei noch höheren Spannungen fällt die simulierte Kurve hingegen wieder weniger schnell, weshalb  $V_{OC}$  hier um etwa 28 mV höher liegt. In der Simulation scheint der Shuntwiderstand überschätzt zu werden, was zu einem langsameren Abfall der Stromdichte bei niedrigeren Spannung führt, während der Sperrsättigungsstrom  $I_{02}$  unterschätzt wird, was zu einem stärkeren Abfall im Bereich um den MPP führt, wohingegen der Sperrsättigungsstrom  $I_{02}$  wiederum unterschätzt wird was letztlich zu einer höheren Spannung bei offenen Klemmen führt.

Das verwendete Modell scheint daher zwar gut zur Beschreibung der POLO-IBC-Solarzelle geeignet zu sein, nicht jedoch für die SHJ-Solarzelle, wie in Abschnitt 5.1 erläutert.

Um die Einflüsse der einzelnen, nicht zeitabhängigen Bauelemente des SPICE-Modells in der folgenden Analyse besser nachvollziehen zu können, sind in Abbildung 5.5 die simulierten Ströme durch die beiden Dioden und den Shuntwiderstand in Abhängigkeit der Spannung dargestellt. Die Modellparameter entsprechen den Werten für die POLO-IBC-Solarzelle aus Tabelle 5.1. Deutlich zu sehen ist, dass der simulierte Strom bei niedrigen Spannungen etwa eine Größenordnung höher ist als der gemessene. Hier dominiert bis etwa 450 mV der Strom durch den Shuntwiderstand, welcher im Modell deutlich überschätzt wird. Die absoluten Abweichungen sind auf Grund des in diesem Spannungsbereich kleinen Gesamtstroms aber gering. Ab etwa 600 mV dominiert der Strom durch Diode eins, dazwischen der Strom durch Diode zwei.



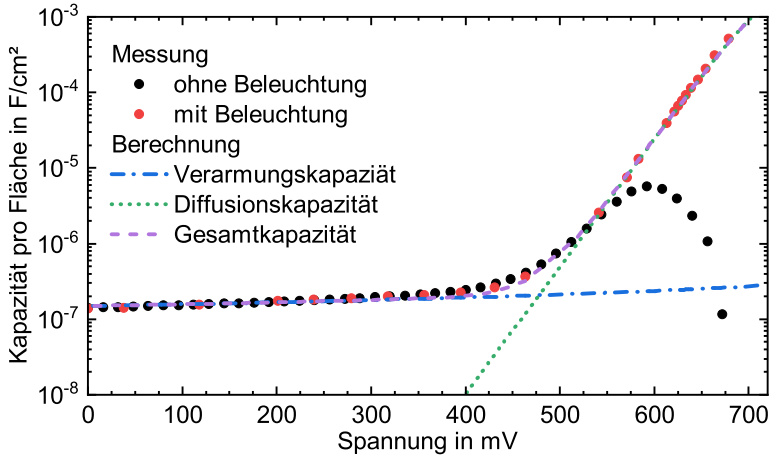
**Abbildung 5.4:** Gemessene und simulierte Hellkennlinien einer POLO-IBC-Solarzelle a) und einer SHJ-Solarzelle b). Die Kurven wurden am MBE mit dem in Abschnitt 3.2 beschriebenen Messaufbau und am ISFH mit einem pv-tools LOANA Solar cell analysis system gemessen. Die Modellparameter für die Simulation wurden aus den LOANA-Messdaten extrahiert. Das verwendete Simulationsmodell kann die Kennlinie der POLO-IBC-Solarzelle besser abbilden als die der SHJ-Solarzelle.



**Abbildung 5.5:** Ströme durch die einzelnen Bauelement im SPICE-Modell für die POLO-IBC-Solarzelle in Abhängigkeit der Spannung im Vergleich mit dem gemessenen Strom. Bei den internen Strömen ist bei niedrigen Spannungen der Shuntwiderstand ( $I_{RSh}$ ) maßgeblich und bei hohen Spannungen der Strom durch Diode eins ( $I_{D1}$ ), der Strom durch Diode zwei ( $I_{D2}$ ) ist nur in einem kleinen Spannungsfenster dominierend.

## 5.3 Kapazitätsbestimmung

Von elementarer Bedeutung für die transiente elektrische Charakteristik einer Solarzelle ist deren Kapazität. Diese kann wie in Abschnitt 3.5 beschrieben aus Messungen der komplexen Impedanz der Solarzelle bestimmt werden. Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, ist die Kapazität der Solarzelle nicht konstant und kann, abhängig von der anliegenden Spannung, um Größenordnungen variieren. Daher muss sinnvollerweise auch eine Bestimmung der Kapazität bei verschiedenen, für den Anwendungsbereich des hier entwickelten Modells relevanten, Spannungen erfolgen. Dieser Spannungsbereich erstreckt sich von 0 V bei völliger Dunkelheit oder Kurzschluss der Zelle, bis hin zur Spannung bei offenen Klemmen  $V_{OC}$  bei maximaler Einstrahlungsintensität. Letztere wird hier mit  $1000 \text{ W/m}^2$ , wie unter Standard-Test-Bedingungen, angenommen. Das hier verwendete Impedanzmeter ist nur in der Lage, einen begrenzten Strom von 100 mA zu treiben. Bei den hier untersuchten Solarzellen wird dieser Wert jedoch schon bei Spannungen kleiner  $V_{OC}$  erreicht, weshalb eine Messung der Impedanz über den gesamten relevanten Spannungsbereich nicht ohne weiteres möglich ist. Eine Kapazitäts-Spannungsmessung (C-V-Messung) bei konstanter Frequenz, hier 10 kHz, wie in Abbildung 5.6 für eine POLO-IBC-Solarzelle dargestellt, zeigt daher eine scheinbar wieder abfallende Kapazität bei größeren Spannungen. Dies ist jedoch nicht auf eine tatsächliche Eigenschaft der Solarzelle zurückzuführen. Vielmehr ist durch den begrenzten Strom die real an der Solarzelle anliegende Spannung geringer als die am Impedanzmeter eingestellte. Um dieses Problem zu umgehen wird hier eine alternative Methode zur Bestimmung der Kapazitäts-Spannungs-Charakteristik angewendet. Bei dieser wird die Zellspannung durch Beleuchten der Solarzelle variiert. Dazu wird an den Kontakten zur Spannungsmessung parallel zum Impedanzmeter ein Multimeter zur stationären Spannungsmessung angeschlossen. Mit Hilfe dessen kann dann durch Ändern der Versorgungsspannung der Beleuchtung die Zellspannung eingestellt werden. Da in diesem Zustand jedoch kein Durchfahren der Spannung durch das Impedanzmeter mehr möglich ist, kann eine Kapazität-Spannungs-Kurve nicht direkt aufgenommen werden. Es werden daher statt dessen mehrere Impedanzmessungen durchgeführt, bei denen Real- und Imaginärteil der Impedanz in Abhängigkeit der Frequenz (hier 50 Hz bis 50 kHz) bei verschiedenen Spannungen aufgenommen werden. Die Spannung wird dabei manuell



**Abbildung 5.6:** Gemessene und berechnete Kapazitäts-Spannungskurven einer POLO-IBC-Solarzelle. Die ohne Beleuchtung bei 10 kHz gemessene Kurve zeigt bei größeren Spannungen eine scheinbar wieder abfallende Kapazität. Diese ist auf die begrenzte Stromtreibfähigkeit des verwendeten Messgeräts zurückzuführen und nicht auf eine tatsächliche Eigenschaft der Solarzelle. Bei Beleuchtung und damit einhergehendem Generationsstrom tritt dieses Verhalten nicht auf. Hier entspricht die gemessene Kapazität in guter Näherung der Summe der berechneten Diffusions- und Verarmungskapazität.

vor jeder Messung über die Beleuchtung eingestellt. Um aus den einzelnen Messungen eine C-V-Kurve zu erhalten, wird mit Hilfe der in Abschnitt 3.5 beschriebenen Methode aus der Messung des Imaginärteils der Impedanz in Abhängigkeit der Frequenz die Kapazität durch Anpassung mit Gleichung 3.9 numerisch bestimmt. Die berechneten Kapazitätswerte werden dann über die Spannung aufgetragen, siehe Abbildung 5.6. Die resultierende Kurve zeigt den Kapazitätsabfall bei höheren Spannungen nicht. Sie ist konsistent mit der theoretisch nach Gleichung 2.14 und Gleichung 2.20 berechnete Kapazitäts-Spannungskurve. Dies zeigt, dass das Kleinsignalverhalten durch spannungsabhängige Kapazitäten nach Gleichung 2.14 und Gleichung 2.20 über den hier untersuchten Spannungsbereich gut beschrieben werden kann.

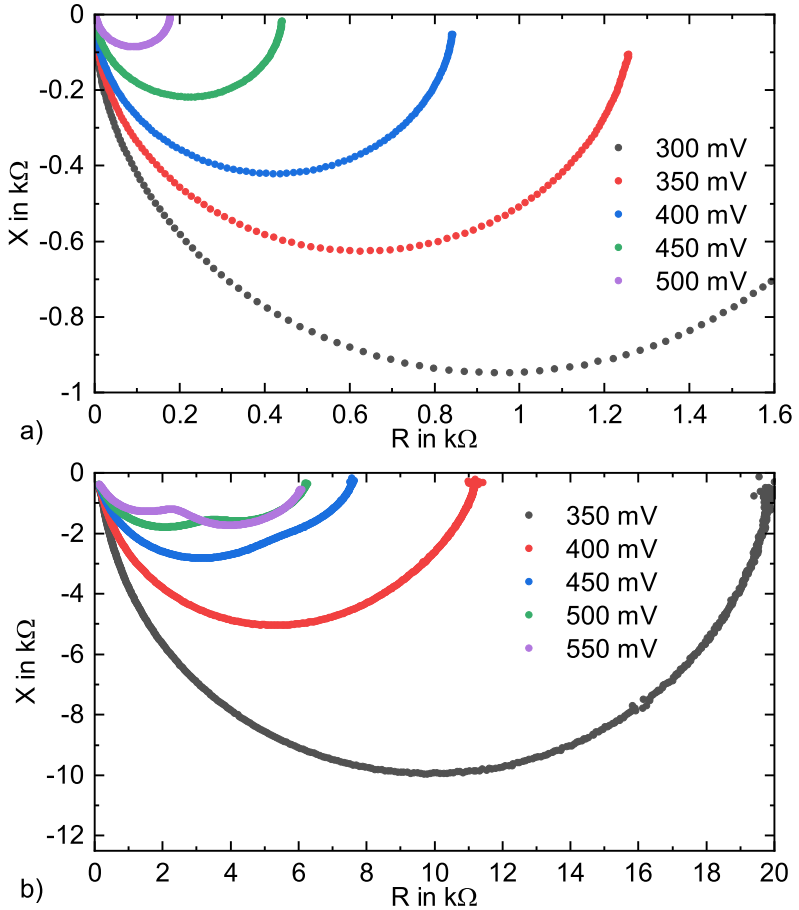
Aus den durchgeführten Impedanzmessungen erhält man durch Auf-

tragen des Imaginärteils über den Realteil die Ortskurve der Solarzelle bei gegebener Spannung. In Abbildung 5.7 a) sind Ortskurven der untersuchten POLO-IBC-Solarzelle dargestellt. Diese beschreiben Halbkreise, deren Radius mit zunehmender Spannung abnimmt. Die Form der Ortskurven kann mit dem in Abschnitt 3.5 erläuterten Drei-Elemente-Modell erklärt werden. Die Abnahme des Radius mit zunehmender Spannung ist auf den wegen der exponentiellen Diodenkennlinie spannungsabhängigen Parallelwiderstand zurückzuführen. Diesbezüglich sind Modell und Messung also ebenfalls konsistent. In Abbildung 5.7 b) sind Ortskurven einer ebenfalls untersuchten SHJ-Solarzelle dargestellt. Wie zu sehen ist, beschreiben diese bei niedrigen Spannungen ebenfalls Halbkreise. Diese flachen bei zunehmender Spannung hier jedoch bei niedrigen Frequenzen ab und ab etwa 500 mV bildet sich eine Art Doppelhalbkreis aus. Dieser ist mit dem Drei-Elemente-Modell nicht zu erklären, sondern deutet auf die Existenz einer zusätzlichen RC-Komponente hin, in [96] wird eine solche für die dielektrischen und resistiven Eigenschaften der intrinsischen Zwischenschicht angenommen, in [99] wird dies durch Hochinjektionseffekte begründet, was das auftreten erst bei höheren Spannungen erklären könnte. Das hier verwendete Modell mit zwei Parallelkapazitäten ist daher offenbar nur eingeschränkt zur Beschreibung von SHJ-Solarzelle geeignet. Im Folgenden wird aus diesem Grund der Fokus der Analyse auf die POLO-IBC-Solarzellen gelegt.

## 5.4 Einschaltverhalten

Der Verlauf der Zellspannung beim Wechsel von niedriger auf hohe Beleuchtungsintensität soll hier als Einschaltkurve sowie die Zeit bis zum Erreichen von 90% der Maximalspannung im stationären Zustand als Einschaltzeit bezeichnet werden. In Abbildung 5.8 sind gemessene Einschaltkurven beim Umschalten der Beleuchtung von null auf  $1000 \text{ W/m}^2$  bei unterschiedlichen Lastwiderständen und bei offenen Klemmen dargestellt. Bei den hier verwendeten Widerständen liegt der Arbeitspunkt der untersuchten Zelle am, bzw. in der Nähe des MPP. Angegeben wird jeweils die Maximalspannung, welche im stationären Zustand bei gegebener Last erreicht wird. Nach Einschalten der Beleuchtung steigt die Zellspannung zunächst schnell und näherungsweise linear an und erreicht innerhalb von  $25 \mu\text{s}$  bis  $33 \mu\text{s}$  bereits 90%





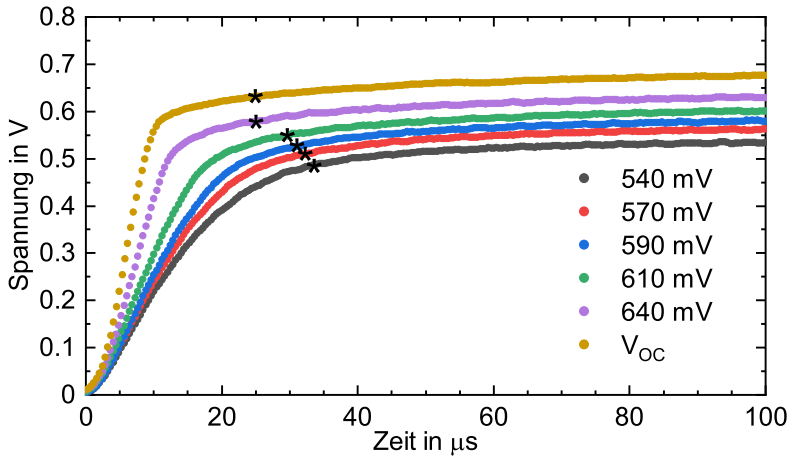
**Abbildung 5.7:** Gemessene Ortskurven einer POLO-IBC-Solarzelle a) und einer SHJ-Solarzellen b). Die Ortskurven der POLO-IBC-Solarzelle beschreiben Halbkreise, wie sie mit dem Drei-Elemente-Modell (siehe Abschnitt 3.5) erklärt werden können. Der mit höherer Spannung abnehmende Radius ist mit dem ebenfalls abnehmendem Parallelwiderstand zu begründen. Bei der SHJ-Solarzelle hingegen bildet sich bei höheren Spannungen eine Art Doppelhalbkreis, welcher nicht mit den hier verwendeten Modellen beschrieben werden kann.

der Maximalspannung, jeweils mit \* markiert. Letztere wird hingegen erst nach wesentlich längerer Zeit erreicht, da der Spannungsanstieg bei zunehmender Spannung abflacht,  $V_{OC}$  wird erst nach etwa  $300 \mu s$  erreicht, was hier zur besseren Übersicht nicht dargestellt ist. Die Form der Kurve wird durch verschiedene Parameter bestimmt, welche im Folgenden genauer analysiert werden sollen. Aus den Messungen ist ersichtlich, dass die Einschaltzeit abhängig vom Lastwiderstand ist. Die kürzeste Einschaltzeit wird bei offenen Klemmen gemessen, obwohl hier die Maximalspannung am größten ist. Bei sinkendem Lastwiderstand steigt die Einschaltzeit trotz ebenfalls sinkender Maximalspannung, hingegen an. Der Lastwiderstand wirkt sich hier vor allem auf die Steigung im anfänglichen nahezu linearen Teil der Kurve aus, während die Steigungen der Kurven im flacheren Teil, oberhalb von 90%, nur wenig von einander abweichen. Dies lässt sich mit dem durch den Lastwiderstand fließenden Strom erklären. Die durch die Beleuchtung in der Zelle generierten Überschussladungsträger führen zu einem Anstieg der Zellspannung, welche wiederum einen Stromfluss durch den Lastwiderstand sowie, innerhalb der Zelle, einen Rekombinationsstrom sowie einen Strom durch den Shuntwiderstand verursacht. Diese Ströme verringern die Zahl der freien Überschussladungsträger und wirken somit der Generation entgegen, bis sich ein Gleichgewicht eingestellt hat. Dieses Gleichgewicht wird früher erreicht, je weniger Ladungsträger abfließen bzw. rekombinieren. Bei offenen Klemmen fließt kein externer Strom, daher wirken hier nur der Rekombinationsstrom, welcher exponentiell mit der Spannung zunimmt und daher anfangs sehr gering ist, sowie der Strom durch den Shuntwiderstand. Letzterer ist hier aber etwa um den Faktor 1000 größer als die verwendeten Lastwiderstände. Entsprechend schnell steigt anfangs die Zahl der Überschussladungsträger. Der externe Strom steigt hingegen linear mit der Spannung und dominiert daher im unteren Spannungsbereich. Da er umso größer ist, je kleiner der Lastwiderstand ist, steigt die Zahl der Überschussladungsträger und damit die Spannung entsprechend langsamer bei kleinerem Lastwiderstand. Anhand der in Abbildung 5.8 eingezeichneten \*, ist zu erkennen, dass die Einschaltzeit hier etwa linear mit abnehmender Maximalspannung zunimmt. Ausnahme ist hier die Messung mit 640 mV Maximalspannung, hier könnte es sich um ein Messartefakt handeln. Der näherungsweise lineare Zusammenhang, ist damit zu begründen, dass der Spannungsanstieg bis 90% der Maximalspannung, vor allem bei kleineren Lastwiderständen, überwiegend durch den anfänglichen,

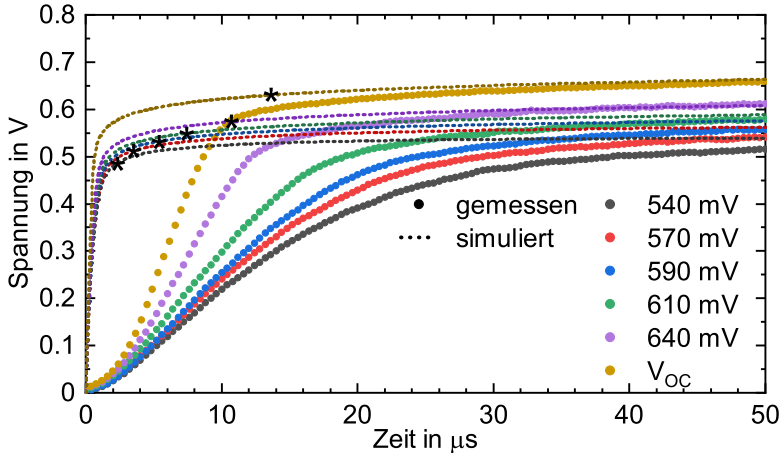
fast linearen Anstieg bestimmt ist.

In Abbildung 5.9 sind die mit dem oben beschriebenen SPICE-Modell simulierten Einschaltkurven dargestellt. Hierbei wird der zeitliche Spannungsverlauf am Lastwiderstand bzw. den offenen Klemmen nach Umschalten des Photostrom  $I_{Ph}$  von null auf  $I_{SC}$  (hier 157 mA) simuliert. Die Lastwiderstände sind so gewählt, dass sich jeweils die selbe Maximalspannung, also die Spannung bei stationärer Beleuchtung, wie bei den gemessenen Kurven einstellt. Es zeigt sich ein qualitativ ähnliches Verhalten wie bei der Messung, jedoch mit einem erheblich steileren Anstieg der Spannung zu Beginn. Daher sind die Einschaltzeiten hier insgesamt mit  $2,5 \mu s$  bis  $14 \mu s$  erheblich kürzer. Außerdem kehrt sich hier die Abhängigkeit der Einschaltzeit von der Maximalspannung um: Bei kleineren Lastwiderständen werden 90% der Maximalspannung früher erreicht als bei größeren. Dies ist damit zu begründen, dass die Einschaltzeit hier nicht vom nahezu linearen Anfangsbereich, welcher stark vom Lastwiderstand abhängt, dominiert wird, sondern vom flacheren Bereich im oberen Teil der Kurve und höhere Spannungen entsprechend später erreicht werden. Die deutliche Diskrepanz zwischen Simulation und Messung ist zum Teil auf die in der Simulation stark idealisierte Umschaltzeit der Beleuchtung zurückzuführen. Die Umschaltzeit wird hier mit 1 ns angenommen, was in der Realität insbesondere beim Einschalten nicht erreicht wird. Der reale zeitliche Verlauf der Beleuchtungsintensität kann aus dem gemessenen Strom durch die Leuchtdioden, unter der Annahme, dass sie proportional zu diesem ist, indirekt bestimmt werden. Moduliert man die Stromquelle im SPICE-Modell mit einem zu diesem Zeitverlauf proportionalen Wert, erhält man die in Abbildung 5.10 dargestellten Einschaltkurven. Diese bilden die gemessenen Kurven deutlich besser ab, als die mit idealisierter Beleuchtung simulierten. Jedoch sind auch hier Abweichungen zur Messung festzustellen. Insbesondere bei kleinen Lastwiderständen wird die Steigung zu Beginn in der Simulation weiterhin überschätzt, weshalb bei 540 mV und 590 mV Maximalspannung kürzere Einschaltzeiten berechnet werden. Dies nimmt jedoch mit zunehmendem Lastwiderstand ab, weshalb bei offenen Klemmen die simulierte Anfangssteigung sogar kleiner ist als die gemessene. Die simulierte Einschaltzeit liegt hier zwischen  $26 \mu s$  bei 540 mV und  $42 \mu s$  bei  $V_{OC}$ . Sie nimmt also auch hier mit zunehmender Maximalspannung zu.

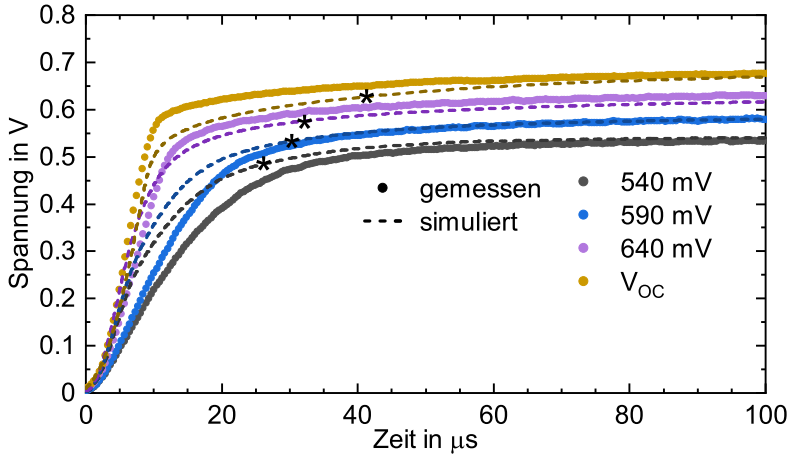
Um die Abweichungen zwischen Modell und Simulation besser einordnen zu können, werden im Folgenden die Einflüsse der verschiede-



**Abbildung 5.8:** An einer POLO-IBC-Solarzelle gemessene Einschaltkurven. Dargestellt sind die zeitlichen Verläufe der gemessenen Zellspannung nach Einschalten der Beleuchtung von null auf  $1000 \text{ W/m}^2$ . Angegeben sind die jeweiligen Maximalspannungen, welche sich durch unterschiedliche Lastwiderstände bzw. im Fall von  $V_{OC}$  bei offenen Klemmen einstellen ( $V_{OC}$  wird erst nach etwa  $300 \mu\text{s}$  erreicht, was hier zur besseren Übersicht nicht dargestellt ist). Zu erkennen ist, dass ein kleinerer Lastwiderstand, insbesondere am Anfang der Kurve, zu einer deutlich verringerten Steigung führt. Bei höheren Spannungen flachen alle gemessene Kurven deutlich ab. Die eingezeichneten \* markieren die Einschaltzeit, an der die Kurven 90% der jeweiligen Maximalspannung erreichen, diese liegt hier zwischen  $25 \mu\text{s}$  bei offenen Klemmen und  $33 \mu\text{s}$  bei  $540 \text{ mV}$  Maximalspannung.



**Abbildung 5.9:** Simulierte Einschaltkurven im Vergleich zu den gemessenen. Die simulierten Lastwiderstände sind so gewählt, dass die sich einstellenden Maximalspannungen den gemessenen entsprechen. Bei der Simulation wird idealisiert ein nahezu instantanes Umschalten der Beleuchtung angenommen. Es ist zu sehen, dass die Steigung des Spannungsanstiegs nach Einschalten der Beleuchtung in den Simulationen stark überschätzt wird, während der flachere Teil der Kurve bei höheren Spannungen besser abgebildet wird. Die eingezeichneten \* markieren die Einschaltzeiten der simulierten Kurven. Diese steigen hier (im Gegensatz zu den gemessenen) mit zunehmendem Lastwiderstand an und sind hier mit  $2,5 \mu\text{s}$  bis  $14 \mu\text{s}$  deutlich kürzer.



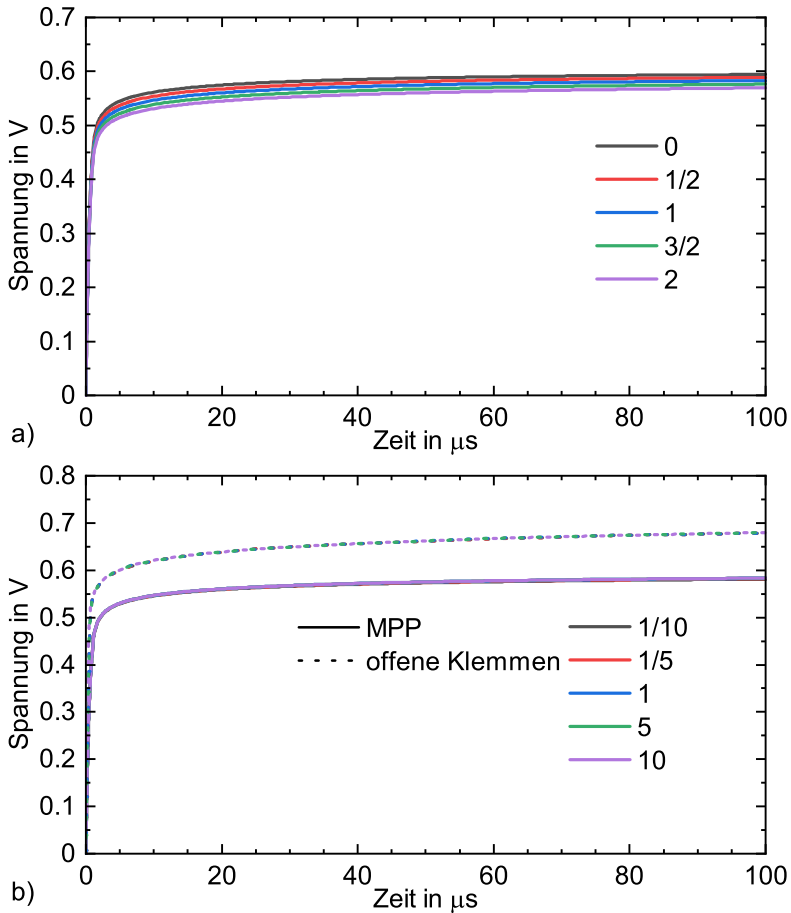
**Abbildung 5.10:** Simulierte Einschaltkurven im Vergleich mit den gemessenen. Die simulierten Lastwiderstände sind so gewählt, dass die sich einstellenden Maximalspannungen den gemessenen entsprechen. Die Beleuchtung wird in der Simulation mit dem gemessenen Strom durch die Leuchtdioden der realen Beleuchtung moduliert. Zur besseren Übersicht sind hier nicht alle simulierten bzw. gemessenen Kurven gezeigt. Die simulierten Kurven bilden die gemessenen hier deutlich besser ab als die simulierten Kurven mit idealisierter Beleuchtung, siehe Abbildung 5.9. Es sind aber weiterhin Abweichungen zu den gemessenen Kurven festzustellen. Bei kleinen Maximalspannungen wird die Anfangssteigung weiterhin überschätzt, während sie bei größeren unterschätzt wird. Die eingezeichneten \* markieren die Einschaltzeiten der simulierten Kurven, welche hier zwischen  $26 \mu s$  bei 540 mV Maximalspannung und  $42 \mu s$  bei  $V_{OC}$  liegen und im Gegensatz zu den gemessenen hier mit zunehmendem Lastwiderstand zunehmen.

nen Modellparameter auf den Verlauf der Einschaltkurve analysiert. Damit soll überprüft werden, ob eventuelle Unsicherheiten bei der Extraktion der Parameter aus den stationären Messungen zur Diskrepanz zwischen Simulation und Messung der Einschaltzeiten führen könnten. Dazu werden simulierte Kurvenscharen diskutiert, bei denen jeweils ein Parameter variiert wird, während alle anderen konstant bleiben, um sich überlagernde Einflüsse von einander unterscheiden zu können. Daher wird hier auch mit idealisierte Beleuchtung simuliert.

In Abbildung 5.11 sind simulierte Einschaltkurven dargestellt, bei denen der Serienwiderstand a) und der Shuntwiderstand b) jeweils um den angegebenen Faktor (hier null bis zwei für  $R_s$ , bzw. ein Zehntel bis zehn für  $R_{Sh}$ ) gegenüber dem Ausgangswert ( $R_s = 0,15 \Omega$ ,  $R_{Sh} = 4,55 k\Omega$ ) variiert wird. Der Lastwiderstand wird so gewählt, dass der Arbeitspunkt, bei unveränderten Parametern, dem MPP entspricht. Bei der Variation des Serienwiderstandes ist zu sehen, dass die Verlaufsform der Kurve vor allem bei höheren Spannungen nur wenig beeinflusst wird. Im Anfangsbereich führt ein höherer Serienwiderstand zu einer leichten Abflachung der Kurve. Die auffälligste Abweichung ist die erreichte Maximalspannung, welche mit zunehmendem Serienwiderstand abnimmt. Dies ist damit zu begründen, dass die hier aufgetragene Spannung der Spannung am Lastwiderstand entspricht, welcher zusammen mit dem Serienwiderstand einen Spannungsteiler bildet. Bei höherem Serienwiderstand fällt daher mehr Spannung an diesem und weniger am Lastwiderstand ab. Auf die Einschaltzeit hat eine Änderung von  $R_s$  innerhalb dieser Grenzen keinen hinreichend großen Einfluss um die Abweichungen zwischen simulierten und gemessenen Einschaltkurven erklären zu können.

Bei Variation des Shuntwiderstandes ist zu erkennen, dass dieser weder am MPP noch bei offenen Klemmen einen Einfluss auf der Kurvenverlauf hat, dieser ist als Ursache für die Diskrepanz zwischen Simulation und Messung daher ebenfalls auszuschließen.

In Abbildung 5.12 sind simulierte Einschaltkurven mit variierenden Sperr sättigungsstrom  $I_{01}$  (Ausgangswert 244 fA) dargestellt. Dieser geht als linearer Faktor in die Berechnung des Rekombinationsstroms durch die erste Diode ein, welcher jedoch gleichzeitig exponentiell von der Spannung abhängig ist. Daher wirkt sich eine Änderung von  $I_{01}$  vor allem bei höheren Spannungen aus. Dies zeigt sich in der Einschaltkurve dadurch, dass hier der Anfangsanstieg nicht von  $I_{01}$  beeinflusst wird. Bei höheren Spannungen führt eine Erhöhung von  $I_{01}$  zu einer kleine-



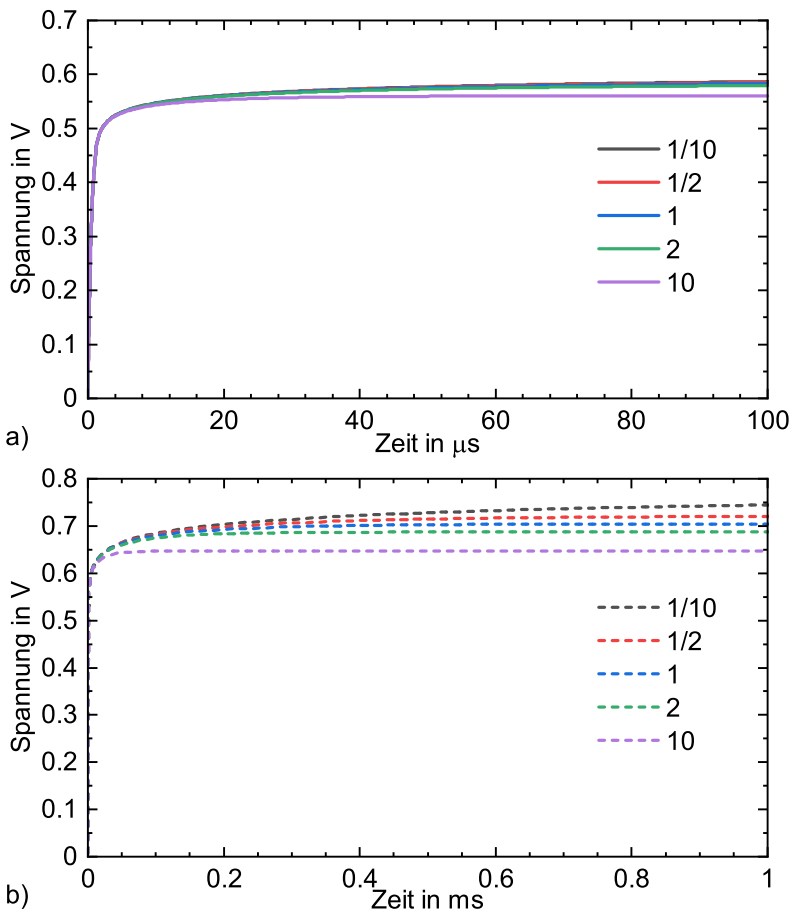
**Abbildung 5.11:** Simulierte Einschaltkurven mit variierendem Serienwiderstand  $R_S$  a) und Shuntwiderstand  $R_{Sh}$  b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells multipliziert wird ( $R_S = 0,15 \Omega$ ,  $R_{Sh} = 4,55 k\Omega$ ). Es ist zu sehen, dass weder  $R_S$ , noch  $R_{Sh}$  einen signifikanten Einfluss auf die Einschaltzeit haben.



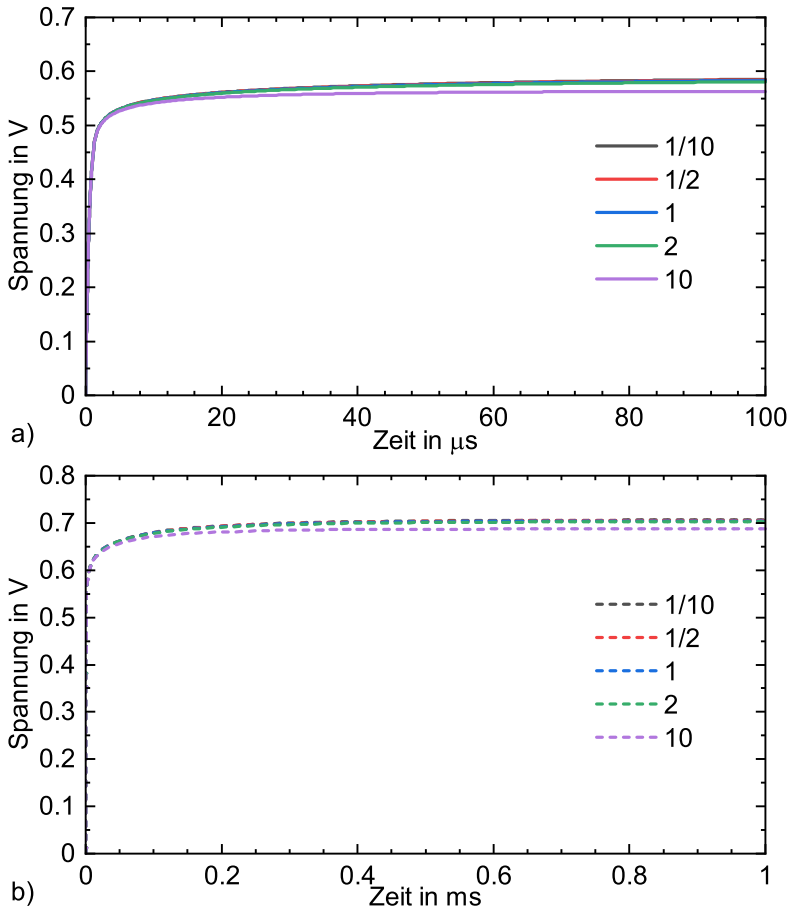
ren Anstiegsgeschwindigkeit und auch zu einer kleineren Maximalspannung bzw. umgekehrt. Letzteres wirkt sich stärker bei offenen Klemmen aus, da die Maximalspannung hier primär durch den Rekombinationsstrom bestimmt ist. Am MPP ist die Maximalspannung vor allem durch den Strom über den Lastwiderstand bestimmt. Die Änderung der Einschaltzeit ist nur bei offener Klemme signifikant und vor allem auf die veränderte Maximalspannung zurückzuführen. Da sich diese aber auch signifikant auf die stationäre Kennlinie auswirken würde, können auch Unsicherheiten von  $I_{01}$  nicht die Abweichung zwischen simulierten und gemessenen Einschaltkurven erklären.

In Abbildung 5.13 sind simulierte Einschaltkurven mit variierendem Sperr sättigungsstrom  $I_{02}$  dargestellt. Dieser wirkt sich qualitativ ähnlich aus wie  $I_{01}$ . Der Ausgangswert ist hier mit 15,2 nA etwa um fünf Größenordnungen höher, durch den Idealitätsfaktor von zwei bei der zweiten Diode steigt deren Strom jedoch weniger stark mit der Spannung. Da bei niedrigen Spannungen der Strom durch den Lastwiderstand, bzw. bei offenen Klemmen durch den Shuntwiderstand dominiert wird, ist der Einfluss von  $I_{02}$  daher insgesamt geringer als von  $I_{01}$ . Daher ist auch  $I_{02}$  als Ursache für die abweichenden Einschaltzeiten auszuschließen.

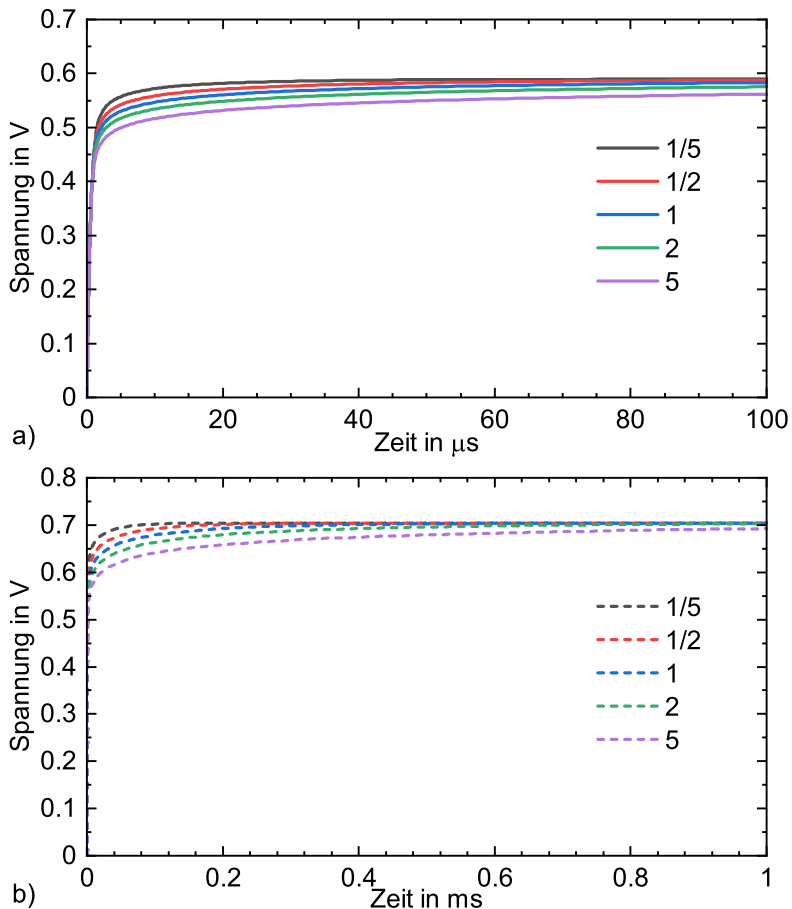
In Abbildung 5.14 sind simulierte Einschaltkurven mit variierender Diffusionskapazität dargestellt. Dabei wird im Modell der Ausdruck zur Berechnung dieser Kapazität (siehe Formel 2.14 in Abschnitt 2.4) mit einem konstanten Faktor zwischen einem Fünftel und fünf multipliziert. Da die Kapazität die in der Zelle gespeicherten Ladungen unmittelbar mit der Spannung verknüpft, hat diese einen direkten Einfluss auf die Einschaltkurve. Die Diffusionskapazität  $C_{\text{diff}}$  ist exponentiell von der Spannung abhängig und bis etwa 400 mV um Größenordnungen kleiner als die Verarmungskapazität, wie in Abbildung 5.6 in Abschnitt 5.3 gezeigt. Bei kleineren Spannungen ist der Einfluss von  $C_{\text{diff}}$  auf die Einschaltkurve deshalb vernachlässigbar, da die Gesamtkapazität von der Verarmungskapazität dominiert wird. Erst bei höheren Spannungen führt eine höhere Diffusionskapazität zu einer Abflachung des Spannungsanstiegs und damit zu einer erhöhten Einschaltzeit. Zu beachten ist, dass die Kurve bei steigender Spannung immer weiter abflacht, da  $C_{\text{diff}}$  stark zunimmt. Dies führt dazu, dass die Maximalspannung erst sehr viel später erreicht wird (hier nicht dargestellt). Die Maximalspannung ist jedoch von der Kapazität unabhängig und somit für alle dargestellten Kurven gleich.



**Abbildung 5.12:** Simulierte Einschaltkurven mit variierendem  $I_{01}$  am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells (244 nA) multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $I_{01}$  sich insbesondere auf die Steigung bei höheren Spannung und auf die Maximalspannung auswirkt. Dies ist vor allem bei offenen Klemmen zu sehen.



**Abbildung 5.13:** Simulierte Einschaltkurven mit variierendem  $I_{02}$  am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells (15,2 nA) multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $I_{02}$  sich auf die Steigung bei höheren Spannung und auf die Maximalspannung auswirkt.



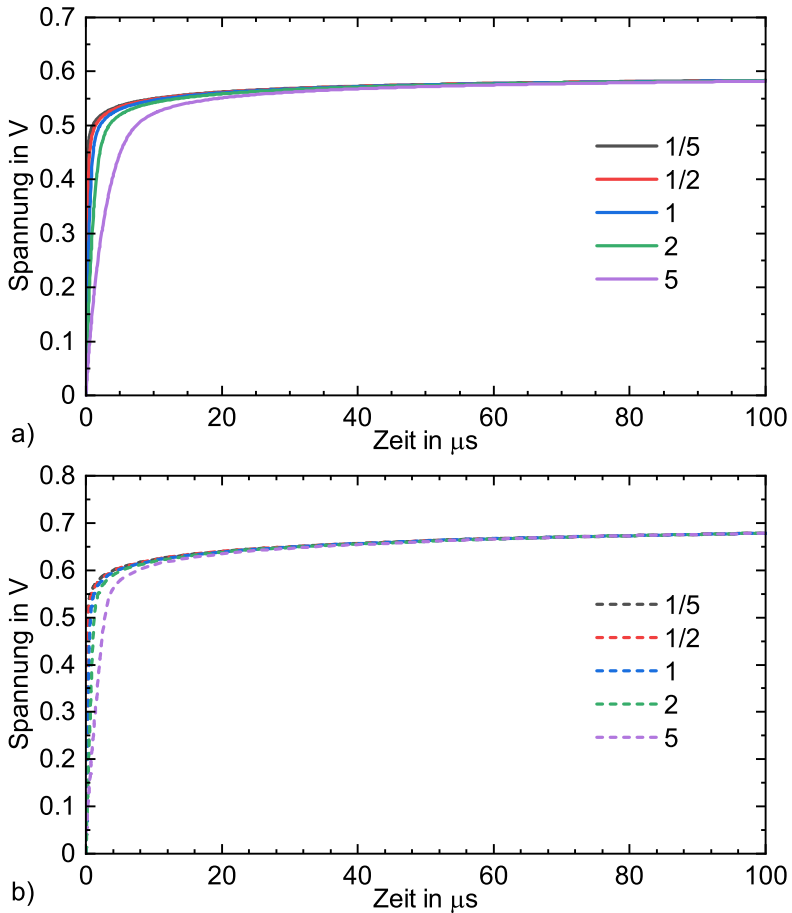
**Abbildung 5.14:** Simulierte Einschaltkurven mit variierender Diffusionskapazität am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $C_{diff}$  vor allem die Steigung im oberen Teil der Kurve beeinflusst, während der Anfangsbereich nicht beeinflusst wird, ebenso wie die Maximalspannung (hier nicht dargestellt).

In Abbildung 5.15 sind simulierte Einschaltkurven mit variierender Verarmungskapazität dargestellt. Wie bei der Diffusionskapazität wird hier im Modell der Ausdruck zur Berechnung dieser Kapazität mit einem konstanten Faktor zwischen einem Fünftel und fünf multipliziert. Die Verarmungskapazität ist weniger stark spannungsabhängig als die Diffusionskapazität. Wie in Abbildung 5.6 in Abschnitt 5.3 zu sehen ist, dominiert sie die Gesamtkapazität unterhalb von etwa 400 mV. Dies äußert sich in der Einschaltkurve besonders beim anfänglichen steilen Anstieg, welcher mit zunehmender Verarmungskapazität deutlich abflacht. Im Bereich höherer Spannungen wird der Kurvenverlauf dagegen nicht mehr beeinflusst, ebenso wenig wie die Maximalspannung. Da sich  $C_{diff}$  vor allem auf den steilsten Teil der Kurve zu Beginn auswirkt, ändert sich die Einschaltzeit hier weniger stark als durch Variation der Diffusionskapazität. Die Verarmungskapazität ist damit der einzige Modellparameter, welcher einen signifikanten Einfluss auf den Verlauf der Einschaltkurve bei niedrigen Spannungen hat.

Die beiden Kapazitäten sind die einzigen Modellparameter, welche keinen Einfluss auf die stationäre Kennlinie haben, daher scheinen diese als Ursache für die Abweichungen zwischen simulierten und gemessenen Einschaltkurven am naheliegendsten. Es wären jedoch eine signifikant höhere Diffusionskapazität bzw. Verarmungskapazität nötig, um die gemessene Einschaltkurve abzubilden. Dies scheint unrealistisch, da die im Modell angenommenen Kapazitäten sehr gut mit den Impedanzmessungen in Abschnitt 5.3 übereinstimmen. Weiter mögliche Ursachen werden daher in Abschnitt 5.6 diskutiert.

## 5.5 Ausschaltverhalten

Beim abrupten Umschalten der Beleuchtung von  $1000 \text{ W/m}^2$  auf null bei Lastwiderständen um dem MPP, ergibt sich ein Spannungsverlauf wie in Abbildung 5.16 a) dargestellt. Dieser soll im Folgenden als Ausschaltkurve und die Zeit bis zum Erreichen von 10% der Maximalspannung als Ausschaltzeit bezeichnet werden. Nach Ausschalten der Beleuchtung sinkt die Spannung nicht instantan auf null, da durch die Kapazität freie Ladungsträger in der Zelle gespeichert sind. Diese fließen dann über den Lastwiderstand ab oder rekombinieren innerhalb der Zelle, wodurch die Spannung mit der Zeit abfällt. Der Spannungsabfall ist zunächst flach und nimmt bei Unterschreiten einer Spannung von



**Abbildung 5.15:** Simulierte Einschaltkurven mit variierender Verarbeitungskapazität am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $C_{dep}$  vor allem die Steigung im unteren Teil der Kurve beeinflusst, während der obere Teil nicht beeinflusst wird, ebenso wie die Maximalspannung.

etwa 500 mV stark zu. Bei Unterschreiten einer Spannung von etwa 300 mV flacht der Spannungsabfall wieder ab und die Spannung geht asymptotisch gegen null. Die Ursachen für diese Form der Kurve sollen später genauer untersucht werden. Höhere Lastwiderstände und daraus resultierende höhere Maximalspannungen, führen zu einer signifikanten Änderung der Ausschaltzeit. Am MPP (590 mV) beträgt sie  $27 \mu\text{s}$ , eine Verschiebung des Arbeitspunktes um +50 mV verlängert die Ausschaltzeit auf  $87 \mu\text{s}$ , während ein Verschiebung von -50 mV zu einer Verkürzung auf  $17 \mu\text{s}$  führt. Die Form der Kurve wird dabei nur wenig verändert, die Änderung der Ausschaltzeit ist vor allem auf die unterschiedliche Maximalspannung zurückzuführen. Der erheblich flachere Teil der Kurve oberhalb von etwa 500 mV wird bei kleinerer Maximalspannung gewissermaßen abgeschnitten, während der Teil darunter fast parallel auf der Zeitachse verschoben wird. Hier ist zwar eine Abflachung der Kurve mit zunehmendem Lastwiderstand zu beobachten, welcher aber nur einen geringfügigen Einfluss auf die Ausschaltzeit hat, da der Spannungsabfall hier trotzdem sehr schnell geschieht. Bei abnehmender Maximalspannung wird die Ausschaltzeit zunehmend durch den unteren, wieder abflachenden Teil der Kurve bestimmt, welcher nahezu unverändert bleibt. Daher sinkt die Ausschaltzeit bei kleinerem Lastwiderstand weniger stark, als sie mit größerem Lastwiderstand ansteigt. Anders als bei den gemessenen Einschaltkurven, die wesentlich vom nicht idealen Ausschaltverhalten der Beleuchtung beeinflusst werden, ist dies für die Ausschaltkurven vernachlässigbar. Der gemessene Strom durch die Leuchtdioden fällt an der fallenden Flanke des Steuersignals in weniger als  $1 \mu\text{s}$  auf null. In Abbildung 5.16 b) ist die gemessene Ausschaltkurve bei offenen Klemmen dargestellt. Hier fällt vor allem erheblich längere Ausschaltzeit auf, welcher mit  $895 \mu\text{s}$  mehr als dreißigmal länger ist als am MPP. Dies hat als Ursache zum einen die höhere Maximalspannung und zum anderen eine allgemeine Abflachung der Kurve. Letztere ist durch den fehlenden Strom durch den Lastwiderstand zu begründen, daher findet der Abbau der gespeicherten Ladung ausschließlich durch Rekombination und Strom über den Shuntwiderstand statt. Da die Rekombinationsrate proportional zur Anzahl der Überschussladungsträger ist und diese mit der Spannung sinkt und da der Shuntwiderstand sehr groß gegenüber den Lastwiderständen in der Nähe des MPP ist, führt dies zu einem deutlich langsameren Spannungsabfall. Zum Vergleich dazu ist in Abbildung 5.17 die effektive Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{effektiv}}$  in Abhängigkeit der Überschussladungsträgerkonzentration

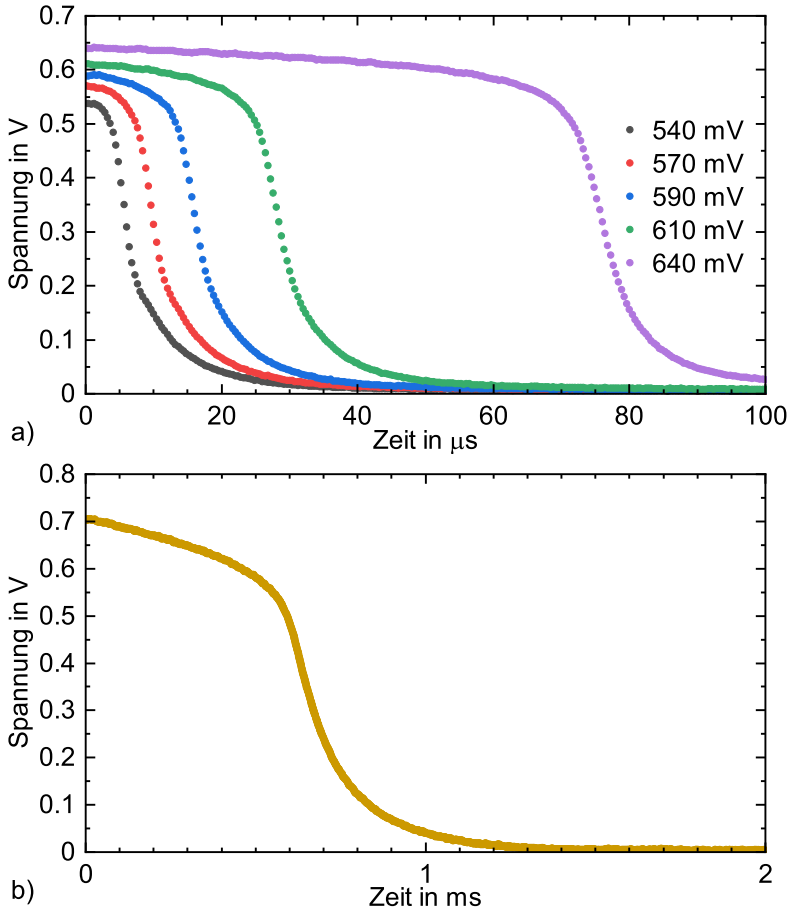
$\Delta n$  dargestellt. Die Lebensdauer liegt bei  $V_{OC}$  bei etwa  $180 \mu s$  und bei  $V_{MPP}$  bei etwa  $110 \mu s$ , und damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ausschaltzeit bei offenen Klemmen (nach der Zeit  $t = \tau_{\text{effektiv}}$  sind erst die Hälfte der Überschussladungsträger rekombiniert).

In Abbildung 5.18 a) sind die mit dem oben beschriebenen SPICE-Modell simulierten Ausschaltkurven dargestellt. Hier wird der zeitliche Spannungsverlauf am Lastwiderstand bzw. den offenen Klemmen nach Umschalten des Photostrom  $I_{Ph}$  von  $I_{SC}$  (hier  $157 \text{ mA}$ ) auf null simuliert. Die Lastwiderstände sind wiederum so gewählt, das sich jeweils die selbe Maximalspannung wie bei den gemessenen Kurven einstellt. Auffällig ist, dass die simulierten Kurven deutlich kürzere Ausschaltzeiten aufweisen. Diese liegen hier bei  $8 \mu s$  am MPP,  $2,5 \mu s$  bei um  $-50 \text{ mV}$  verschobenem Arbeitspunkt und  $44 \mu s$  bei um  $+50 \text{ mV}$  verschobenem Arbeitspunkt. Dies ist mit einem über den gesamten Spannungsbereich festzustellenden steileren Spannungsabfall zu begründen. Die Ausschaltzeit steigt bei zunehmendem Lastwiderstand bei den simulierten Kurven allerdings stärker an als bei den gemessenen. Die relative Abweichung der jeweiligen simulierten zu gemessenen Ausschaltzeit nimmt mit zunehmender Maximalspannung also ab. Bei der kleinsten Maximalspannung wird die Ausschaltzeit etwa um den Faktor sieben unterschätzt, bei der größten nur um den Faktor zwei. In Abbildung 5.18 b) ist die simulierte Ausschaltkurve bei offenen Klemmen dargestellt. Es fällt auf, dass diese eine höhere Ausschaltzeit als die gemessene Kurve aufweist. Hier setzt sich der Trend der bei den simulierten Kurven stärker mit der Maximalspannung steigenden Ausschaltzeit also fort. Die Simulation nähert sich der Messung nicht an, sondern überschätzt die Ausschaltzeit hier mit  $2,5 \text{ ms}$  deutlich.

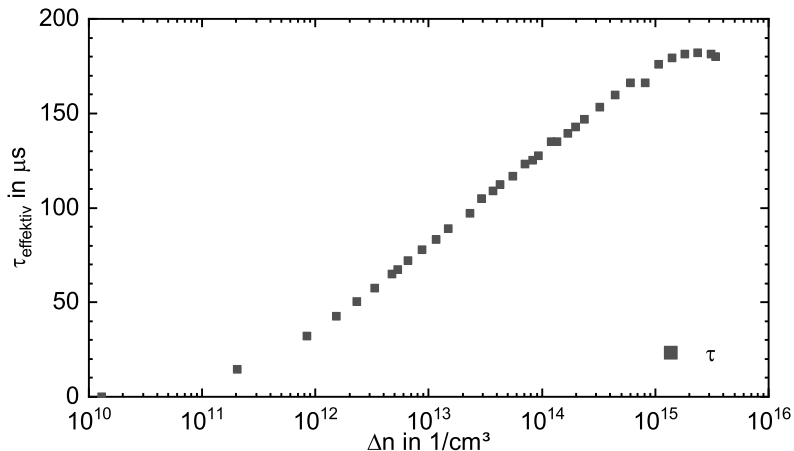
Welche Einflüsse die verschiedenen Modellparameter auf die Ausschaltkurve haben, soll im Folgenden im Detail untersucht werden. Dazu werden, analog zu Abschnitt 5.4, simulierte Kurvenscharen diskutiert, bei denen jeweils ein Parameter variiert wird, während alle anderen konstant bleiben, um sich überlagernde Einflüsse von einander unterscheiden zu können.

Abbildung 5.19 zeigt simulierte Ausschaltkurven am MPP mit variierendem Serienwiderstand  $R_S$ . Dessen Ausgangswert ( $0,15 \Omega$ ) wird hier mit einem Faktor von null bis zwei multipliziert. Dies wirkt sich merkbar auf den Kurvenverlauf und damit auf die Ausschaltzeit aus. Während der Teil der Kurve unterhalb von etwa  $500 \text{ mV}$  mit variierendem  $R_S$  fast parallel auf der Zeitachse verschoben wird, ändert sich





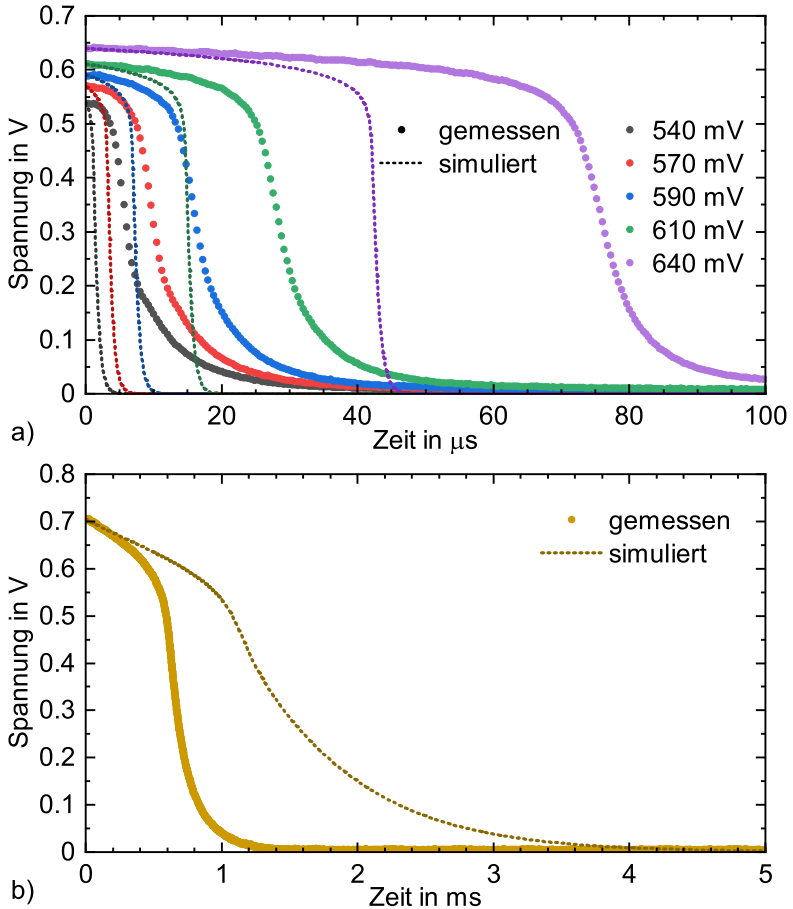
**Abbildung 5.16:** An einer POLO-IBC-Solarzelle gemessene Ausschaltkurven. Dargestellt sind die zeitlichen Verläufe der gemessenen Zellspannung nach Ausschalten der Beleuchtung von  $1000 \text{ W/m}^2$  auf null, a) bei Lastwiderständen in der Nähe des MPP (angegeben sind hier jeweils die sich einstellenden Maximalspannungen) und b) bei offenen Klemmen. Die Spannung fällt zunächst langsam und dann unterhalb von etwa 500 mV schneller ab, bis sich der Abfall unterhalb von etwa 300 mV wieder verlangsamt. Da der obere flache Teil der Kurve einen großen Einfluss auf die Ausschaltzeit hat, wirkt sich auch die Maximalspannung stark auf letztere aus. Sie variiert in der Nähe des MPP von  $17 \mu\text{s}$  bis  $87 \mu\text{s}$  und erreicht  $895 \mu\text{s}$  bei offenen Klemmen.



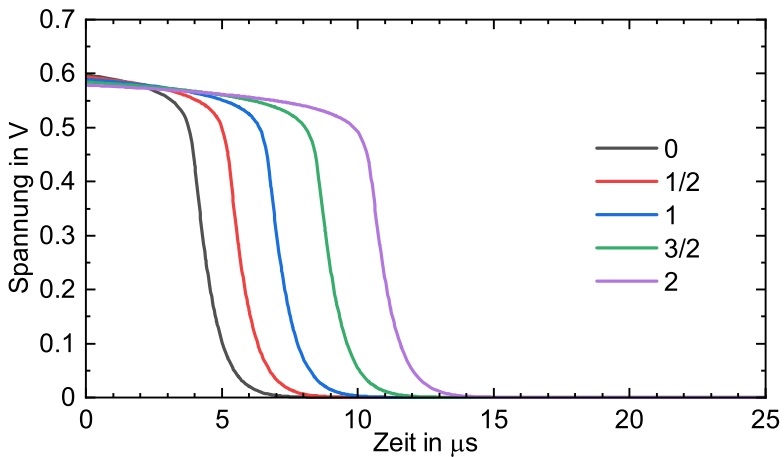
**Abbildung 5.17:** Aus  $I_{SC} - V_{OC}$ -Kurve berechnete effektive Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{effektiv}}$  in Abhängigkeit der Überschussladungsträgerdichte  $\Delta n$ .

im Bereich der höheren Spannungen zu Beginn auch die Steigung der Kurve sichtbar. Eine Verringerung von  $R_s$  führt dabei zu einem schnelleren Spannungsabfall. Dieser Effekt ist vergleichbar mit dem Einfluss des Lastwiderstandes, da dieser mit dem Serienwiderstand eine Reihenschaltung bildet. Auf Grund des Spannungsteilers, wie bereits in Abschnitt 5.4 zum Einfluss des Serienwiderstandes auf die Einschaltkurve beschrieben, erhöht sich jedoch bei kleinerem  $R_S$  die Maximalspannung. Eine höhere Maximalspannung führt zwar zu einer größeren Anzahl in der Zelle gespeicherter Überschussladungsträger, diese können jedoch durch den niedrigeren Serienwiderstand auch schneller abfließen. Hier stehen sich also zwei Mechanismen mit gegenteiligen Effekt auf die Ausschaltkurve gegenüber, wobei letzter überwiegt. Bei offenen Klemmen hat der Serienwiderstand keinen Einfluss. Der Serienwiderstand wirkt sich zwar deutlich stärker auf die Ausschaltzeit als auf die Maximalspannung aus. Um die Abweichung der simulierten zur gemessenen Ausschaltzeit zu erklären müsste der reale Serienwiderstand trotzdem unrealistisch viel höher sein als der im Modell angenommene.

Abbildung 5.20 zeigt simulierte Ausschaltkurven am MPP a) und



**Abbildung 5.18:** Simulierte Ausschaltkurven im Vergleich zu den gemessenen mit Lastwiderständen in der Nähe des MPP a) und bei offenen Klemmen b). Die simulierten Lastwiderstände sind so gewählt, dass die sich einstellenden Maximalspannungen den gemessenen entsprechen. Es ist zu sehen, dass mit Lastwiderständen die Ausschaltzeiten in der Simulation mit  $2,5 \mu\text{s}$  bis  $44 \mu\text{s}$  deutlich unterschätzt wird. Die Abweichungen nehmen jedoch mit zunehmendem Lastwiderstand ab. Bei offenen Klemmen fällt die simulierte Kurve deutlich langsamer ab als die gemessenen, wodurch die Ausschaltzeit mit  $2,5 \text{ ms}$  hier überschätzt wird.

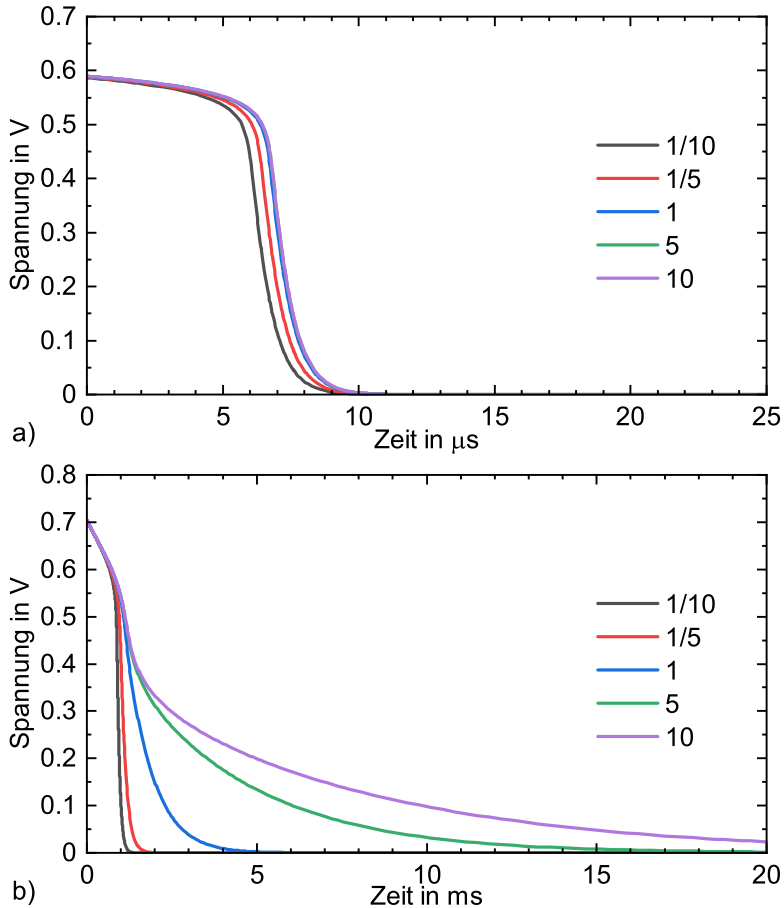


**Abbildung 5.19:** Simulierte Ausschaltkurven mit variierendem Serienwiderstand  $R_S$  am MPP. In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells ( $0,15 \Omega$ ) multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass höhere Serienwiderstände zu einer geringeren Maximalspannung führen. Trotzdem steigt mit höherem  $R_S$  die Ausschaltzeit, da die Kurve im Anfangsbereich abflacht.

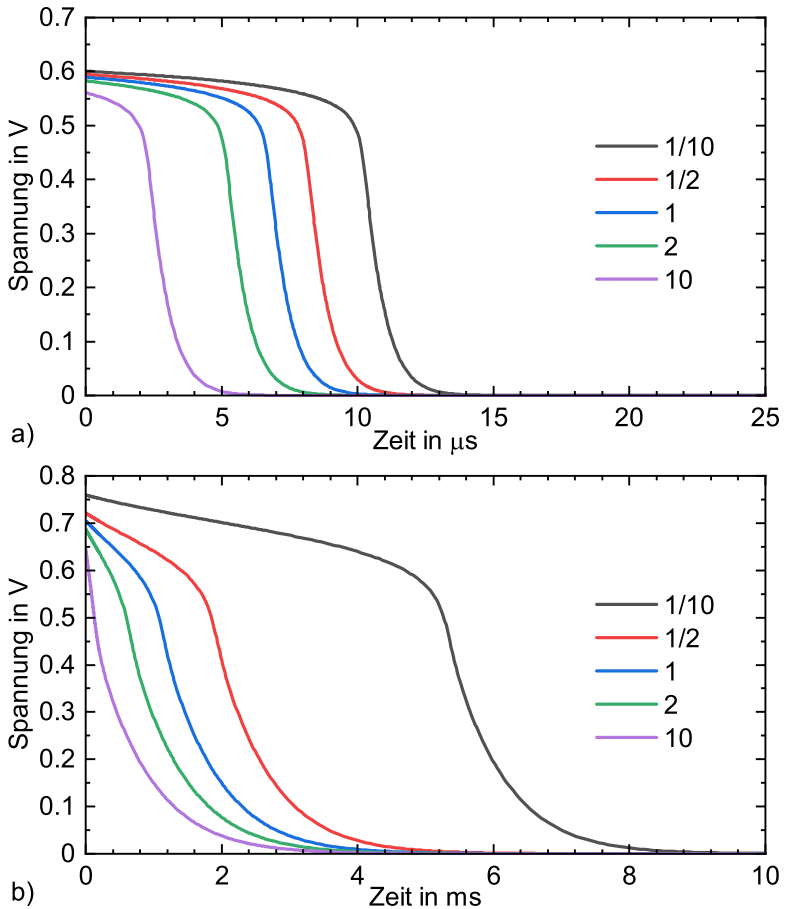
bei offenen Klemmen b) in Abhängigkeit des Shuntwiderstandes  $R_{Sh}$ . Dieser wird von einem Zehntel bis zum Zehnfachen des Ausgangswertes ( $4,55 \Omega$ ) variiert. Der Einfluss von  $R_{Sh}$  auf die Ausschaltkurve ist am MPP vergleichsweise klein. Vor allem höhere Shuntwiderstände ändern die Ausschaltzeit sowie die Maximalspannung nur marginal, da der Lastwiderstand um Größenordnungen kleiner ist. Die Form der Kurve ändert sich mit dem Shuntwiderstand nicht. Bei offenen Klemmen zeigt sich ein deutlich anderes Verhalten und ein erheblich größerer Einfluss auf die Ausschaltzeiten. Hier hat der Shuntwiderstand keinen signifikanten Einfluss auf die Maximalspannung, da diese hier so hoch ist, dass der Rekombinationsstrom den Strom durch den Shuntwiderstand weit überwiegt, siehe dazu auch Abbildung 5.5. Entsprechend ist auch der Einfluss auf die Steigung der Kurve bei höheren Spannung sehr klein, nimmt aber mit abnehmender Spannung stark zu, da der Rekombinationsstrom exponentiell mit der Spannung abnimmt, der durch den Shuntwiderstand hingegen nur linear. Eine Verringerung von  $R_{Sh}$  führt hier zu einer deutlich verkürzten Ausschaltzeit. Ein in der Realität kleinerer Shuntwiderstand könnte also den, im unteren Teil weniger flachen, Verlauf der gemessenen Kurve bei offenen Klemmen erklären, nicht jedoch den flacheren Verlauf der am MPP gemessenen Kurve.

In Abbildung 5.21 sind simulierte Ausschaltkurven am MPP a) und bei offenen Klemmen b) in Abhängigkeit des Sperrsättigungsstroms  $I_{01}$  dargestellt. Dessen Ausgangswert (244 fA) wird um einen Faktor ein Zehntel bis zehn variiert. Qualitativ wirkt sich dies am MPP ähnlich aus wie eine Veränderung des Lastwiderstandes. Die Auswirkung auf die Ausschaltzeit ist hier nahezu ausschließlich durch die Änderung der Maximalspannungen bedingt. Die Form der Kurve wird nicht merklich beeinflusst. Eine Variation von  $I_{01}$  bewirkt hier eine nahezu perfekte Parallelverschiebung der Ausschaltkurve auf der Zeitachse, da nur im Bereich der Maximalspannung überhaupt ein signifikanter Rekombinationsstrom fließt. Bei offenen Klemmen beeinflusst der Sperrsättigungsstrom insbesondere die Steigung der Kurve bei hohen Spannungen. Ein in der Realität größerer Sperrsättigungsstrom  $I_{01}$  könnte zwar den gegenüber der Simulation steileren Verlauf der gemessenen Ausschaltkurve bei offenen Klemmen erklären, würde jedoch auch zu einer deutlich kleinere Maximalspannung führen und scheint deshalb als Erklärung unrealistisch.

In Abbildung 5.22 sind simulierte Ausschaltkurven am MPP a) und



**Abbildung 5.20:** Simulierte Einschaltkurven mit variierendem Shuntwiderstand a) am MPP und b) bei offenen Klemmen. In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells ( $4,55 \Omega$ ) multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $R_{Sh}$  am MPP nur einen kleinen Einfluss auf die Einschaltkurve hat. Die Maximalspannung sowie die Einschaltzeit ändern sich nur geringfügig. Bei offenen Klemmen ist der Einfluss des Shuntwiderstandes hingegen erheblich. Der untere Teil der Kurve unterhalb von etwa 400 mV flacht mit größerem  $R_{Sh}$  deutlich ab, was die Ausschaltzeit deutlich beeinflusst.



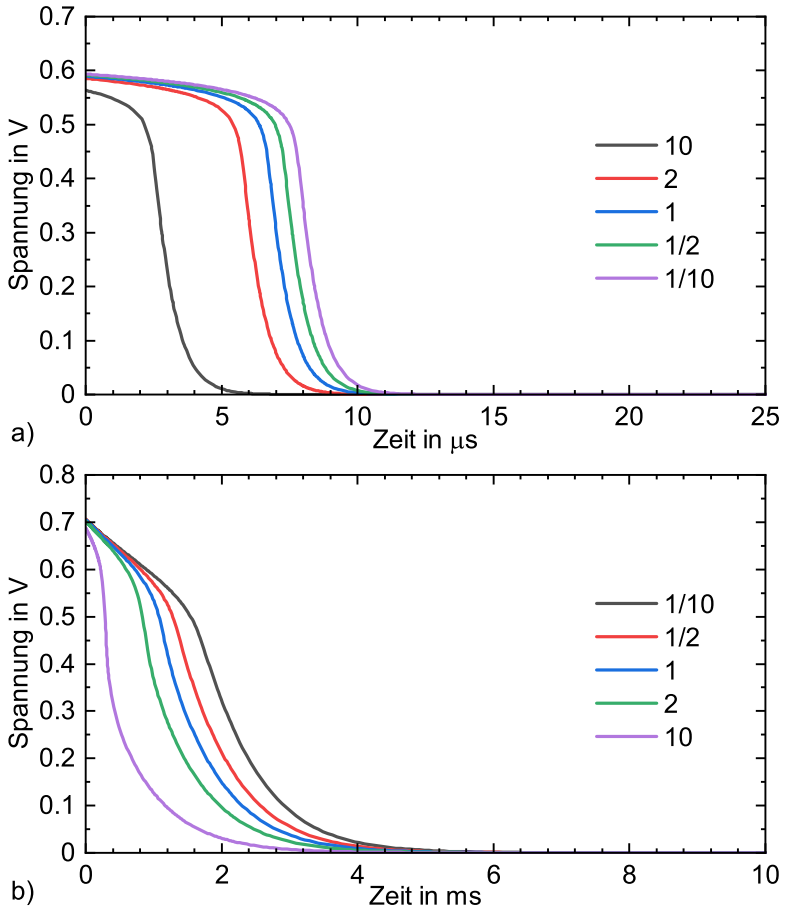
**Abbildung 5.21:** Simulierte Ausschaltkurven mit variierendem  $I_{01}$  am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells (244 fA) multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $I_{01}$  sich insbesondere auf die Maximalspannung und die Steigung bei höheren Spannung auswirkt, während sich der untere Teil der Kurve nahezu nicht verändert und nur parallel verschoben wird. Bei offenen Klemmen ist dieses Verhalten deutlich stärker ausgeprägt.

bei offenen Klemmen b) mit variierendem Sperrsättigungsstrom der zweiten Diode  $I_{02}$  dargestellt. Qualitativ zeigt sich das gleiche Verhalten wie bei Variation von  $I_{01}$ . Die Ausschaltzeit verringert sich mit zunehmendem Sperrsättigungsstrom, ebenso wie die Maximalspannung. Beides ist hier jedoch weniger stark ausgeprägt, da der Strom durch die zweite Diode nur in einem kleinen Spannungsbereich vergleichbar oder größer als der Strom durch den Shuntwiderstand und der Strom durch die erste Diode ist, siehe dazu Abbildung 5.5.

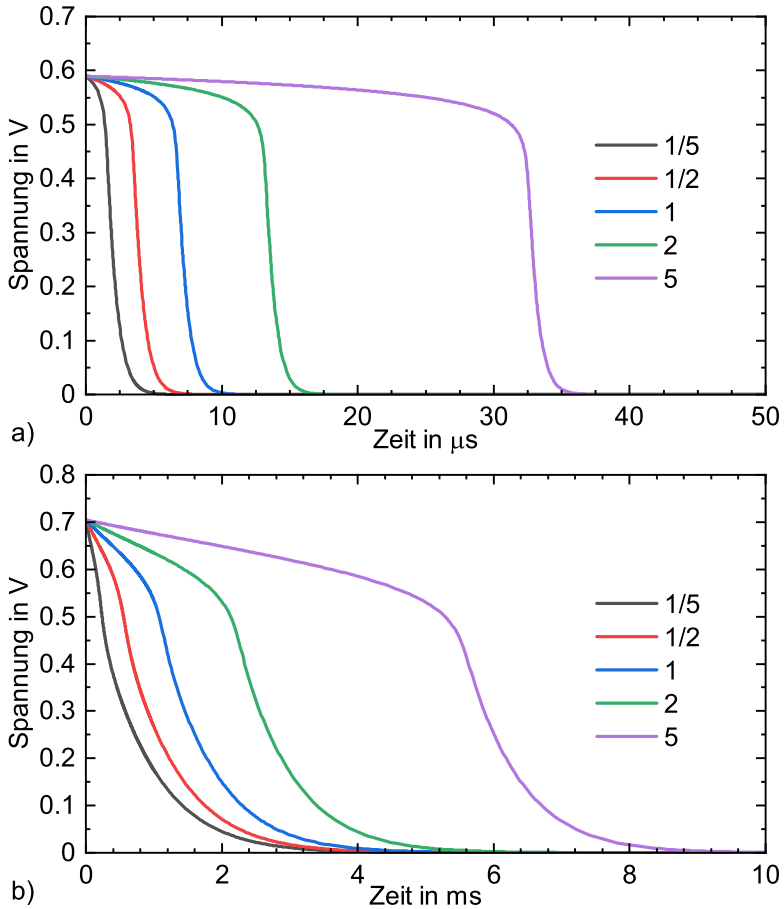
Abbildung 5.23 zeigt simulierte Ausschaltkurven am MPP a) und mit offene Klemmen b) mit variierender Diffusionskapazität  $C_{\text{diff}}$ . Hier wird im Modell der Ausdruck zur Berechnung selbiger mit einem Faktor zwischen einem Fünftel und fünf multipliziert. Insbesondere eine erhöhte Diffusionskapazität wirkt sich signifikant auf die Ausschaltzeit aus. Da  $C_{\text{diff}}$  auf die Maximalspannungen keinen Einfluss hat, wird dies nur durch eine stärkere Abflachung der Kurve oberhalb von etwa 450 mV bei höherer Diffusionskapazität bewirkt. Unterhalb von 450 mV hat diese hingegen keine Auswirkung auf die Form der Kurve, diese wird nur parallel auf der Zeitachse verschoben. Dies ist damit zu begründen, dass  $C_{\text{diff}}$  bei niedrigen Spannungen wesentlich kleiner als die Verarmungskapazität  $C_{\text{dep}}$  ist und daher letztere die Gesamtkapazität bestimmt. Bei offenen Klemmen ist jedoch der flach abfallende Teil der Kurven zu Beginn von größerer Bedeutung, da die Maximalspannung größer ist. Weiterhin ist zu beobachten, dass die Kurven zwischen der Maximalspannung und etwa 600 mV fast linear abfallen. Dies kann damit erklärt werden, dass in diesem Spannungsbereich der Zusammenhang zwischen der Spannung und der in der Zelle gespeicherten Ladung von der Diffusionskapazität dominiert wird. Daher ist die Spannung in diesem Spannungsbereich logarithmisch abhängig von der Zahl der Überschussladungsträger. Der Abbau der Ladungsträger ist hier hauptsächlich über den Rekombinationsstrom durch die erste Diode bestimmt ist, welcher exponentiell von der Spannung abhängt. Beide Spannungsabhängigkeiten gleichen sich so aus. Bei niedrigeren Spannungen kommen dann die Einflüsse der Verarmungskapazität, der zweiten Diode und des Shuntwiderstandes stärker zum tragen.

In Abbildung 5.24 sind simulierte Ausschaltkurven am MPP a) und bei offenen Klemmen b) mit variierender Verarmungskapazität dargestellt. Im Modell wird dabei der Ausdruck zur Berechnung letzterer mit einem Faktor von einem Fünftel bis fünf multipliziert. Die Verarmungskapazität hat keinerlei Einfluss auf die Maximalspannung und





**Abbildung 5.22:** Simulierte Ausschaltkurven mit variierendem  $I_{02}$  am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells (15,2 nA) multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $I_{02}$  sich insbesondere auf die Maximalspannung und die Steigung bei höheren Spannung auswirkt, während sich der untere Teil der Kurve nahezu nicht verändert und nur parallel verschoben wird. Bei offenen Klemmen ist dieses Verhalten deutlich stärker ausgeprägt. Die Auswirkungen sind jedoch insgesamt kleiner als bei  $I_{02}$ .



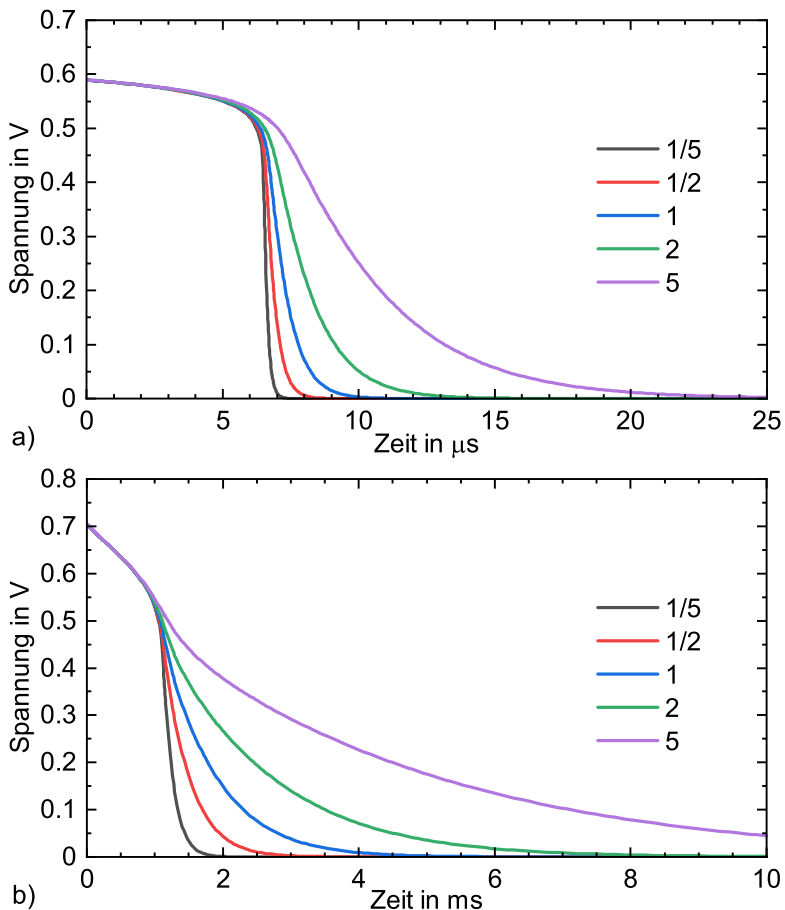
**Abbildung 5.23:** Simulierte Ausschaltkurven mit variierender Diffusionskapazität am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $C_{\text{diff}}$  vor allem die Steigung im oberen Teil der Kurve beeinflusst, während der Teil unterhalb 450 mV kaum beeinflusst wird. Bei offenen Klemmen ist der von der Diffusionsspannung beeinflusste Spannungsbereich wegen der höheren Maximalspannung größer als am MPP.

nahezu keinen auf die Steigung der Kurve zu Beginn, da hier die Diffusionskapazität dominiert. Bei sinkender Spannung wird der Einfluss von  $C_{dep}$  zunehmend größer, insbesondere bei offenen Klemmen. Der Effekt ist qualitativ vergleichbar mit dem des Shuntwiderstandes bei offenen Klemmen, wobei dieser erst bei etwas kleinerer Spannung unterhalb von etwa 400 mV, deutlich zum Tragen kommt. Die Verarmungskapazität ist damit der einzige Modellparameter, der am MPP einen signifikanten Einfluss auf die Steigung der Ausschaltkurve bei niedrigen Spannungen hat.

Da beiden Kapazitäten die einzigen Modellparameter sind, welche keinen Einfluss auf die stationäre Kennlinie haben, scheinen diese als Ursache für die Abweichungen zwischen simulierten und gemessenen Ausschaltkurven am naheliegendsten. Es wären jedoch eine um Faktor zwei höhere Diffusionskapazität bzw. eine um Faktor fünf höhere Verarmungskapazität nötig, um die gemessene Ausschaltkurve abzubilden. Dies scheint unrealistisch, da die im Modell angenommenen Kapazitäten sehr gut mit den Impedanzmessungen in Abschnitt 5.3 übereinstimmen. Weiter mögliche Ursachen werden daher in Abschnitt 5.6 diskutiert.

## 5.6 Analyse der Abweichungen von Modell und Messung

Sowohl beim Ein- als auch beim Ausschaltverhalten zeigen sich merkbare Abweichungen zwischen Simulation und Messung. Die Analyse der einzelnen Modellparameter in den beiden vorangegangenen Abschnitten zeigt, dass diese einen teils erheblichen Einfluss auf die Ein- und Ausschaltkurven haben können. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die meisten dieser Parameter auch die stationären Eigenschaften des Modells beeinflussen. Außerdem sind einigen Parameter nur unter bestimmten Bedingungen relevant. So hat beispielsweise der Serienwiderstand zwar einen deutlichen Einfluss auf die Ein- und Ausschaltzeit, jedoch nur bei hinreichend kleinem Lastwiderstand und nicht bei offenen Klemmen. Die Sperrsättigungsströme  $I_{01}$  und  $I_{02}$  hingegen sind vor allem bei offenen Klemmen von Bedeutung, verändern aber auch die Maximalspannung und dem entsprechend auch die stationäre Kennlinie signifikant. Der Shuntwiderstand wiederum kann zwar vor allem bei offenen Klemmen die Ausschaltkurve stark beeinflussen, hat jedoch

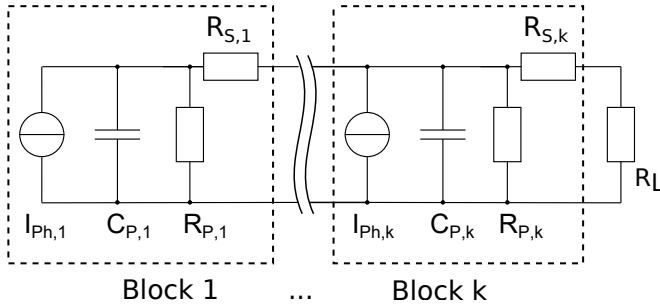


**Abbildung 5.24:** Simulierte Ausschaltkurven mit variierender Verarmungskapazität am MPP a) und bei offenen Klemmen b). In der Legende ist jeweils der Faktor angegeben, mit dem der Ausgangswert des Modells multipliziert wird. Es ist zu sehen, dass  $C_{dep}$  vor allem die Steigung im unteren Teil der Kurve beeinflusst, während der obere Teil nicht beeinflusst wird, ebenso wie die Maximalspannung.

keine Auswirkungen auf die Einschaltkurve. Die einzigen Parameter die sowohl Ein- als auch Ausschaltverhalten direkt beeinflussen können, aber keine Auswirkungen auf die stationären Eigenschaften haben, sind die Diffusions- und die Verarmungskapazität. Um beispielsweise die in der Simulation gegenüber der Messung kürzere Ausschaltzeit am MPP zu erklären, müsste die Diffusionskapazität etwa doppelt und die Verarmungskapazität etwa fünfmal größer sein als angenommen. Allerdings stimmen die im Modell angenommene Kapazitäten, wie in Abschnitt 5.3 gezeigt, sehr gut mit der gemessen überein. Daher scheint eine solche Abweichung von den angenommenen Werten unplausibel. Außerdem würde eine erhöhte Kapazität auch zu einer erhöhten Ausschaltzeit bei offenen Klemmen führen, wo diese vom Modell dann noch stärker überschätzt würde. Da also die Diskrepanzen zwischen Modell und Messung nicht plausibel über abweichende Modellparameter erklärt werden kann, werden im Folgende weitere mögliche Ursachen diskutiert.

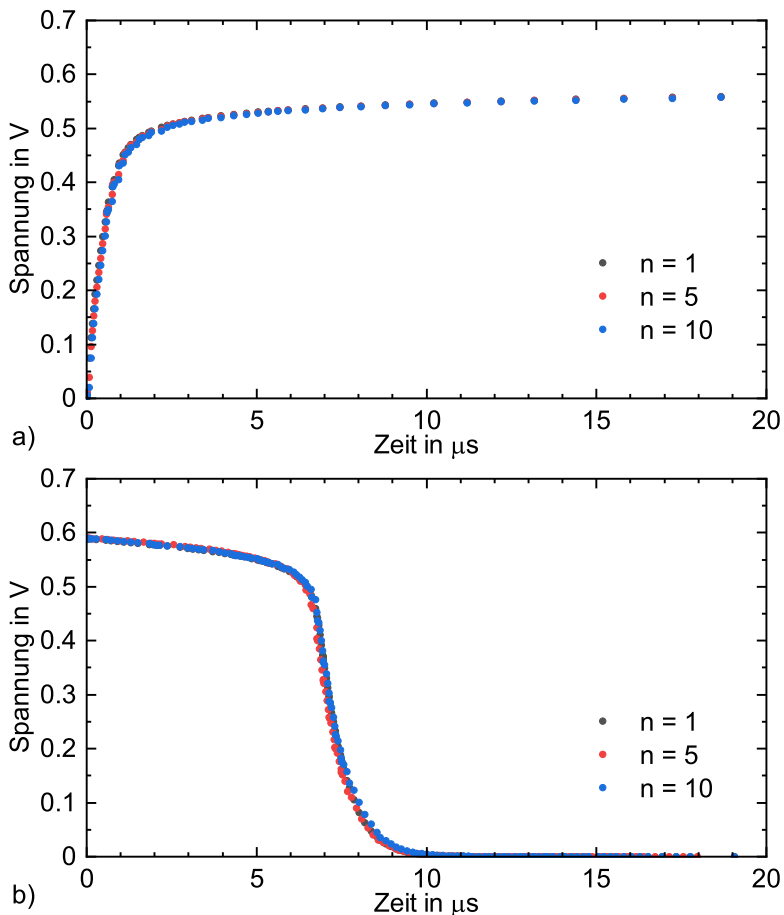
### 5.6.1 Einfluss lateraler Serienwiderstände

Das zu Beginn dieses Kapitels vorgestellt SPICE-Modell stellt die Solarzelle nur eindimensional dar. Das heißt, dass eine über die gesamte Fläche der Solarzelle homogene Stromdichte angenommen wird. Bei den untersuchten POLO-IBC-Solarzellen sind die elektrischen Kontakte jedoch in einer ineinandergreifenden Fingerstruktur ausgeführt. Daher fließen Ladungsträger nicht nur vertikal sondern auch lateral innerhalb der Zelle. Abhängig vom Ort an dem ein Ladungsträger generiert wird, kann der Weg zu einem Kontakt daher unterschiedlich lang sein. Durch die endliche Leitfähigkeit des Zellmaterials ergibt sich daher ein ortsabhängiger Serienwiderstand. Dieser kann vor allem auf die Ausschaltkurve einen signifikanten Einfluss haben, wie in Abschnitt 5.5 gezeigt. Daher wird im Folgenden ein alternatives Modell untersucht, welches diesem Umstand Rechnung trägt. Das Modell verwendet die gleichen Elemente wie das Ausgangsmodell, jedoch werden die Komponenten in Blöcke aufgeteilt, welche gewissermaßen einzelne Abschnitte der Solarzelle zwischen den Kontaktfingern repräsentieren. Diese Blöcke sind wiederum hintereinander geschaltet, sodass sich ein verteiltes Netzwerk wie in Abbildung 5.25 ergibt. Das gleiche Konzept wurde bereits in [153] zur Modellierung der stationären sowie der Kleinsignalcharakteristik von Solarzellen in SPICE beschrieben. Das Ausgangsmodell



**Abbildung 5.25:** Ersatzschaltbild des erweiterten Solarzellenmodells mit  $k$  Blöcken. In der Abbildung sind hier die Diffusionskapazität  $C_{diff}$  und die Verarmungskapazität  $C_{dep}$  als Parallelkapazität  $C_P$  sowie die Dioden D1 und D2 und der Shuntwiderstand  $R_{Sh}$  als Parallelwiderstand  $R_P$  zusammengefasst. Dies dient nur der besseren Übersicht, in der Simulation sind alle Elemente einzeln vorhanden. Die Werte für  $C_{diff}$ ,  $C_{dep}$ ,  $I_{01}$  und  $I_{02}$  werden jeweils mit Faktor  $1/k$  und  $R_{Sh}$  mit Faktor  $k$  skaliert,  $R_S$  wird so skaliert, dass die stationäre Hellkennlinie mit dem Ausgangsmodell übereinstimmt.

wird hier in eine Anzahl von  $k = 5$  oder  $k = 10$  identischer Blöcke unterteilt. Die parallelen Komponenten des Modells können entsprechend mit einer Faktor  $1/k$  bzw. im Fall des Shuntwiderstandes mit Faktor  $k$  skaliert werden. Der Serienwiderstand hingegen kann nicht einfach linear skaliert werden, da nicht durch jeden der Serienwiderstände der selbe Strom fließt. Daher wird der Serienwiderstand hier so angepasst, dass die simulierte Hellkennlinie der des Ausgangsmodells ( $k = 1$ ) entspricht. In Abbildung 5.26 sind mit unterschiedlicher Anzahl von Blöcken simulierte Ein- und Ausschaltkurven dargestellt. Es ist in beiden Fällen, weder für  $k = 5$  noch für  $k = 10$  ein signifikanter Unterschied zu  $k = 1$  festzustellen. Es ist daher davon auszugehen, dass die Annahme der homogenen Stromdichteverteilung im Ausgangsmodell nicht die Ursache für die Abweichung zu den Messungen ist.



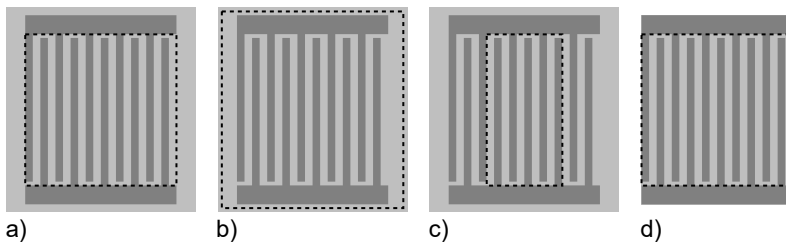
**Abbildung 5.26:** Simulierte Einschaltkurven a) und Ausschaltkurven b) mit verteiltem Netzwerk. Das Simulationsmodell ist jeweils in  $n$  identische Blöcke unterteilt. Modellparameter wurden jeweils so angepasst, das die stationären elektrische Eigenschaften denen des Ausgangsmodells entsprechen. Es ist zu sehen, dass die Auswirkungen sowohl auf die Ein- wie auch auf die Ausschaltkurve marginal sind.

## 5.6.2 Einfluss der Randbereiche

Ein weiterer Faktor, welcher im Simulationsmodell nicht berücksichtigt wird, welcher aber Einfluss auf die Messung hat, ist der Rand der Solarzelle bzw. des beleuchteten Bereichs. Im Modell wird angenommen, dass alle elektrischen Parameter, wie etwa die Rekombinationsrate und die Überschussladungsträgerdichte über die betrachtete Zellfläche von  $2 \times 2 \text{ cm}^2$  konstant sind. Dies entspricht jedoch nur dem Bereich der Zelle, der mit Kontakten versehen ist und welcher beleuchtet wird. Um diesen Bereich herum ist jedoch noch ein Rand von etwa 3 mm Breite vorhanden, welcher bei der Messung abgeschattet ist und in dem daher keine freien Ladungsträger generiert werden. Es können jedoch freie Ladungsträger aus dem beleuchteten Bereich in den Randbereich diffundieren. Dies führt einerseits zu einer verringerten Überschussladungsträgerdichte an den Rändern des beleuchteten Bereiches, andererseits zu einer Überschussladungsträgerdichte ungleich null im verschatteten Bereich darum herum, wie unter anderem in [154, 155] und speziell für POLO-IBC-Solarzelle in [77, 156] beschrieben. Da sich diese Ladungsträger außerhalb des mit Kontakten versehenen Bereiches der Solarzelle befinden, tragen sie im stationären Zustand nicht zur über die Zellspannung messbaren Überschussladungsträgerdichte bei. Unmittelbar nach dem Ein- oder Ausschalten der Beleuchtung können sie jedoch die Überschussladungsträgerdichte auch im kontaktierten Bereich beeinflussen, da sie beim Einschalten zunächst von dort weg und beim Ausschalten wieder dorthin zurück diffundieren. Im Folgenden werden verschiedene Versuche beschrieben, die dazu dienen, den Einfluss dieser inhomogenen Überschussladungsträgerverteilung auf die Ein- und Ausschaltkurve zu untersuchen. Bei diesen Versuchen wird entweder die Fläche des beleuchteten Bereichs verändert oder der nicht beleuchtete Randbereich verkleinert. Ersteres wird durch unterschiedliche Schattenmasken zwischen Beleuchtung und Solarzelle realisiert. Indem die standardmäßig verwendete Schattenmaske mit  $2 \times 2 \text{ cm}^2$ -Fenster entfernt wird, vergrößert sich der beleuchtete Bereich über die mit Kontakten versehene Fläche der Zelle hinaus, was zu einer erhöhten Anzahl freier Ladungsträger im Randbereich führt, da diese dann auch dort generiert werden und nicht nur durch Diffusion dorthin gelangen. Durch Ersetzen der  $2 \times 2 \text{ cm}^2$ -Maske durch eine Maske mit einem  $2 \times 1 \text{ cm}^2$  großen Fenster wird die beleuchtete Fläche auf die Hälfte verkleinert, wobei durch die rechteckige statt quadratische Form der relative Einfluss der Randberei-



che erhöht wird. Die Änderung der beleuchteten Fläche gehen mit einer Änderung des Photostroms einher. Die Messungen sind bei gleicher Beleuchtungsintensität deswegen nicht direkt vergleichbar, da sich bei gleichem Lastwiderstand eine unterschiedliche Spannung einstellt, welche wie in Abschnitt 5.4 und Abschnitt 5.5 gezeigt, erheblichen Einfluss auf die Ein- und Ausschaltkurven hat. Eine Anpassung der Spannung über eine Änderung des Lastwiderstands löst dieses Problem nicht, da dieser ebenfalls die Ein- und Ausschaltkurven beeinflusst. Daher wird hier mit einem festen Lastwiderstand von  $4,7 \Omega$  gemessen und die Spannung im stationären Zustand durch eine Änderung der Beleuchtungsintensität so angepasst, dass sie der Spannung bei Verwendung der Standard-schattenmaske entspricht. Bei einem weiteren Versuch wird der nicht beleuchtete Randbereich der Zelle verkleinert, indem dieser unmittelbar neben den Metallkontakten mit Hilfe einer Wafersäge abgetrennt wird. Da dies irreversibel ist, wurde dies nach Durchführung der zuvor beschriebenen Versuche umgesetzt. In Abbildung 5.27 sind schematisch die verschiedenen Versuchsanordnungen gezeigt. In Abbildung 5.28 sind die unter den oben beschriebenen Bedingungen gemessenen sowie die simulierten Ein- und Ausschaltkurven gezeigt. In Abbildung 5.28 a) ist zu erkennen, dass hier nur die Schattenmaske mit verkleinertem Fenster einen signifikanten Einfluss auf die Einschaltkurve hat. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hier zur Anpassung der Maximalspannung die Beleuchtungsintensität stark erhöht werden muss, was zu einem schnelleren Anstieg der Überschussladungsträgerdichte führt. Der relativ zur beleuchteten Fläche größere Randbereich kompensiert dies scheinbar nicht. Bei den anderen Messungen sind die Abweichung marginal. Die Ausschaltkurven in Abbildung 5.28 b) hingegen zeigen deutliche Unterschiede. Bei der Messung ohne Schattenmaske verlängert sich die Ausschaltzeit auf  $52 \mu s$  gegenüber  $38 \mu s$  bei der Standardschattenmaske. Die in den Bereichen außerhalb der Metallkontakte generierten Überschussladungsträger tragen demnach auch zum verzögerten Spannungsabfall nach Ausschalten der Beleuchtung bei. Dies zeigt sich auch bei der Messung mit  $2 \times 1 \text{ cm}^2$ -Schattenmaske, da hier durch den im Vergleich zur  $2 \times 2 \text{ cm}^2$ -Maske relativ zur Fläche größeren Randbereich die Ausschaltzeit auf  $40 \mu s$  ansteigt. Bei der Messung mit gesägtem Rand hingegen nimmt die Ausschaltzeit auf  $29 \mu s$  ab, da hier weniger Überschussladungen außerhalb des kontaktierten Bereiches gespeichert werden. Dies ist zwar immer noch deutlich länger als die simulierte Ausschaltzeit von  $10 \mu s$ , hier ist jedoch zu beachten, dass nicht der gesamte

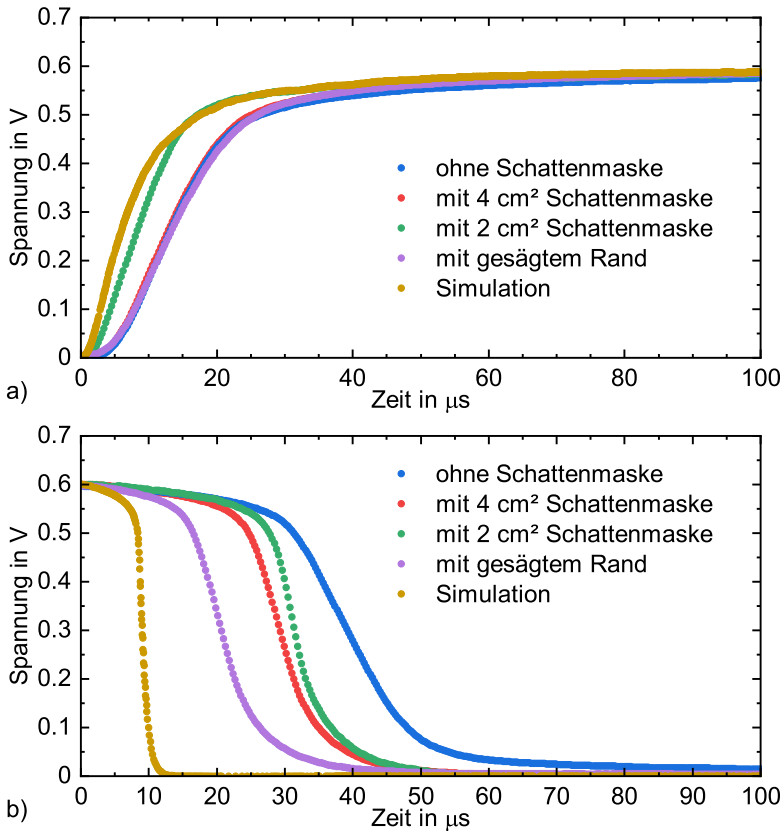


**Abbildung 5.27:** Schemazeichnungen zu den Abschattungsversuchen. Gezeigt ist jeweils die gesamte Fläche der Solarzelle in hellgrau, sowie Kontaktfinger in dunkelgrau, der beleuchtete Bereich befindet sich jeweils innerhalb des gestrichelten Rechtecks. Es ist anzumerken, dass sich die Kontaktfinger an der Rückseite der Zelle befinden, die Beleuchtung aber von der Vorderseite erfolgt. a) Standardschattenmaske b) ohne Schattemaske c) Maske mit schmalere Fenster und d) Standardschattenmaske mit verkleinerter Solarzelle.

nicht beleuchtete Bereich der Zelle entfernt wurde, da sich die Metallkontakte an zwei Seiten über diesen hinaus erstrecken (siehe Abbildung 5.27 d)). An diesen Seiten können also immer noch Ladungsträger aus dem beleuchteten Bereich herausdiffundieren. Es ist daher davon auszugehen, dass der Effekt noch größer wäre, wenn der Rand um die gesamte beleuchtete Fläche entfernt würde. Die Tatsache, dass sich trotz der Randbereiche keine höhere Kapazität in den Impedanzmessungen (siehe Abschnitt 5.3) feststellen lässt, könnte auf die längeren Wege für die Ladungsträger von den Randbereichen zu den Kontakten zu begründen sein. Da die Messung bei vergleichsweise hohen Frequenzen (50 Hz bis 50 kHz) erfolgen, können Ladungsträger dort möglicherweise nicht schnell genug zu den Rändern bzw. von dort zu den Kontakten diffundieren. Dies wäre vergleichbar mit einer Hochfrequenz-C-V-Messung an einem MOS-Kondensator. Weiterhin ist zu beachten, dass es sich bei den hier untersuchten Solarzellen mit  $4 \text{ cm}^2$  aktiver Zellfläche um Zellen im Labormaßstab handelt, während kommerziell vertriebene Solarzellen zum einen eine erheblich größere Fläche und keine ungenutzten Randbereiche aufweisen [157–159]. Bei diesen ist daher kein so deutlicher Einfluss der Ränder zu erwarten.

## 5.7 Zusammenfassung Kapitel 5

Die Untersuchungen der Kleinsignalimpedanz sowie der Sprungantwort bei Ein- und Ausschalten der Beleuchtung zeigen, dass das zu Beginn dieses Kapitels vorgestellte SPICE-Modell die transienten elektrischen Eigenschaften von POLO-IBC-Solarzellen zumindest qualitativ abbilden kann. Die simulierte Kapazitäts-Spannungs-Charakteristik stimmt auch quantitativ gut mit der gemessenen überein. Die simulierte Sprungantwort hingegen weicht quantitativ teils deutlich von der gemessenen ab. Bei den Einschaltzeiten ist dies zu einem großen Teil auf die nicht ideale Änderung der Beleuchtungsintensität zurückzuführen. Bei Simulation mit dem gemessenen zeitlichen Verlauf der Beleuchtungsintensität sind die Abweichungen hier deutlich kleiner. Bei den Ausschaltzeiten sind die relativen Abweichungen von Simulation und Messung größer, was aber zumindest teilweise, wie in Abschnitt 5.6.2 untersucht, durch Effekte an den Rändern der Solarzelle erklärt werden kann. Da dies bei größeren Solarzellen weniger relevant ist, da das Rand-zu-Flächen-Verhältnis kleiner ist und es typischerweise keine unbeleuchteten Rand-



**Abbildung 5.28:** Gemessene Einschaltkurven a) und Ausschaltkurven b) einer POLO-IBC-Solarzelle in unterschiedlichen Versuchskonfigurationen, wie in Abbildung 5.27 dargestellt, und die simulierten Kurven entsprechend der Standardkonfiguration. Während die Einschaltkurve nur bei einer der Konfigurationen merklich von der Standardkonfiguration abweicht und dann deutlich näher an der simulierten Kurve liegt, haben die verschiedenen Versuchskonfigurationen einen deutlicheren Einfluss auf die Ausschaltkurven. Die Beleuchtung der Randgebiete (ohne Schattemaske) führt zu einer deutlich längeren und die Beleuchtung durch ein kleineres Fenster (mit 2 cm<sup>2</sup> Schattemaske) zu einer leicht längeren Ausschaltzeit. Das Entfernen von Teilen der Randgebiete (mit gesägtem Rand) führt hingegen zu einer deutlich verkürzten Ausschaltzeit, welche dann näher an der simulierten liegt.

bereiche gibt, kann angenommen werden, dass das Modell hier weniger stark von der Realität abweicht. Weiterhin liegen sowohl die gemessen als auch die simulierten Ein- und Ausschaltzeiten in der Nähe des MPP im Bereich von einigen zehn Mikrosekunden. Das bedeutet, dass die Zellspannung Änderungen der Beleuchtungsintensität, mit Frequenzen welche in der Realität zu erwarten sind (siehe Abschnitt 4.3), problemlos folgen kann. Eine signifikante Beeinflussung des zeitlichen Verlaufs der Ausgangsleistung einer Solarzelle durch deren kapazitive Eigenschaften ist in der Praxis beim fahrzeugintegrierten Einsatz daher nicht zu erwarten.

# 6 Modulsimulationen

In diesem Kapitel werden Untersuchungen des Einflusses der verschiedenen Umgebungsbedingungen auf die Effizienz von fahrzeugintegrierten Solarmodulen während der Fahrt beschrieben. Es wird dazu ein SPICE-Modell eines Solarmoduls genutzt, welches aus dem in Kapitel 5 beschriebenen Modells abgeleitet wird. Es werden dessen elektrische Ausgangsgrößen unter variabler Beleuchtung simuliert. Die Eingabewerte zur Modulation der Beleuchtung werden aus den in Kapitel 4 diskutierten, während der Messfahrten real gemessenen Einstrahlungswerten generiert. Dies ermöglicht die Analyse der Effizienz, welche ein entsprechend aufgebautes reales Solarmodul auf dem Fahrzeug während der Messfahrten erreicht hätte, sowie des Einflusses der transienten (Teil-)Verschattung auf diese.

## 6.1 Modell für Module

Das in Kapitel 5 vorgestellte SPICE-Modell für eine POLO-IBC-Solarzelle mit  $2 \times 2 \text{ cm}^2$  Fläche wird für die Modulsimulationen auf eine Größe von  $15,675 \times 15,675 \text{ cm}^2$  (Wafer vom Typ M2 [72]) skaliert. Dazu werden die in Tabelle 5.1 angegebenen flächenbezogenen Werte mit dem entsprechenden Faktor multipliziert. Mehrere dieser Zellen werden dann in Reihe zu einem Modul verschaltet. Im Folgenden wird ein Modulmodell mit 35 Zellen verwendet, wie es auf dem Dach des im Rahmen des Streetprojektes [30] aufgebauten Demonstratorfahrzeugs [55] verbaut ist. Der geometrische Aufbau des Moduls ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Die Zellen sind in einem Raster mit fünf Reihen und jeweils sieben Zellen pro Reihe angeordnet und mäanderförmig in Reihe geschaltet, dabei werden für die Verbindungen zwischen den Zellen zusätzliche Widerstände eingefügt, deren Wert nach [160] berechnet wird. Für die Verbindungen benachbarter Zellen innerhalb einer Reihe werden sieben Lötbandchen mit 2 mm Länge und einem Widerstand von  $0,56 \text{ m}\Omega/\text{cm}$ , bzw. einem Gesamtwiderstand von  $0,016 \text{ m}\Omega$  pro Zel-

**Tabelle 6.1:** Simulierte elektrische Kenndaten der skalierten Zelle und des Moduls. Die Effizienz des Moduls (\*) ist nur auf die aktive Zellfläche bezogen.

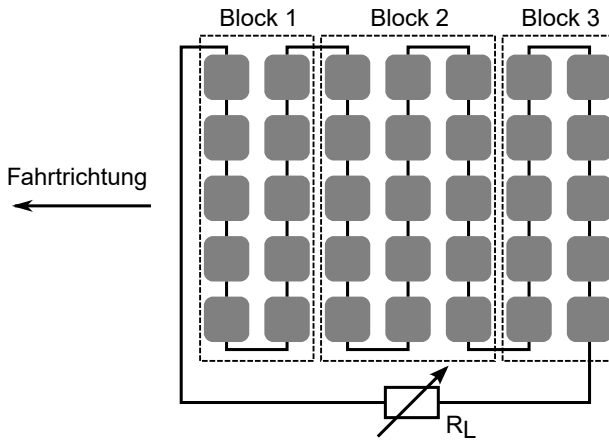
	Zelle (M2)	Modul $5 \times 7$
Effizienz $\eta$	22,2%	22,18%*
Kurzschlussstrom $I_{SC}$	9,652 A	9,652 A
Leerlaufspannung $V_{OC}$	702 mV	24,56 V
Strom am MPP $I_{MPP}$	9,185 A	9,168 A
Spannung am MPP $V_{OC}$	590 mV	20,81 V

le angenommen, für die Verbindung zwischen zwei Reihen wird jeweils ein Verbinderbändchen mit einem Widerstand  $0,439 \text{ m}\Omega$  angenommen. Es sind keine Bypassdioden oder ähnliches implementiert. Die simulierten elektrischen Kenndaten der skalierten Zelle und des Moduls sind in Tabelle 6.1 aufgeführt. Die zusätzlichen Widerstände verringern die Effizienz minimal. Zu beachten ist, dass die Werte für das Modul nur auf die aktive Zellfläche bezogen sind, Flächen zwischen den Zellen sowie an den Rändern des Moduls sind nicht berücksichtigt. Weiterhin wird eventuelle parasitäre Absorption im Verkapselungsmaterial vernachlässigt. Ebenso wird eine konstante Temperatur von  $25^\circ\text{C}$  angenommen. In Abbildung 6.2 sind die Einschaltkurven a) und die Ausschaltkurven b) für die skalierte Zelle sowie das Modul dargestellt. Die im Modul enthaltenen zusätzlichen Widerstände beeinflussen die Einschaltkurve nicht. Die Ausschaltkurve wird minimal beeinflusst, die Ausschaltzeit steigt um etwa  $0,2 \mu\text{s}$ .

Zur Abbildung der transienten Sonneneinstrahlung auf das Modul werden die im Modell enthaltenen Stromquellen (eine pro Zelle) mit einem zur Sonneneinstrahlung proportionalen Wert moduliert. Dieser berechnet sich nach folgender Gleichung:

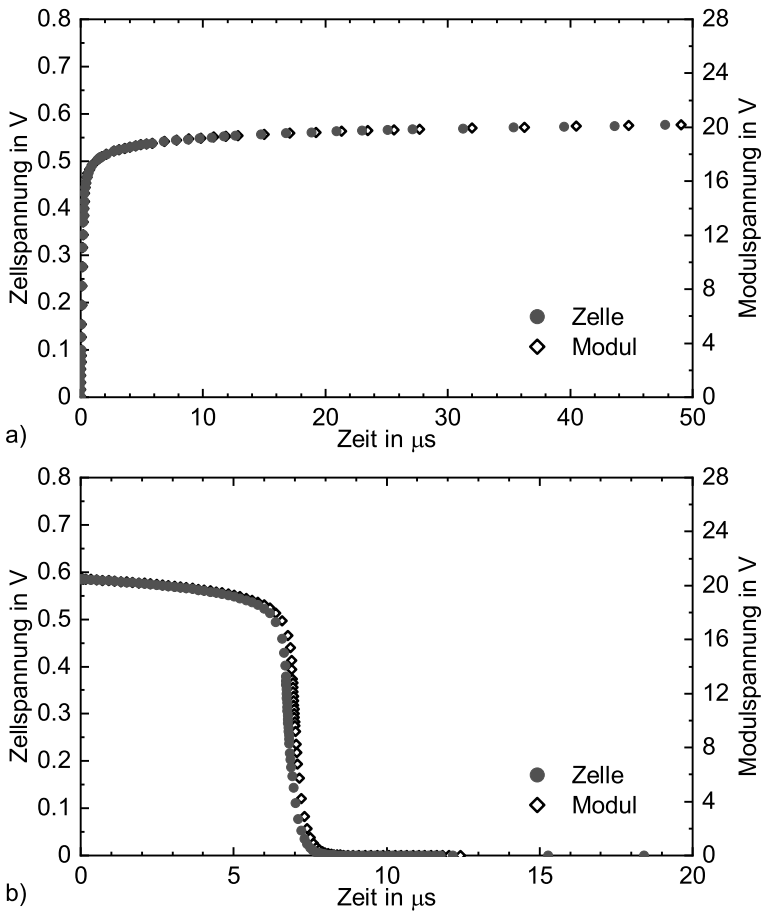
$$I_{Ph} = \frac{I_{SC} \cdot E_e}{1000 \text{ W/m}^2}.$$

Dabei bezeichnet  $I_{Ph}$  den momentanen Photostrom, also hier den Wert der Stromquelle,  $I_{SC}$  den Kurzschlussstrom der Zelle unter STC, also bei  $1000 \text{ W/m}^2$  Einstrahlung, hier  $9,65 \text{ A}$  (Wert aus Tabelle 5.1 skaliert auf größere Fläche) und  $E_e$  die momentane Einstrahlungsintensität.



**Abbildung 6.1:** Schemazeichnungen des verwendeten Simulationsmodells für ein Solarmodul. Die 35 einzelnen Zellen sind mäanderförmig in Reihe geschaltet. Die Beleuchtung der Zellen wird anhand gemessener Einstrahlungssignale moduliert, im Falle der Simulation von Teilverschattung mit drei verschiedenen Signalen, jeweils für einen Block. Der Lastwiderstand  $R_L$  wird anhand des Einstrahlungssignals so eingestellt, dass der Arbeitspunkt des Moduls dem MPP entspricht.





**Abbildung 6.2:** Simulierte Einschaltkurven a) und Ausschaltkurven b) der skalierten Zelle und des Moduls. Die Einschaltzeit ändert sich im Modul nicht. Die Ausschaltzeit steigt minimal um etwa  $0,2 \mu\text{s}$ .

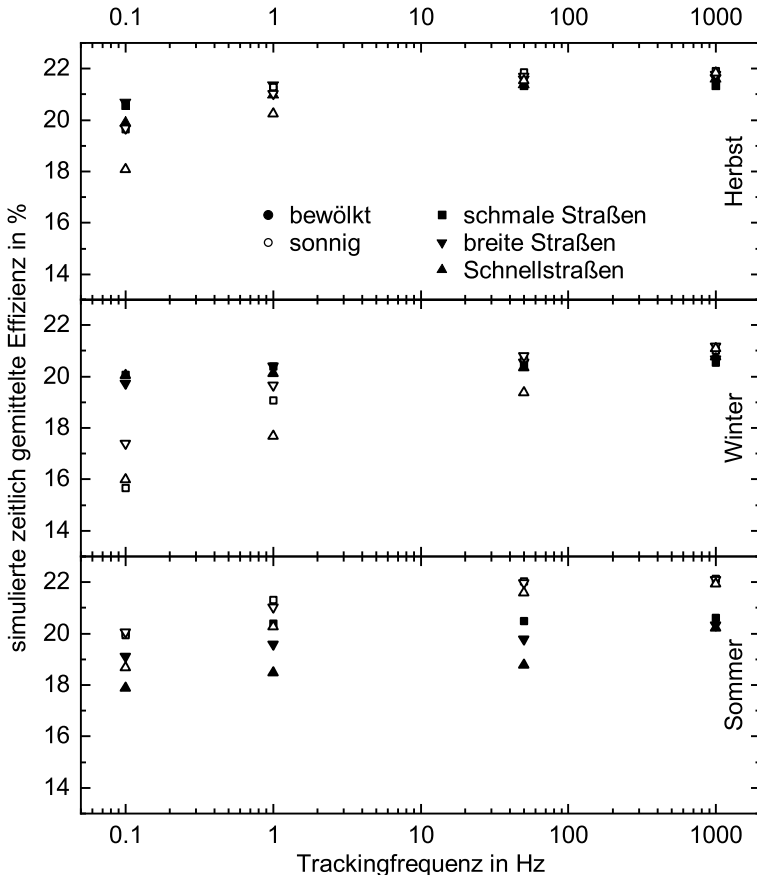
tät aus den Messfahrten. Zur Untersuchung des Einflusses von Teilverschattung, können die verschiedenen Stromquellen mit verschiedenen Einstrahlungssignalen moduliert werden. Dazu wird das Modul in drei Blöcke unterteilt (siehe Abbildung 6.1) der erste Block wird dann mit dem gemessenen Signal des vorderen Pyranometers moduliert, der zweite Block mit dem des mittleren und der dritte Block mit dem des hinteren. Zur Abbildung der am Modul angeschlossenen Last wird hier ein variabler Widerstand verwendet. Dieser wird anhand des Einstrahlungssignals zu jedem Zeitpunkt so eingestellt, dass dessen Wert dem Wert am MPP des Moduls  $R_{MPP} = V_{MPP}/I_{MPP}$  entspricht. Dies stellt einen idealisierten Maximum Power Point Tracker dar, welcher den MPP durch Regeln des Eingangswiderstandes einstellt. Im Fall der Teilverschattungssimulationen wird das Einstrahlungssignal des mittleren Pyranometers verwendet. Da in der Realität der MPP nur mit endlicher Geschwindigkeit nachgeregelt werden kann, wird dies hier ebenfalls simuliert. Dazu wird der Lastwiderstand nicht mit der vollen Samplerate des gemessenen Signals von 1 kS/s moduliert, sondern mit einer niedrigeren Trackingfrequenz von hier 50 Hz, 1 Hz und 0,1 Hz. Das heißt der Wert des Widerstandes wird nur in zeitlichen Abständen von 20 ms, 1 s und 10 s neu aus dem Einstrahlungssignal berechnet und in der Zeit dazwischen konstant gehalten.

## 6.2 Effizienz bei homogener Beleuchtung

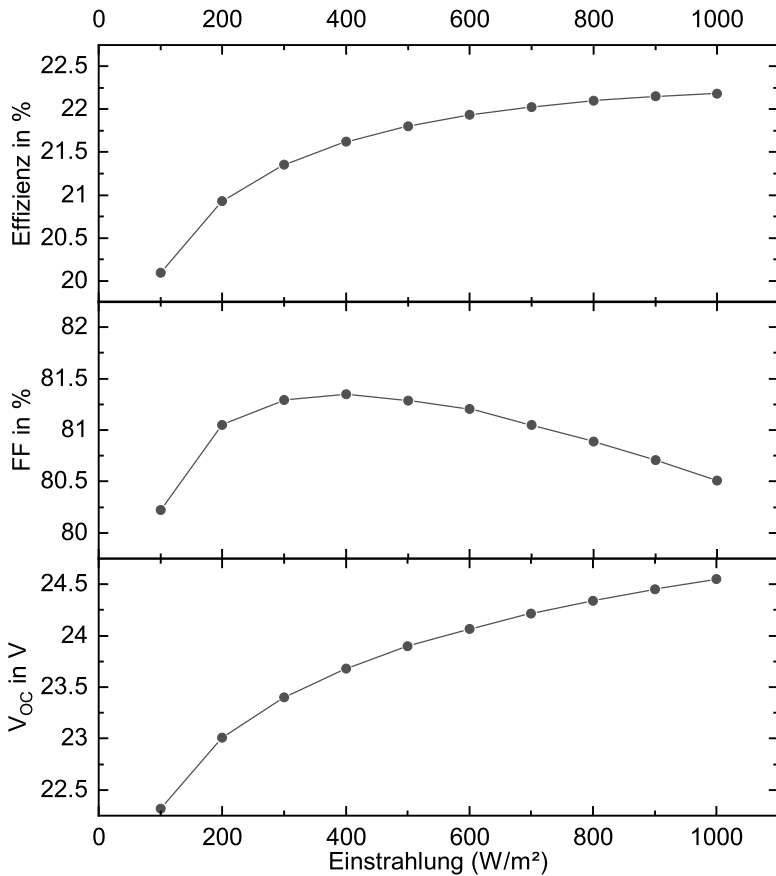
Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modulsimulationen diskutiert, welche mit Einstrahlungsdaten aus den Messfahrten in Messkonfiguration A durchgeführt wurden. Da hier nur ein Sensor pro Richtung eingesetzt wird, kann keine Teilverschattung simuliert werden. Alle Stromquellen im Modulmodell werden daher mit demselben Einstrahlungssignal moduliert. Aus der mittleren simulierten elektrischen Ausgangsleistung des Moduls und der mittleren Eingangsleistung, also der Einstrahlungsintensität multipliziert mit der gesamten aktiven Zellfläche, wird dann die mittlere Effizienz für jeden Teilabschnitt der Messfahrten berechnet. Die beiden Fahrzeugseiten und das Dach werden separat mit dem jeweiligen Sensorsignal simuliert, von den Ergebnissen der beiden Seiten wird dann für die folgende Auswertung das arithmetische Mittel gebildet. Im Folgenden angegebene Prozentwerte bezüglich Effizienzunterschieden sind immer als absolute Werte zu verstehen. In Abbil-

dung 6.3 ist die simulierte Effizienz für ein Modul auf dem Fahrzeugdach in Abhängigkeit der Trackingfrequenz dargestellt. Die Trackingfrequenz von 1000 Hz entspricht dabei idealem MPP-Tracking, da sie der Samplefrequenz der Einstrahlungssignale entspricht. Allgemeinen ist eine mit der Trackingfrequenz abnehmende Effizienz zu beobachten, da bei Änderungen der Einstrahlung zwischen zwei Anpassungen des Lastwiderstandes das Modul dann für diesen Zeitraum nicht mehr am MPP betrieben wird und daher nicht die maximal mögliche Leistung konvertiert wird. Die durchschnittlich Effizienz bei idealem MPP-Tracking liegt bei 21,3%, was etwa 0,9% niedriger als der Wert unter Standard-Test-Bedingungen für einzelne Zellen ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die maximale Effizienz auch von der Einstrahlungsintensität abhängig ist und diese hier fast immer unterhalb der Standard-Test-Bedingungen liegt. In Abbildung 6.4 sind die simulierte Effizienz sowie der Füllfaktor und  $V_{OC}$  über der Einstrahlung dargestellt. Die Effizienz nimmt bei niedrigen Einstrahlungen deutlich ab, was insbesondere auf eine deutlich Abnahme von  $V_{OC}$  zurückzuführen ist, während der Füllfaktor bei 400 W/m<sup>2</sup> ein Maximum besitzt, aber insgesamt wenig einstrahlungsabhängig ist,  $I_{SC}$  (hier nicht dargestellt) sinkt mit der Einstrahlung linear.

Bei einer Trackingfrequenz von 50 Hz sinkt die durchschnittliche Effizienz auf 20,9%, bei 1 Hz auf 20,2% und bei 0,1 Hz auf 19,1%, was einen Effizienzverlust von bis zu 2,2% bei langsamen MPP-Tracking bedeutet. Dies entspricht einem relativen Ertragsverlust von 1,9% (50 Hz Trackingfrequenz, durchschnittlicher Hochfrequenzanteil nach Frequenzanalyse in Abschnitt 4.3 0,26%), 5,2% (1 Hz Trackingfrequenz, Hochfrequenzanteil 1,95%) und 10,3% (0,1 Hz, Trackingfrequenz, Hochfrequenzanteil 4,35%). Die Verluste durch langsames Tracking korrelieren also tendenziell mit dem in Abschnitt 4.3 berechneten Hochfrequenzanteilen des Einstrahlungssignals. Sie sind außerdem stets größer als der jeweilige Hochfrequenzanteil, dieser ist also als quantitative Größe zur Verlustabschätzung nur wenig geeignet. Dies könnte möglicherweise auf Aliasing-Effekte zurückzuführen sein. Der simulierte Lastwiderstand wird nur zu festen Zeitpunkten in festen Zeitintervallen neu berechnet und die Einstrahlungswerte zum jeweiligen Zeitpunkt der Neuberechnung müssen nicht notwendigerweise dem Durchschnittswert in dem jeweiligen Zeitintervall entsprechen, sondern können zufälligerweise auch stark davon abweichen, wenn starke Einstrahlungsänderungen innerhalb des Zeitintervalls auftreten. Daher kann der eingestellte Arbeits-



**Abbildung 6.3:** Simulierte Effizienz eines Solarmoduls auf dem Fahrzeugdach in Abhängigkeit der MPP-Trackingfrequenz für verschiedene Jahreszeiten, Wetterbedingungen und Straßentypen.



**Abbildung 6.4:** Simulierte Effizienz, Füllfaktor und Leerlaufspannung über der Einstrahlung. Bei niedriger Einstrahlung sinkt die Effizienz merklich, was insbesondere auf eine ebenfalls deutlich sinkende Spannung zurückzuführen ist, während sich der Füllfaktor nur wenig ändert und bei 400 W/m<sup>2</sup> ein Maximum hat.

punkt entsprechend von dem für das jeweilige Zeitintervall optimalen abweichen. Die Verluste sind jedoch auch stark von den Umgebungsbedingungen abhängig.

Im Herbst sind die Unterschiede zwischen den Straßentypen und Wetterbedingungen bei größeren Trackingfrequenzen relativ klein. Bei 1 Hz sinkt die Effizienz bei sonnigen Bedingungen auf Schnellstraßen jedoch etwas stärker ab, bei 0,1 werden die Unterschiede zwischen den Straßentypen und Wetterbedingungen noch etwas deutlicher, wobei bei Bewölkung geringere Verluste auftreten als bei Sonnenschein und bei Schnellstraßen jeweils höhere als bei den anderen Straßentypen, die Effizienz sinkt hier auf bis zu 18% von maximal 21,8% bei idealem MPP-Tracking. Dies Verhalten korreliert gut mit den in Abbildung 4.5 in Kapitel 4 gezeigten Frequenzen der Einstrahlungsänderungen, wo bei Schnellstraßen mehr höhere Frequenzen auftreten, insbesondere bei Sonnenschein.

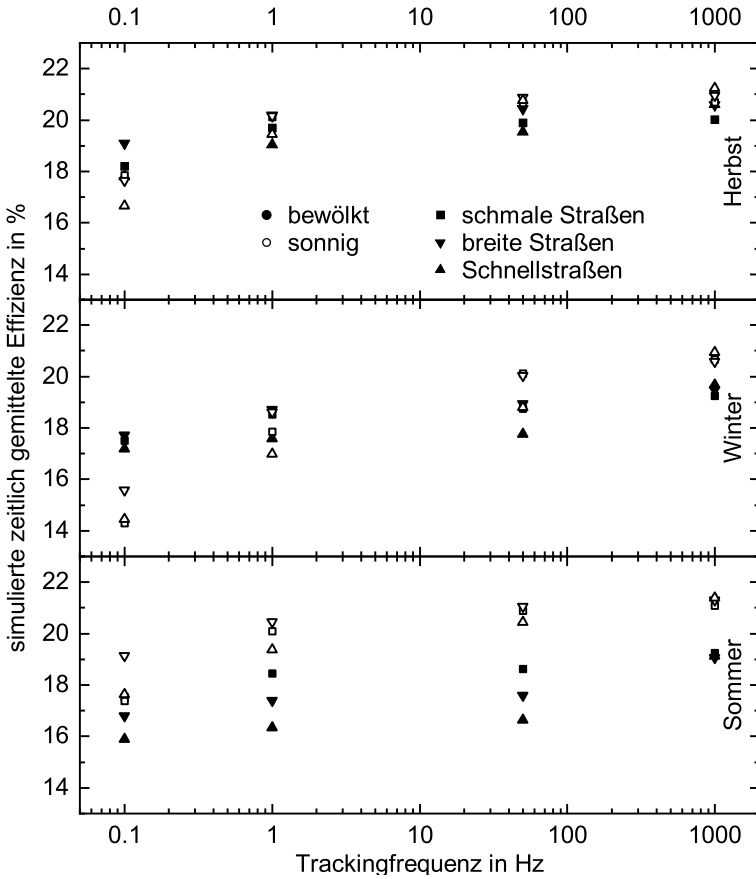
Im Winter ist bei Bewölkung fast kein Einfluss der Trackingfrequenz auf die Effizienz festzustellen, was gut mit der Frequenzanalyse in Abbildung 4.7 korreliert, wo fast keine Einstrahlungsänderungen oberhalb von 0,005 Hz festgestellt werden. Unter sonnigen Bedingungen ist jedoch schon bei 50 Hz ein Effizienzverlust auf Schnellstraßen und bei 1 Hz auch für die anderen Straßentypen zu beobachten. Bei 0,1 Hz wird dies noch etwas deutlicher, wobei hier der Verlust bei schmalen Straßen am größten ist. Die Effizienz sinkt hier von maximal 21,1% auf nur 15,7% ab. Das Verhalten korreliert auch hier gut mit der Frequenzanalyse, wo für schmale Straßen der größte Hochfrequenzanteil bei niedrigen Filterfrequenzen und für Schnellstraßen bei höheren Filterfrequenzen festgestellt werden.

Im Sommer werden für Bewölkung auffällig niedrige Effizienzen im Vergleich zu sonnigen Bedingungen, auch bei idealem Tracking, simuliert. Dies ist damit zu begründen, dass hier die Unterschiede in der durchschnittlichen Einstrahlung zwischen sonnigen und wolkigen Bedingungen sehr groß sind, siehe Tabelle 4.1. Ein nichtideales MPP-Tracking wirkt sich bei Bewölkung schon bei 50 Hz deutlich auf die Effizienz bei breiten Straßen (-1%) und noch stärker bei Schnellstraßen (-1,5%) aus, wogegen schmale Straßen kaum einen Einfluss haben. Bei noch niedrigeren Trackingfrequenzen ändert sich nur noch sehr wenig an der Effizienz. Bei Sonnenschein sind die Auswirkungen der Trackingfrequenz auf die Effizienz bei 50 Hz und 1 Hz kleiner, bei 0,1 Hz aber stärker, wobei hier auf Schnellstraßen mit 3,3% der größte Verlust auf-

tritt. Was wiederum mit der Frequenzanalyse korreliert, da hier für Schnellstraßen durchgängig der größte Hochfrequenzanteil registriert wird.

In Abbildung 6.5 ist die simulierte Effizienz für Solarmodule auf den Fahrzeugseiten in Abhängigkeit der Trackingfrequenz dargestellt. Hier zeigt sich ein tendenziell ähnliches Verhalten wie bei den Simulationen des Dachmoduls, jedoch sind hier die simulierten Effizienzen insgesamt kleiner. Bei idealem MPP-Tracking wird durchschnittlich eine Effizienz von 20,3% erreicht, was 1% geringer ist als auf dem Dach und 1,8% geringer als unter Standard-Test-Bedingungen. Bei 50 Hz Trackingfrequenz sinkt die durchschnittliche Effizienz auf 19,6%, bei 1 Hz auf 18,8% und bei 0,1 Hz auf 17,1%, der Effizienzverlust ist hier mit maximal 3,2% gegenüber idealem MPP-Tracking noch größer als auf dem Fahrzeugdach. Dies entspricht einem relativen Ertragsverlust von 3,4% (50 Hz Trackingfrequenz, Hochfrequenzanteil 1,82%), 7,4% (1 Hz Trackingfrequenz, Hochfrequenzanteil 3,35%) und 15,8% (0,1 Hz, Trackingfrequenz, Hochfrequenzanteil 5,95%). Auch hier korrelieren die Verluste tendenziell mit dem Hochfrequenzanteil, sind aber auch hier stets größer. Eine quantitative Verlustabschätzung ist anhand dessen daher auch hier nicht möglich. Die insgesamt geringere Effizienz kann auf die gegenüber dem Fahrzeugdach geringeren Einstrahlung auf den Fahrzeugseiten zurückzuführen sein, siehe Abschnitt 4.2, der höhere Verlust bei geringen Trackingfrequenzen auf das häufigere Auftreten schneller Einstrahlungswechsel, siehe Abschnitt 4.3.

Im Herbst ist die Effizienz bei hohen Trackingfrequenzen bei Bewölkung niedriger als bei Sonnenschein, nimmt bei niedrigeren Trackingfrequenzen jedoch weniger stark ab. Daher ist die Effizienz bei 0,1 Hz Trackingfrequenz bei Bewölkung sogar höher als unter sonnigen Bedingungen. Dies kann damit erklärt werden, dass die Effizienz bei bewölktem Wetter auf Grund der geringeren Einstrahlung niedriger ist. Aber da weniger schnelle Einstrahlungsänderungen auftreten (siehe Abschnitt 4.3), ist der Verlust bei nicht idealem MPP-Tracking kleiner. Der Straßentyp wirkt sich unter beiden Wetterbedingungen ähnlich aus, wobei der Effizienzverlust bei Schnellstraßen am größten und bei breiten Straßen am geringsten ist, der Unterschied beträgt hier etwa 1% Effizienz bei 0,1 Hz Trackingfrequenz. Der größte Effizienzverlust ist somit bei Sonnenschein auf Schnellstraßen zu verzeichnen, wo die Effizienz um 4,5% abnimmt, da hier am häufigsten schnelle Einstrah-



**Abbildung 6.5:** Simulierte Effizienz von Solarmodulen auf den Fahrzeugseiten in Abhängigkeit der MPP-Trackingfrequenz für verschiedene Jahreszeiten, Wetterbedingungen und Straßentypen.



lungswechsel auftreten, siehe Abbildung 4.7 in Kapitel 4.

Im Winter zeigt sich ein sehr ähnliches Verhalten wie im Herbst, welches aber noch etwas ausgeprägter ist. Bei idealem MPP-Tracking ist die Effizienz bei Bewölkung etwa 1% geringer als bei sonnigen Bedingungen und sinkt bei 0,1 Hz Trackingfrequenz um etwa 2% bei allen Straßentypen. Dabei bricht sie auf Schnellstraßen schon bei 50 Hz deutlich ein und bleibt darunter weitgehend konstant, während sie bei den anderen Straßentypen kontinuierlicher abfällt. Bei Sonnenschein fällt die Effizienz mit abnehmender Trackingfrequenz immer stärker, für Schnellstraßen am meisten und für breite Straßen am wenigsten. Bei 0,1 Hz ist der Effizienzverlust jedoch für schmale Straßen am größten, was gut mit dem Frequenzverhalten in Abbildung 4.7 korreliert, wo der Hochfrequenzanteil bei 0,1 Hz Filterfrequenz für schmale Straßen mit 22,5% am größten ist. Der Effizienzverlust gegenüber idealem Tracking ist hier mit 6,3% Effizienz mehr als dreimal so hoch wie bei Bewölkung.

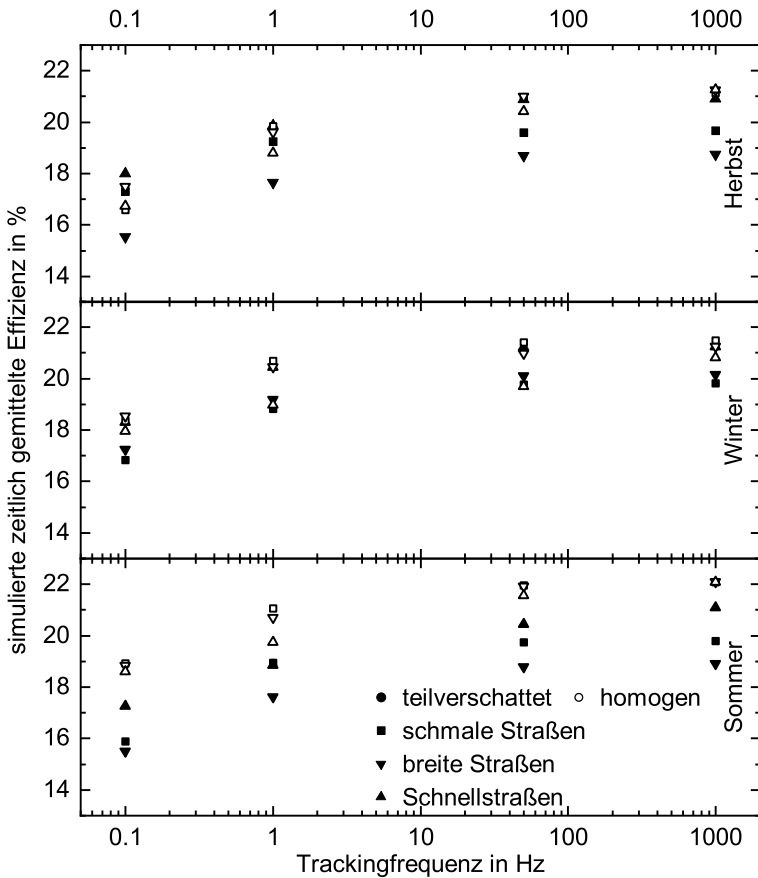
Im Sommer zeigt sich ein sehr ähnliches Verhalten wie bei den Simulationen des Dachmoduls: Die Effizienzen sind bei sonnigen Bedingung durchgängig höher als bei Bewölkung. Bei idealem Tracking sind quasi keine Unterschiede zwischen den Straßentypen festzustellen, bei abnehmender Trackingfrequenz werden diese jedoch vor allem bei Bewölkung deutlich, wobei schon bei 50 Hz die Effizienz bei Schnellstraßen deutlich, für breite Straßen etwas weniger deutlich und für schmale Straßen nur leicht einbricht. Bei niedrigeren Trackingfrequenzen nimmt die Effizienz dann für breite und vor allem für schmale Straßen allerdings stärker ab, weshalb der Unterschied auf Grund der Straßentypen bei 0,1 Hz wieder etwas kleiner ist. Der absolute Effizienzverlust ist dennoch für Schnellstraßen mit 3,2% am größten. Bei Sonnenschein sinkt die Effizienz mit abnehmender Trackingfrequenz gleichmäßiger, dabei für breite Straßen am wenigsten und für Schnellstraßen bis 1 Hz am meisten. Bei 0,1 Hz ist der Effizienzverlust mit 3,6% bei schmalen Straßen am größten.

Aus den Ergebnissen der Simulationen kann geschlossen werden, dass die Effizienz von Solarmodulen auf einem fahrenden Fahrzeug teils signifikant geringer ist als unter Standard-Test-Bedingungen, wobei der Unterschied für die Fahrzeugseiten größer ist als für das Fahrzeugdach. Dies ist zum einen mit der typischerweise geringeren Einstrahlungsintensität zu begründen. Zum anderen kann die Effizienz durch zu langsames MPP-Tracking noch weiter sinken, im Extremfall um mehr als 6% absolut, dies wird besonders bei Schnellstraßen deutlich. Ein grö-

ßerer Hochfrequenzanteil im Einstrahlungssignal führt hier tendenziell zu geringen Effizienzen. Eine quantitative Aussage über dessen Einfluss lässt sich jedoch nicht treffen, da der Einfluss der Einstrahlungsintensität immer überlagert ist. Eine hinreichend schnelle Trackingfrequenz scheint hier daher dringend geboten. Bei 50 Hz fallen die Effizienzverluste z.B. im Mittel mit 0,4% bei Dach- und bei 0,7% bei Seitenmodulen noch vergleichsweise moderat aus.

### 6.3 Effizienz bei Teilverschattung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modulsimulationen diskutiert, welche mit Einstrahlungsdaten aus den Messfahrten in Messkonfiguration B durchgeführt wurden. Bei diesen Simulationen werden die Stromquellen in den drei verschiedenen Blöcken des Moduls (siehe Abbildung 6.1) mit jeweils unterschiedlichen Einstrahlungssignalen von den drei Pyranometern moduliert. Um die Auswirkungen dieser inhomogenen Beleuchtung besser einordnen zu können, werden außerdem Simulation durchgeführt, bei denen die Stromquellen aller Zellen im Modul, analog zu den Simulation in Abschnitt 6.2, mit dem selben Einstrahlungssignal, hier vom mittleren Pyranometer, moduliert werden. Dies ermöglicht es einzuschätzen, wie groß der Effizienzverlust durch Teilverschattung bei ansonsten identischen Bedingungen ist. In Abbildung 6.6 ist die simulierte Effizienz eines Solarmoduls auf dem Fahrzeugdach für die Messfahrten in Messkonfiguration B, unter Berücksichtigung der Teilverschattung und unter Annahme von homogener Einstrahlung, in Abhängigkeit der MPP-Trackingfrequenz dargestellt. Es ist zu sehen, dass das Auftreten von Teilverschattung in jedem Fall zu einem merklichen Effizienzverlust führt, im Mittel sinkt die Effizienz dadurch bei idealem MPP-Tracking um 1,6% von 21,5 % auf 19,9%, bei niedrigeren Trackingfrequenzen nimmt die Effizienz insgesamt ab, der Unterschied zwischen Teilverschattung und homogener Einstrahlung ist mit 1,3% bei 50 Hz und 1,1% bei 1 Hz und 0,1 Hz aber etwas geringer. Des allgemeine Verhalten mit homogener Einstrahlung ist sehr gut vergleichbar mit den in Abschnitt 6.2 diskutierten Simulationen des Dachmoduls für die Messfahrten in Messkonfiguration A, da die Bedingungen ähnlich sind. Die Simulationen mit Teilverschattung zeigen jedoch durchaus merkbliche Abweichungen je nach Umgebungsbedingungen und Trackingfrequenz.



**Abbildung 6.6:** Simulierte Effizienz eines Solarmoduls auf dem Fahrzeugdach in Abhängigkeit der MPP-Trackingfrequenz für verschiedene Jahreszeiten und Straßentypen unter Berücksichtigung von Teilverschattung und unter Annahme von homogener Einstrahlung auf dem gesamten Modul.

Im Herbst ist unter homogener Einstrahlung der Einfluss der verschiedenen Straßentypen bei idealem Tracking vernachlässigbar und auch bei niedrigeren Trackingfrequenzen ist er vergleichsweise klein. Auf Schnellstraßen fällt die Effizienz schon bei 50 Hz und bei schmalen Straßen vor allem bei 0,1 Hz etwas stärker als bei breiten Straßen. Bei Berücksichtigung von Teilverschattung ist die Effizienz insgesamt geringer, durchschnittlich 18,8% gegenüber 19,6% bei homogener Einstrahlung, wobei der Verlust bei breiten Straßen und Schnellstraßen größer ist als bei schmalen Straßen, auch bei idealem Tracking. Der Einfluss der Trackingfrequenz ist hier geringer, bei 50 Hz ist fast kein Unterschied festzustellen, erst bei 0,1 Hz sinkt auch hier die Effizienz nochmals deutlich. Der maximale Effizienzverlust liegt dann bei 5,7% gegenüber 4,5% bei homogener Einstrahlung.

Im Winter sind bei homogener Einstrahlung die Effizienzverluste bei 50 Hz und 1 Hz für schmale und breite Straßen sehr klein, für Schnellstraßen deutlicher. Bei 0,1 Hz liegen die Verluste für alle Straßentypen bei etwa 1,8%. Dieses Verhalten korreliert gut mit der Frequenzanalyse in Abschnitt 4.3. Mit Teilverschattung sind die Unterschiede zwischen den Straßentypen deutlicher. Auf schmalen Straßen sind hier die Verluste gegenüber homogener Einstrahlung mit durchschnittlich 1% am geringsten, bei Schnellstraßen mit durchschnittlich 1,8% am größten. Die Trackingfrequenz hat hier bis hinab zu 1 Hz nur sehr geringe Auswirkungen, erst bei 0,1 Hz macht sich ein deutlicher Effizienzverlust bemerkbar, der hier für schmale Straßen am stärksten und für Schnellstraßen am geringsten ausfällt, weshalb die Unterschiede zwischen den Straßentypen hier kleiner werden. Dies korreliert gut mit der Frequenzanalyse (siehe Abbildung 4.8), da hier der Hochfrequenzanteil für schmale und breite Straßen zwischen 0,1 Hz und 1 Hz auf fast null fällt, während er bei Schnellstraßen nur wenig abfällt. Im Mittel fällt im Winter die Effizienz durch Teilverschattung von 20% auf 18,7%, der maximal Verlust beträgt 2,8%.

Im Sommer zeigt sich bei homogener Einstrahlung ein ähnliches Verhalten wie im Winter, der Einfluss der Straßentypen ist allerdings etwas kleiner. Die Unterschiede machen sich fast nur bei 1 Hz Trackingfrequenz bemerkbar, bei 0,1 Hz und 50 Hz nur wenig, bei 1000 Hz ist kein Unterschied festzustellen. Der maximal Effizienzverlust beträgt hier 3,4% bei Schnellstraßen. Mit Teilverschattung zeigt sich ein qualitativ sehr ähnliches Verhalten mit allerdings insgesamt niedrigeren Effizienzen von im Mittel 19,8% gegenüber 20,8% bei homogener Ein-

strahlung. Der Einfluss der Straßentypen ist hier etwas größer, vor allem auf Schnellstraßen ist der Effizienzverlust hier auch bei 0,1 Hz noch merklich größer als bei schmalen und breiten Straßen. Der größte Effizienzverlust tritt hier mit 3,8 % ebenfalls bei Schnellstraßen auf.

Aus den in diesem Abschnitt gezeigten Simulationsergebnissen kann geschlussfolgert werden, dass transiente Teilverschattung auf dem Dach eines fahrenden Fahrzeugs einen signifikanten Einfluss auf die Effizienz von Solarmodulen haben kann. Dies ist vor allem auf Schnellstraßen der Fall, wo die Effizienz bei idealem MPP-Tracking durchschnittlich um 2% einbricht, wo hingegen der Effizienzverlust bei schmalen Straßen mit 1% und breiten Straßen mit 0,7% geringer ausfällt. Bei nicht idealem MPP-Tracking verringert sich die Effizienz weiter, im Mittel um 3% bei 0,1 Hz Trackingfrequenz. Dabei ist hier der Effizienzverlust sogar etwas geringer als bei Annahme homogener Einstrahlung, wo er 3,4% beträgt. Trotzdem ist unter allen hier untersuchten Bedingungen ein deutlicher Effizienzverlust durch Teilverschattung zu erwarten. Daher ist es in der Praxis ratsam fahrzeugintegrierte PV-Systeme so auszulegen, dass die Auswirkung von Teilverschattung möglichst gering gehalten werden. Dies kann beispielsweise durch die Integration von Bypassdioden geschehen, welche verschattete Solarzellen elektrisch überbrücken. Weiterhin kann die Verschattung der Solarzellen dahingehend optimiert werden, dass die Zeit, in der einzelne Zellen eines Strings während der Fahrt verschattet sind, möglichst minimiert wird. Dies wäre zum Beispiel durch Anordnung der Strings quer zur Fahrtrichtung denkbar. Eine andere Möglichkeiten könnte die Verwendung kleinerer Module mit jeweils eigenem MPPT darstellen.

## 7 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde untersucht, wie sich transiente Sonneneinstrahlung auf einem fahrenden Fahrzeug auf die elektrischen Eigenschaften von Solarzellen auswirken kann. Die Untersuchungen umfassen drei wesentliche Teilaspekte: 1. die Messung und Analyse der tatsächlich während der Fahrt auf einem Fahrzeug auftretenden Sonneneinstrahlung, 2. die experimentelle Untersuchung des elektrischen Verhaltens von einzelnen Solarzellen unter abrupt wechselnder Beleuchtung und 3. die Erstellung eines Simulationsmodells, welches dieses Verhalten abbilden kann und es ermöglicht die Effizienz von Solarmodulen im Fahrzeugeinsatz zu simulieren.

Zur Analyse der während der Fahrt auf einem Fahrzeug eintreffenden Sonneneinstrahlung wurde ein dafür geeigneter Messaufbau konstruiert. Dieser ermöglicht es, mit drei Sensoren die Sonneneinstrahlung in verschiedenen Raumrichtungen oder an verschiedenen Positionen zu messen. Durch die Verwendung von Pyranometern mit kurzer Ansprechzeit und der Aufzeichnung der Ausgangssignale mittels eines Mehrkanaloszilloskops konnte die Sonneneinstrahlung mit einer vergleichsweise hohen Zeitauflösung gemessen werden. Durch Variation der Anordnung der Pyranometer auf dem Fahrzeug konnten sowohl Messungen der Sonneneinstrahlung auf dem Fahrzeugdach sowie auf der linken und der rechten Fahrzeugseite durchgeführt werden, als auch die Messung an verschiedenen Punkten auf dem Fahrzeugdach. Durch letzteres konnte eine Analyse der auf dem Fahrzeugdach auftretenden transienten Teilverschattung ermöglicht werden. Es wurden mit dem Messaufbau mehrere Messfahrten durchgeführt, wobei hier dieselbe Route zu verschiedenen Jahreszeiten und Wetterbedingungen befahren wurde. Die Route wurde dabei so gewählt, dass verschiedene Straßentypen, welche im städtischen Bereich zu finden sind, abgebildet wurden. Aus den während der Messfahrten aufgezeichneten Sensordaten konnte ermittelt werden, dass die Einstrahlung auf dem Fahrzeug deutlich von der stationär gemessen abweichen kann und in den meisten untersuchten Situationen kleiner ist, im Mittel um 17%. Dies ist dabei sehr von Jah-

reszeit und Wetter, weniger jedoch vom Straßentyp abhängig. Weiterhin wurde festgestellt, dass die Einstrahlung auf den Fahrzeugseiten in allen untersuchten Fällen nochmals geringer ausfällt als auf dem Fahrzeugdach. Das Verhältnis von Seiten- zu Dacheinstrahlung ist dabei stark vom Sonnenstand und damit von der Jahreszeit abhängig und beträgt im Mittel 43%. Im Sommer bei hohem Sonnenstand und wenig Bewölkung, also gerade dann, wenn die Sonneneinstrahlung besonders hoch ist, liegt die Einstrahlung auf den Seiten hingegen nur bei 26% der Einstrahlung auf dem Dach, während im Winter bis zu 93% erreicht werden. Weiterhin wurde das Auftreten von schnellen Wechseln der Einstrahlungsintensität untersucht. Dazu wurden die gemessenen Einstrahlungssignale hinsichtlich ihres Frequenzspektrums analysiert. Auch hier wurden teils deutliche Einflüsse der Jahreszeiten, Wetterbedingungen und auch der Straßentypen beobachtet. Es wurde festgestellt, dass bei höheren Fahrgeschwindigkeit, also vor allem auf Schnellstraßen, vermehrt schnelle Einstrahlungswechsel auftreten. Weiterhin konnte eine Tendenz zu höherfrequenten Einstrahlungswechseln bei vornehmlich direkter Einstrahlung, also bei sonnigen Bedingungen, im Vergleich zu überwiegend diffuser Einstrahlung, also bei Bewölkung, festgestellt werden. Der Vergleich von Dach- und Seitenmessungen zeigte, dass das generelle Verhalten ähnlich ist, auf den Seiten jedoch tendenziell mehr höherfrequente Einstrahlungswechsel auftreten. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass der überwiegende Teil der Einstrahlungswechsel bei Frequenzen unterhalb von 1 Hz auftritt, wobei in einigen Situationen auch noch Frequenzen über 100 Hz nachweisbar sind. Darüber hinaus wurde untersucht, wie häufig transiente Teilverschattung auftritt. Dabei wurde festgestellt, dass auch diese bei höherer Fahrgeschwindigkeit tendenziell mit höheren Frequenzen auftritt. Weiterhin wurde die Verteilung der Amplitude der Teilverschattung, also der momentanen Einstrahlungsdifferenz zwischen zwei Punkten auf dem Fahrzeugdach analysiert. Es wurde ermittelt, dass die Einstrahlungsdifferenz im Mittel nur bei  $28 \text{ W/m}^2$  liegt, mit allerdings teils erheblichen momentanen Abweichung von bis zu  $900 \text{ W/m}^2$ . Mehr als 90% der Zeit liegt die Einstrahlungsdifferenz jedoch unterhalb von  $100 \text{ W/m}^2$  und 80% der Zeit sogar unterhalb von  $50 \text{ W/m}^2$ .

Um die Auswirkung von schnell wechselnder Einstrahlungsintensität auf die elektrischen Ausgangsgrößen von Solarzellen untersuchen zu können, wurde zu diesem Zweck ein spezieller Messaufbau konstruiert. Dieser erlaubt es, Solarzellen elektrisch zu kontaktieren und mit

## 7 Zusammenfassung

variabler Einstrahlungsintensität zu beleuchten. Es wurden Solarzellen mit POLO-IBC-Technologie, ebenso wie mit Siliziumheterojunction-Technologie untersucht. Dabei wurde zum einen das Kleinsignalverhalten analysiert, zum anderen die Sprungantwort der Solarzelle beim abrupten Ein- oder Ausschalten der Beleuchtung. Bei der Kleinsignalcharakteristik wurde festgestellt, dass diese bei den Siliziumheterojunction-Solarzellen, im Gegensatz zu den POLO-IBC-Solarzellen, nicht mit einem einfachen Drei-Elemente-Modell beschrieben werden kann, daher wurde der Fokus bei der weiteren Analyse auf die POLO-IBC-Solarzellen gelegt. Es wurde gezeigt, dass durch kapazitive Effekte Verzögerungen bei der Sprungantwort auftreten. Diese sind insbesondere vom Arbeitspunkt abhängig, an dem die Solarzelle betrieben wird. Sie sind in der Nähe des Maximum-Power-Points mit einigen zehn Mikrosekunden vergleichsweise klein. Die Reaktionsgeschwindigkeit der Solarzellen im Betrieb ist daher erheblich schneller als typischerweise während der Fahrt auftretende Einstrahlungswechsel. Bei offenen Klemmen kann hingegen die Ausschaltzeit im Bereich von Millisekunden liegen, sie korreliert hier mit der Ladungsträgerlebensdauer, da die Entladung der Zellkapazität nur durch Rekombination erfolgt.

Um die Effizienz von fahrzeugintegrierten Solarmodulen während der Fahrt abschätzen zu können, wurde, zunächst für eine einzelne POLO-IBC-Solarzelle, ein Simulationsmodell in LTSpice erstellt. Diese wurde mit den Messungen der Sprungantwort verglichen und der Einfluss der verschiedenen Modellparameter auf diese untersucht. Dabei konnte die Sprungantwort qualitativ gut abgebildet werden, es traten jedoch quantitative Abweichungen auf, welche nicht plausibel durch Variation der Modellparameter erklärt werden konnten. Teilweise konnten die Abweichungen jedoch durch Einflüsse der Randbereiche der Solarzelle erklärt werden. Da die hier untersuchten Solarzellen nur eine Größe von  $4 \text{ cm}^2$  haben, ist der Randbereich im Verhältnis zur Zellfläche relativ groß im Vergleich mit kommerziell vertriebenen Solarzelle, welche typischerweise mehr als sechzigmal höhere Flächen aufweisen. Daher ist dort mit kleineren Abweichungen zu rechnen. Da sowohl die simulierten als auch die gemessenen Ein- und Ausschaltzeiten der Solarzellen wesentlich schneller als die typischerweise auftretenden Einstrahlungswechsel sind, ist ein signifikanter Einfluss ohnehin nicht zu erwarten.

Das Simulationsmodell für eine kleine Zelle wurde zu einem Modell für ein Modul aus mehreren größeren Zellen erweitert. Mit diesem Modell wurden Simulationen des elektrischen Verhaltens unter re-



al gemessenen Einstrahlungsbedingungen durchgeführt. Dabei wurde untersucht, wie sich einerseits unterschiedliche Umgebungsbedingungen und andererseits Maximum-Power-Point-Tracking bei verschiedenen Trackingfrequenzen auf die Effizienz der Solarmodule auswirken. Es wurde festgestellt, dass die Effizienz unter realen Einstrahlungsbedingungen teils erheblich niedriger als unter Standard-Test-Bedingungen ausfällt. Dies ist besonders für die Fahrzeugseiten der Fall. Nichtideales Maximum-Power-Point-Tracking kann hier zu Effizienzverlusten von mehr als 6% absolut führen. Bei einer Trackingfrequenz von 50 Hz fallen die Verluste mit 0,4% auf dem Dach und 0,7% auf den Seiten dabei noch relativ moderat aus. Hier muss in der Praxis zwischen hoher Effizienz der Energiewandlung und ggf. höherem technischem Aufwand bei höheren Trackingfrequenzen abgewogen werden. Weiterhin wurde der Einfluss von transienter Teilverschattung auf die Moduleffizienz simuliert. Es wurde festgestellt, dass das Auftreten von Teilverschattung die Effizienz der Module noch deutlich weiter senken kann. Hier ist im Mittel 0,7% bis 2% Effizienzverlust zu erwarten, je nach Art der befahrenen Straße. In der Praxis sind daher Maßnahmen zur Reduktion dieser Verluste sinnvoll. Dies könnte beispielsweise die Integration von Bypassdioden sein oder aber eine optimierte Verschaltung der Solarzellen im Modul. So wäre etwa eine Anordnung der Strings quer zur Fahrtrichtung von Vorteil.

Da die hier gezeigten Untersuchungsergebnisse zur transienten Sonneneinstrahlung auf Fahrzeugen nur einzelne beispielhafte Fahrsituationen umfassen, welche im Stadtverkehr auftreten, lassen sie keine statistisch signifikante Analyse zu. Dazu sind regelmäßige Messungen über einen längeren Zeitraum sinnvoll, wie sie mit dem im Rahmen des Projektes Street aufgebauten Demonstratorfahrzeug derzeit bereits durchgeführt werden. Diese liefern Informationen nicht nur über die eintreffende Sonneneinstrahlung, sondern auch direkt über die Effizienz und den Ertrag von im Fahrzeug integrierten Solarmodulen. Weiterhin könnten Untersuchungen von Solarzellen unterschiedlicher Größe bezüglich ihrer elektrischen Charakteristik unter transienter Beleuchtung helfen, die hier festgestellte Abweichung zwischen Messung und Simulation besser zu nachzuvollziehen. Dies wäre allerdings nur mit einem nicht unerheblichen technischen Aufwand realisierbar.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die auf einem Fahrzeug auftretenden Einstrahlungsbedingungen in bestimmten Situationen erheblichen Einfluss auf die elektrische Effizienz von Solarmodulen haben

## *7 Zusammenfassung*

können. Dies sollte bei der Auslegung fahrzeugintegrierter Photovoltaiksysteme berücksichtigt werden.

# Literatur

1. ARRHENIUS, Svante. On the Influence of Carbonic Acid in the Air upon the Temperature of the Ground. *Philosophical Magazine and Journal of Science*. 1896, Nr. 41, S. 237–276.
2. LINDSEY, Rebecca. *Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide*. 2020. Auch verfügbar unter:  
<https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>.
3. NOAA NATIONAL CENTERS FOR ENVIRONMENTAL INFORMATION. *Climate at a Glance: Global Time Series*. 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://www.ncdc.noaa.gov/cag/>.
4. MANABE, Syukuro; WETHERALD, Richard T. Thermal Equilibrium of the Atmosphere with a Given Distribution of Relative Humidity. *Journal of the Atmospheric Sciences*. 1967, Jg. 24, Nr. 3, S. 241–259. ISSN 0022-4928.
5. MANABE, Syukuro; BRYAN, Kirk. Climate Calculations with a Combined Ocean-Atmosphere Model. *Journal of the Atmospheric Sciences*. 1969, Jg. 26, Nr. 4, S. 786–789. ISSN 0022-4928.
6. MANABE, Syukuro; STOUFFER, Ronald J. Sensitivity of a global climate model to an increase of CO<sub>2</sub> concentration in the atmosphere. *Journal of Geophysical Research*. 1980, Jg. 85, Nr. C10, S. 5529. ISSN 0148-0227. Abger. unter DOI: 10.1029/JC085iC10p05529.
7. HASSELMANN, K. Stochastic climate models Part I. Theory. *Tellus*. 1976, Jg. 28, Nr. 6, S. 473–485. ISSN 0040-2826. Abger. unter DOI: 10.3402/tellusa.v28i6.11316.

8. HASSELMANN, Klaus. On the signal-to-noise problem in atmospheric response studies. *Joint Conference of Royal Meteorological Society, American Meteorological Society, Deutsche Meteorologische Gesellschaft and the Royal Society. Royal Meteorological Society.* 1979, S. 251–259.
9. HASSELMANN, K. Optimal Fingerprints for the Detection of Time-dependent Climate Change. *Journal of Climate.* 1993, Jg. 6, Nr. 10, S. 1957–1971. ISSN 0894-8755.
10. HASSELMANN, Klaus. Climate-change research after Kyoto. *Nature.* 1997, Jg. 390, Nr. 6657, S. 225–226. Abger. unter DOI: 10.1038/36719.
11. HASSELMANN, Klaus. Are We Seeing Global Warming? *Science.* 1997, Jg. 276, S. 914–915. ISSN 0036-8075. Abger. unter DOI: 10.1126/science.276.5314.914.
12. HASSELMANN, K. Multi-pattern fingerprint method for detection and attribution of climate change. *Climate Dynamics.* 1997, Jg. 13, Nr. 9, S. 601–611. ISSN 0930-7575. Abger. unter DOI: 10.1007/s003820050185.
13. THE NOBEL COMMITTEE FOR PHYSICS. *The Nobel Prize in Physics 2021.* Stockholm, 05.10.2021. Auch verfügbar unter: <https://www.nobelprize.org/uploads/2021/10/press-physicsprize2021.pdf>.
14. ARRHENIUS, Svante. *Das Werden der Welten.* Paderborn: Salzwasser Verlag, 2012. ISBN 978-3864446788.
15. MASSON-DELMOTTE, Valérie; ZHAI, Panmao; PIRANI, Anna; CONNORS, Sarah L.; PÉAN, Clotilde; BERGER, Sophie; CAUD, Nada; CHEN, Yang; GOLDFARB, Leah; GOMIS, Melissa I.; HUANG, Mengtian; LEITZELL, Katherine; LONNOY, Elisabeth; MATTHEWS, J. B. Robin; MAYCOCK, Tom K.; WATERFIELD, Tim; YELEKÇI, Ozge; YU, Rong; ZHOU, BAIQUAN, EDS. *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Summary for Policymakers.* 2021. Auch verfügbar unter: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_SPM\\_final.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf).

16. IEA. *Tracking Transport 2021*. Paris, 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2021>.
17. IEA. *Global Energy Review: CO2 Emissions in 2020*. Paris, 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020>.
18. IEA. *Global EV Outlook 2021*. Paris, 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>.
19. ARMAND, M.; TARASCON, J-M. Building better batteries. *Nature*. 2008, Jg. 451, Nr. 7179, S. 652–657. Abger. unter DOI: 10.1038/451652a.
20. BURGER, Bruno. *Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im ersten Quartal 2021*. 2021. Auch verfügbar unter: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2021/Stromerzeugung\\_2021\\_Quartal\\_1.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2021/Stromerzeugung_2021_Quartal_1.pdf).
21. YE, Bin; JIANG, Jingjing; MIAO, Lixin; YANG, Peng; LI, Ji; SHEN, Bo. Feasibility Study of a Solar-Powered Electric Vehicle Charging Station Model. *Energies*. 2015, Jg. 8, Nr. 11, S. 13265–13283. Abger. unter DOI: 10.3390/en81112368.
22. TASK 17 PV AND TRANSPORT. *State of the Art & Expected Benefits of PV-Powered Vehicles*. 2021. Auch verfügbar unter: [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/07/IEA\\_PVPS\\_T17\\_State-of-theart-and-expected-benefits-of-VIPV\\_report.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/07/IEA_PVPS_T17_State-of-theart-and-expected-benefits-of-VIPV_report.pdf).
23. Sunmobile. *Popular Mechanics*. 1955, Jg. 104, Nr. 3, S. 8. ISSN 0032-4558.
24. SKYSOLAR. *1912 Baker Electric Car*. [o. D.]. Auch verfügbar unter:  
<https://skysolar.co.nz/1912-baker-electric-car/>.
25. FUJINAKA, Masaharu. Solar cars free of environmental pollution—prototype of practically usable car completed. *Renewable Energy*. 1992, Jg. 2, Nr. 1, S. 57–64. ISSN 09601481. Abger. unter DOI: 10.1016/0960-1481(92)90060-G.

26. SONO MOTOR. *Sion*. 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://sonomotors.com/de/sion/?lang=de>.
27. LIGHTYEAR. *Lightyear One*. 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://lightyear.one/lightyear-one>.
28. TOYOTA. *Prius Plug-In Hybrid*. 2021. Auch verfügbar unter:  
[https://www.toyota.de/download/cms/dede/Toyota-Prius-Plugin\\_Modellbroschuere\\_05\\_2021\\_M20055n1\\_tcm-17-2345553.pdf](https://www.toyota.de/download/cms/dede/Toyota-Prius-Plugin_Modellbroschuere_05_2021_M20055n1_tcm-17-2345553.pdf).
29. TSSC. *Solar Powered Trucks*. 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://tsscgroup.com/products-and-services/truck-bodies-semi-trailers/solar-powered-trucks/>.
30. ISFH. *Praxistaugliche Reichweitenverlängerung eines leichten E-Lieferfahrzeugs durch fahrzeugintegrierte Photovoltaik mit Hochvolt-Anschluss*. 2021. Auch verfügbar unter:  
<https://isfh.de/praxistaugliche-reichweitenverlaengerung-eines-leichten-e-lieferfahrzeugs-durch-fahrzeugintegrierte-photovoltaik-mit-hochvolt-anschluss/>.
31. ISFH. *Verbundvorhaben: Street - Einsatz von hocheffizienten Solarzellen in elektrisch betriebenen Nutzfahrzeugen*. 2021. Auch verfügbar unter: <https://isfh.de/forschung/photovoltaik/projekte/street/>.
32. FRAUNHOFER ISE. *Photovoltaics Report*. 2021. Auch verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
33. RICHARDSON, David B. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, Jg. 19, S. 247–254. ISSN 13640321. Abger. unter DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.042.
34. QUEVEDO, Pilar Meneses de; MUNOZ-DELGADO, Gregorio; CONTRERAS, Javier. Impact of Electric Vehicles on the Expansion Planning of Distribution Systems Considering Renewable Energy, Storage, and Charging Stations. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019, Jg. 10, Nr. 1, S. 794–804. ISSN 1949-3053. Abger. unter DOI: 10.1109/TSG.2017.2752303.

35. FILOTE, Constantin; FELSEGGI, Raluca–Andreea; RABOACA, Maria Simona; AȘCHILEAN, Ioan. Environmental impact assessment of green energy systems for power supply of electric vehicle charging station. *International Journal of Energy Research*. 2020, Jg. 44, Nr. 13, S. 10471–10494. ISSN 0363-907X. Abger. unter DOI: 10.1002/er.5678.
36. SCHWARZ, Marius; AUZÉPY, Quentin; KNOERI, Christof. Can electricity pricing leverage electric vehicles and battery storage to integrate high shares of solar photovoltaics? *Applied Energy*. 2020, Jg. 277, S. 115548. ISSN 03062619. Abger. unter DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115548.
37. SIERRA RODRIGUEZ, Alonzo; SANTANA, Tiago; MACGILL, Iain; EKINS–DAUKES, N. J.; REINDERS, Angèle. A feasibility study of solar PV–powered electric cars using an interdisciplinary modeling approach for the electricity balance, CO<sub>2</sub> emissions, and economic aspects: The cases of The Netherlands, Norway, Brazil, and Australia. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2020, Jg. 28, Nr. 6, S. 517–532. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.3202.
38. RIPPEL, W. E. Viability study of photo-voltaic systems added to terrestrial electric vehicles. 1990. Abger. unter DOI: 10.2172/6230282.
39. CRAPARO, J. C.; THACHER, E. F. A solar-electric vehicle simulation code. *Solar Energy*. 1995, Jg. 55, Nr. 3, S. 221–234. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/0038-092X(95)00037-R.
40. ABDELHAMID, Mahmoud; PILLA, Srikanth; SINGH, Rajendra; HAQUE, Imtiaz; FILIPI, Zoran. A comprehensive optimized model for on-board solar photovoltaic system for plug-in electric vehicles: energy and economic impacts. *International Journal of Energy Research*. 2016, Jg. 40, Nr. 11, S. 1489–1508. ISSN 0363907X. Abger. unter DOI: 10.1002/er.3534.
41. MALLON, Kevin; ASSADIAN, Francis; FU, Bo. Analysis of On-Board Photovoltaics for a Battery Electric Bus and Their

- Impact on Battery Lifespan. *Energies*. 2017, Jg. 10, Nr. 7, S. 943. Abger. unter DOI: 10.3390/en10070943.
42. ABDELHAMID, Mahmoud; RHODES, Kevin; CHRISTEN, Erik; KOK, Daniel. Solar Panels on Electrified Vehicles: Applications and Off-Cycle CO<sub>2</sub> Credit. *SAE International Journal of Alternative Powertrains*. 2018, Jg. 7, Nr. 3, S. 311–322. ISSN 21674191. Auch verfügbar unter: <https://www.jstor.org/stable/26789709>.
43. HEINRICH, M.; KUHN, T. E.; DIMROTH, F.; WÜRFEL, U.; GOLDSCHMIDT, J. C.; POWALLA, M.; GLUNZ, S. W.; NEUHAUS, D. H. A Comparison of Different Solar Cell Technologies for Integrated Photovoltaics: 11 pages / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1984-1994. 2020. Abger. unter DOI: 10.4229/EUPVSEC20202020-6CV.2.46.
44. KANZ, Olga; REINDERS, Angèle; MAY, Johanna; DING, Kaining. Environmental Impacts of Integrated Photovoltaic Modules in Light Utility Electric Vehicles. *Energies*. 2020, Jg. 13, Nr. 19, S. 5120. Abger. unter DOI: 10.3390/en13195120.
45. GARNER, I. F. Vehicle auxiliary power applications for solar cells - Automotive Electronics, 1991., Eighth International Conference on. *Eighth International Conference on Automotive Electronics*. 1991, S. 187–191.
46. SASAKI, K.; YOKOTA, M.; NAGAYOSHI, H.; KAMISAKO, K. Evaluation of electric motor and gasoline engine hybrid car using solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 1997, Jg. 47, Nr. 1-4, S. 259–263. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/S0927-0248(97)00047-0.
47. GIANNOULI, M.; YIANOULIS, P. Study on the incorporation of photovoltaic systems as an auxiliary power source for hybrid and electric vehicles. *Solar Energy*. 2012, Jg. 86, Nr. 1, S. 441–451. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solener.2011.10.019.



48. KRONTHALER, Ludwig; MATURI, Laura; MOSER, David; ALBERTI, Luigi. Vehicle-integrated Photovoltaic (ViPV) systems: Energy production, Diesel Equivalent, Payback Time; an assessment screening for trucks and busses. *2014 Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*. 2014, S. 1–8. Abger. unter DOI: 10.1109/EVER.2014.6844150.
49. LODI, Chiara; SEITSONEN, Antti; PAFFUMI, Elena; GENNARO, Michele de; HULD, Thomas; MALFETTANI, Stefano. Reducing CO<sub>2</sub> emissions of conventional fuel cars by vehicle photovoltaic roofs. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*. 2018, Jg. 59, S. 313–324. ISSN 13619209. Abger. unter DOI: 10.1016/j.trd.2018.01.020.
50. LODI, Chiara; GIL-SAYAS, Susana; CURRÒ, Davide; SERRA, Simone; DROSSINOS, Yannis. Full-battery effect during on-board solar charging of conventional vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*. 2021, Jg. 96, S. 102862. ISSN 13619209. Abger. unter DOI: 10.1016/j.trd.2021.102862.
51. GECA, Michal; WENDEKER, Miroslaw; GRABOWSKI, Lukasz. A City Bus Electrification Supported by the Photovoltaic Power Modules. *SAE Technical Paper*. 2014. Abger. unter DOI: 10.4271/2014-01-2898.
52. ARAKI, Kenji; OTA, Yasuyuki; YAMAGUCHI, Masafumi. Measurement and Modeling of 3D Solar Irradiance for Vehicle-Integrated Photovoltaic. *Applied Sciences*. 2020, Jg. 10, Nr. 3, S. 872. Abger. unter DOI: 10.3390/app10030872.
53. OTA, Yasuyuki; ARAKI, Kenji; NAGAOKA, Akira; NISHIOKA, Kensuke. Evaluating the Output of a Car-Mounted Photovoltaic Module Under Driving Conditions. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2021, Jg. 11, Nr. 5, S. 1299–1304. ISSN 2156-3381. Abger. unter DOI: 10.1109/JPHOTOV.2021.3087748.
54. CARR, A. J.; VAN DEN TILLAART, E.; BURGERS, A. R.; KÖHLER, T.; NEWMAN, B. K. Vehicle integrated photovoltaics: evaluation of the energy yield potential through monitoring and modelling. *37th EUPVSEC European PV Solar*

- Energy Conference and Exhibition, 7-11 September 2020, Lisbon, Portugal.* 2020. Auch verfügbar unter:  
<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:021e500e-519a-48be-b471-97012ae20a2f>.
55. PEIBST, Robby; FISCHER, Hilke; BRUNNER, Manuel; SCHIESSL, Andreas; WÖHE, S.; WECKER, Reinhard; HAASE, Felix; SCHULTE-HUXEL, Henning; BLANKEMEYER, Susanne; KÖNTGES, Marc; HOLLEMANN, Christina; BRENDEL, Rolf; WETZEL, Gustav; KRÜGENER, Jan; NONNENMACHER, Hermann; MEHLICH, Heiko; SALAVEL, Andrei; DING, Kaining; LAMBERTZ, Andreas; PIETERS, Bart; JANKE, Stefan; STANNOWSKI, Bernd; KORTE, Lars. Demonstration of Feeding Vehicle–Integrated Photovoltaic–Converted Energy into the High–Voltage On–Board Network of Practical Light Commercial Vehicles for Range Extension. *Solar RRL*. 2021, S. 2100516. ISSN 2367-198X. Abger. unter DOI: 10.1002/solr.202100516.
56. ARAKI, Kenji; JI, Liang; KELLY, George; YAMAGUCHI, Masafumi. To Do List for Research and Development and International Standardization to Achieve the Goal of Running a Majority of Electric Vehicles on Solar Energy. *Coatings*. 2018, Jg. 8, Nr. 7, S. 251. Abger. unter DOI: 10.3390/coatings8070251.
57. ARAKI, Kenji; ALGORA, Carlos; SIEFER, Gerald; NISHIOKA, Kensuke; LEUTZ, Ralf; CARTER, Sam; WANG, Shitao; ASKINS, Steve; JI, Liang; KELLY, George. Standardization of the CPV and car-roof PV technology in 2018 – Where are we going to go? In: Author(s), 2018, S. 070001. AIP Conference Proceedings. Abger. unter DOI: 10.1063/1.5053527.
58. ARAKI, Kenji; JI, Liang; KELLY, George; VAN DER HAM, Arjo; AGUDO, Emilio; ANTÓN, Ignacio; BAUDRIT, Mathieu; CARR, Anna; HERRERO, Rebeca; KURTZ, Sarah; LIU, Zhengxin; PRAVETTONI, Mauro; OTA, Yasuyuki; TOBITA, Hiromi; YOON, Sewang; YOSHITA, Masahiro; YAMAGUCHI, Masafumi; NISHIOKA, Kensuke. How did the knowledge of CPV

- contribute to the standardization activity of VIPV? In: *16TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-16)*. AIP Publishing, 2020, S. 060001. AIP Conference Proceedings. Abger. unter DOI: 10.1063/5.0032997.
59. ABDELHAMID, Mahmoud; SINGH, Rajendra; QATTAWI, Ala; OMAR, Mohammed; HAQUE, Imtiaz. Evaluation of On-Board Photovoltaic Modules Options for Electric Vehicles. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2014, Jg. 4, Nr. 6, S. 1576–1584. ISSN 2156-3381. Abger. unter DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2347799.
  60. ABDELHAMID, Mahmoud; QATTAWI, Ala; SINGH, Rajneel; HAQUE, Imtiaz. Comparison of an analytical hierarchy process and fuzzy axiomatic design for selecting appropriate photovoltaic modules for onboard vehicle design. *International Journal of Modern Engineering*. 2014, Jg. 15, S. 23–35.
  61. ABDELHAMID, Mahmoud. *A comprehensive assessment methodology based on life cycle analysis for on-board photovoltaic solar modules in vehicles*. 2014. Diss.
  62. SCHUSS, Christian; GALL, Harald; EBERHART, Klaus; ILLKO, Hannes; EICHBERGER, Bernd. Alignment and interconnection of photovoltaics on electric and hybrid electric vehicles. In: *2014 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC) Proceedings*. IEEE, 12.05.2014 - 15.05.2014, S. 153–158. ISBN 978-1-4673-6386-0. Abger. unter DOI: 10.1109/I2MTC.2014.6860723.
  63. JUNG, Haeyoon; SONG, MiYeon; KIM, Sanghak. A Development of Energy Management System with Semi-Transparent Solar Roof and Off-Cycle Credit Test Methodology for Solar Power Assisted Automobile. *SAE International Journal of Commercial Vehicles*. 2017, Jg. 10, Nr. 1, S. 170–177. ISSN 1946-3928. Abger. unter DOI: 10.4271/2017-01-0388.
  64. KIM, Sehyeon; HOLZ, Markus; PARK, Soojin; YOON, Yongbeum; CHO, Eunchel; YI, Junsin. Future Options for Lightweight Photovoltaic Modules in Electrical Passenger

- Cars. *Sustainability*. 2021, Jg. 13, Nr. 5, S. 2532. Abger. unter DOI: 10.3390/su13052532.
65. TAYAGAKI, Takeshi; ARAKI, Kenji; YAMAGUCHI, Masafumi; SUGAYA, Takeyoshi. Impact of Nonplanar Panels on Photovoltaic Power Generation in the Case of Vehicles. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2019, Jg. 9, Nr. 6, S. 1721–1726. ISSN 2156-3381. Abger. unter DOI: 10.1109/JPHOTOV.2019.2940850.
66. OTA, Yasuyuki; MASUDA, Taizo; ARAKI, Kenji; YAMAGUCHI, Masafumi. Curve-Correction Factor for Characterization of the Output of a Three-Dimensional Curved Photovoltaic Module on a Car Roof. *Coatings*. 2018, Jg. 8, Nr. 12, S. 432. Abger. unter DOI: 10.3390/coatings8120432.
67. YAMADA, Noboru. Vehicle-Integrated 3D-PV Module with III-V and Si Solar Cells. *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2020, S. 2324–2326. Abger. unter DOI: 10.1109/PVSC45281.2020.9300929.
68. YAMAGUCHI, Masafumi; ARAKI, Kenji; KOJIMA, Nobuaki; TAKAMOTO, Tatsuya; MASUDA, Taizo; SATOU, Akinori; YAMADA, Kazumi; YAMAZAKI, Mitsuhiro. Importance of Developing High-Efficiency Solar Cells for PV-Powered Vehicles. *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2020, S. 0221–0223. Abger. unter DOI: 10.1109/PVSC45281.2020.9300413.
69. YAMAGUCHI, Masafumi; MASUDA, Taizo; ARAKI, Kenji; SATO, Daisuke; LEE, Kan-Hua; KOJIMA, Nobuaki; TAKAMOTO, Tatsuya; OKUMURA, Kenichi; SATOU, Akinori; YAMADA, Kazumi; NAKADO, Takashi; ZUSHI, Yusuke; OHSHITA, Yoshio; YAMAZAKI, Mitsuhiro. Development of high-efficiency and low-cost solar cells for PV-powered vehicles application. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2021, Jg. 29, Nr. 7, S. 684–693. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.3343.
70. GREEN, Martin A.; DUNLOP, Ewan D.; HOHL-EBINGER, Jochen; YOSHITA, Masahiro; KOPIDAKIS, Nikos; HAO, Xiaojing. Solar cell efficiency tables (Version 58). *Progress in Photovoltaics: Research and*

- Applications*. 2021, Jg. 29, Nr. 7, S. 657–667. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.3444.
71. KELSEY A. W. HOROWITZ; TIMOTHY W. REMO; BRITTANY L. SMITH; AARON J. PTAK. A *Techno-Economic Analysis and Cost Reduction Roadmap for III-V Solar Cells*. Hrsg. von NREL. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72103.pdf>.
  72. VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaic*. 2021. Auch verfügbar unter: <https://itrpv.vdma.org/download>.
  73. WANG, Q. *Status of crystalline silicon PERC solar cells*. Gaithersburg, MD USA, 12-13.12.2019. Auch verfügbar unter: <https://www.nist.gov/system/files/documents/2020/01/15/Wang.pdf>.
  74. JINKOSOLAR. *JinkoSolar's High-efficiency N-Type Monocrystalline Silicon Solar Cell Sets New World Record with Highest Conversion Efficiency of 25.4%*. 13.10.2021. Auch verfügbar unter: <https://ir.jinkosolar.com/news-releases/news-release-details/jinkosolars-high-efficiency-n-type-monocrystalline-silicon-solar>.
  75. YOSHIKAWA, Kunta; KAWASAKI, Hayato; YOSHIDA, Wataru; IRIE, Toru; KONISHI, Katsunori; NAKANO, Kunihiro; UTO, Toshihiko; ADACHI, Daisuke; KANEMATSU, Masanori; UZU, Hisashi; YAMAMOTO, Kenji. Silicon heterojunction solar cell with interdigitated back contacts for a photoconversion efficiency over 26%. *Nature Energy*. 2017, Jg. 2, Nr. 5. Abger. unter DOI: 10.1038/nenergy.2017.32.
  76. LONGI SOLAR. *LONGi breaks world record for HJT solar cell efficiency twice in one week*. 29.10.2021. Auch verfügbar unter: [http://www.en.longi-solar.com/home/events/press\\_detail/id/364\\_LONGi\\_breaks\\_world\\_record\\_for\\_HJT\\_solar\\_cell\\_efficiency\\_twice\\_in\\_one\\_week.html](http://www.en.longi-solar.com/home/events/press_detail/id/364_LONGi_breaks_world_record_for_HJT_solar_cell_efficiency_twice_in_one_week.html).
  77. HAASE, Felix; HOLLEMANN, Christina; SCHÄFER, Sören; MERKLE, Agnes; RIENÄCKER, Michael; KRÜGENER, Jan; BRENDEL, Rolf; PEIBST, Robby. Laser contact openings for local poly-Si-metal contacts enabling 26.1%-efficient

- POLO-IBC solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2018, Jg. 186, S. 184–193. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2018.06.020.
78. OTA, Yasuyuki; MASUDA, Taizo; ARAKI, Kenji; YAMAGUCHI, Masafumi. A mobile multipyranometer array for the assessment of solar irradiance incident on a photovoltaic-powered vehicle. *Solar Energy*. 2019, Jg. 184, S. 84–90. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solener.2019.03.084.
79. ARAKI, Kenji; TAWA, Hiroki; SAIKI, Hiromu; OTA, Yasuyuki; NISHIOKA, Kensuke; YAMAGUCHI, Masafumi. The Outdoor Field Test and Energy Yield Model of the Four-Terminal on Si Tandem PV Module. *Applied Sciences*. 2020, Jg. 10, Nr. 7, S. 2529. Abger. unter DOI: 10.3390/app10072529.
80. WETZEL, Gustav; SALOMON, Leon; KRUGENER, Jan; PEIBST, Robby. Specifications for maximum power point tracking in vehicle-integrated photovoltaics based on high-resolution transient irradiance measurements. *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2020, S. 1124–1126. Abger. unter DOI: 10.1109/PVSC45281.2020.9300565.
81. WETZEL, Gustav; SALOMON, Leon; KRÜGENER, Jan; BREDEMEIER, Dennis; PEIBST, Robby. High time resolution measurement of solar irradiance onto driving car body for vehicle integrated photovoltaics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2021. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.3526.
82. SURESH, M. S. Measurement of solar cell parameters using impedance spectroscopy. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 1996, Jg. 43, Nr. 1, S. 21–28. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/0927-0248(95)00153-0.
83. ABDULLAH, K. Al; ALLOUSH, Faisal Al; TERMANINI, M. J.; SALAME, C. Low Frequency and Low Temperature Behavior of Si, Solar Cell by AC Impedance Measurements. *Energy Procedia*. 2012, Jg. 19, S. 183–191. ISSN 18766102. Abger. unter DOI: 10.1016/j.egypro.2012.05.198.

84. BRAÑA, A. F.; FORNIÉS, E.; LÓPEZ, N.; GARCÍA, B. J. High Efficiency Si Solar Cells Characterization Using Impedance Spectroscopy Analysis. *Journal of Physics: Conference Series*. 2015, Jg. 647, S. 012069. ISSN 1347-4065. Abger. unter DOI: 10.1088/1742-6596/647/1/012069.
85. PANIGRAHI, Jagannath; VANDANA; SINGH, Rajbir; BATRA, Neha; GOPE, Jhuma; SHARMA, Mukul; PATHI, P.; SRIVASTAVA, S. K.; RAUTHAN, C.M.S.; SINGH, P. K. Impedance spectroscopy of crystalline silicon solar cell: Observation of negative capacitance. *Solar Energy*. 2016, Jg. 136, S. 412–420. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solener.2016.06.041.
86. HAUFF, Elizabeth von. Impedance Spectroscopy for Emerging Photovoltaics. *The Journal of Physical Chemistry C*. 2019, Jg. 123, Nr. 18, S. 11329–11346. ISSN 1932-7447. Abger. unter DOI: 10.1021/acs.jpcc.9b00892.
87. ANIL KUMAR, R.; SURESH, M. S.; NAGARAJU, J. Measurement and comparison of AC parameters of silicon (BSR and BSFR) and gallium arsenide (GaAs/Ge) solar cells used in space applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2000, Jg. 60, Nr. 2, S. 155–166. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/S0927-0248(99)00080-X.
88. KUMAR, R. Anil; SURESH, M. S.; NAGARAJU, J. Facility to measure solar cell ac parameters using an impedance spectroscopy technique. *Review of Scientific Instruments*. 2001, Jg. 72, Nr. 8, S. 3422–3426. ISSN 0034-6748. Abger. unter DOI: 10.1063/1.1386632.
89. KUMAR, R. Anil; SURESH, M. S.; NAGARAJU, J. Silicon (BSFR) solar cell AC parameters at different temperatures. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2005, Jg. 85, Nr. 3, S. 397–406. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2004.05.017.
90. CHENVIDHYA, D.; KIRTIKARA, K.; JIVACATE, C. PV module dynamic impedance and its voltage and frequency dependencies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2005, Jg. 86, Nr. 2, S. 243–251. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2004.07.005.

91. KUMAR, Sanjai; SINGH, P. K.; CHILANA, G. S. Study of silicon solar cell at different intensities of illumination and wavelengths using impedance spectroscopy. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2009, Jg. 93, Nr. 10, S. 1881–1884. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2009.07.002.
92. MORA-SERÓ, Iván; GARCIA-BELMONTE, Germà; BOIX, Pablo P.; VÁZQUEZ, Miguel A.; BISQUERT, Juan. Impedance spectroscopy characterisation of highly efficient silicon solar cells under different light illumination intensities. *Energy & Environmental Science*. 2009, Jg. 2, Nr. 6, S. 678. ISSN 1754-5692. Abger. unter DOI: 10.1039/b812468j.
93. KUMAR, Sanjai; SINGH, P. K.; DHARIWAL, S. R. Effect of surface passivation on generation and recombination lifetimes in silicon wafer studied by impedance spectroscopy. *Applied Physics Letters*. 2010, Jg. 96, Nr. 16, S. 162109. ISSN 0003-6951. Abger. unter DOI: 10.1063/1.3385779.
94. GARLAND, J. E.; CRAIN, D. J.; ROY, D. Impedance spectroscopy coupled with voltammetry for quantitative evaluation of temperature and voltage dependent parameters of a silicon solar cell. *Solar Energy*. 2011, Jg. 85, Nr. 11, S. 2912–2923. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solener.2011.08.029.
95. FAHRNER, W. R.; GOESSE, R.; SCHERFF, M.; MUELLER, T.; FERRARA, M.; NEITZERT, H. C. Admittance Measurements on a-Si<sub>1-x</sub>Ge<sub>x</sub>-Si Heterojunction Solar Cells. *Journal of The Electrochemical Society*. 2005, Jg. 152, Nr. 11, G819. ISSN 00134651. Abger. unter DOI: 10.1149/1.2041949.
96. GARCIA-BELMONTE, Germà; GARCÍA-CAÑADAS, Jorge; MORA-SERÓ, Iván; BISQUERT, Juan; VOZ, Cristóbal; PUIGDOLLERS, Joaquim; ALCUBILLA, Ramon. Effect of buffer layer on minority carrier lifetime and series resistance of bifacial heterojunction silicon solar cells analyzed by impedance spectroscopy. *Thin Solid Films*. 2006, Jg. 514, Nr. 1-2, S. 254–257. ISSN 00406090. Abger. unter DOI: 10.1016/j.tsf.2006.02.020.



97. GUDOVSKIKH, A. S.; KLEIDER, J.-P.; TERUKOV, E. I. Characterization of an a-Si:H/c-Si interface by admittance spectroscopy. *Semiconductors*. 2005, Jg. 39, Nr. 8, S. 904–909. ISSN 1063-7826. Abger. unter DOI: 10.1134/1.2010683.
98. GUDOVSKIKH, A. S.; KLEIDER, J.-P.; DAMON-LACOSTE, J.; ROCA I CABARROCAS, P.; VESCHETTI, Y.; MULLER, J.-C.; RIBEYRON, P.-J.; ROLLAND, E. Interface properties of a-Si:H/c-Si heterojunction solar cells from admittance spectroscopy. *Thin Solid Films*. 2006, Jg. 511-512, S. 385–389. ISSN 00406090. Abger. unter DOI: 10.1016/j.tsf.2005.12.111.
99. MORA-SERÓ, Ivan; LUO, Yan; GARCIA-BELMONTE, Germà; BISQUERT, Juan; MUÑOZ, Delfina; VOZ, Cristóbal; PUIGDOLLERS, Joaquim; ALCUBILLA, Ramon. Recombination rates in heterojunction silicon solar cells analyzed by impedance spectroscopy at forward bias and under illumination. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2008, Jg. 92, Nr. 4, S. 505–509. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2007.11.005.
100. LI, Jian V.; CRANDALL, Richard S.; YOUNG, David L.; PAGE, Matthew R.; IWANICZKO, Eugene; WANG, Qi. Capacitance study of inversion at the amorphous-crystalline interface of n-type silicon heterojunction solar cells. *Journal of Applied Physics*. 2011, Jg. 110, Nr. 11, S. 114502. ISSN 0021-8979. Abger. unter DOI: 10.1063/1.3663433.
101. KUMAR, R. A.; SURESH, M. S.; NAGARAJU, J. Effect of solar array capacitance on the performance of switching shunt voltage regulator. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2006, Jg. 21, Nr. 2, S. 543–548. ISSN 0885-8993. Abger. unter DOI: 10.1109/TPEL.2005.869779.
102. ANDREJEVIĆ STOŠOVIĆ, Miona; DIMITRIJEVIĆ, Marko; LITOVSKI, Vanco; LUKAČ, Duško. Quantification of Power Quality Issues at the PV Panel-Converter Interface. *IX Symposium Industrial Electronics INDEL*. 2012, S. 256–262.
103. ANDREJEVIC STOSOVIC, Miona; LUKAČ, Duško; LITOVSKI, Vanco. Realistic Modeling and Simulation of the

- PV System-Converter interface. *Proc. Small Systems Simulations Symposium at Serbia*. 2012, S. 28–32.
104. ANDREJEVIC STOSOVIC, Miona; LUKAC, Dusko; LITOVSKI, Ivan; LITOVSKI, Vanco. Frequency domain characterization of a solar cell. In: *11th Symposium on Neural Network Applications in Electrical Engineering*. IEEE, 20.09.2012 - 22.09.2012, S. 259–264. ISBN 978-1-4673-1572-2. Abger. unter DOI: 10.1109/NEUREL.2012.6420031.
105. KIM, Wook; DUONG, Van-Huan; NGUYEN, Thanh-Tuan; CHOI, Woojin. Analysis of the effects of inverter ripple current on a photovoltaic power system by using an AC impedance model of the solar cell. *Renewable Energy*. 2013, Jg. 59, S. 150–157. ISSN 09601481. Abger. unter DOI: 10.1016/j.renene.2013.03.035.
106. ANDREJEVIĆ STOŠOVIĆ, Miona; LITOVSKI, Ivan; LUKAČ, Duško; DIMITRIJEVIĆ, Marko; LITOVSKI, Vančo. A small-signal model of a solar cell. *SIMULATION*. 2014, Jg. 90, Nr. 11, S. 1231–1243. ISSN 0037-5497. Abger. unter DOI: 10.1177/0037549714551290.
107. KIRCIOGLU, Onur; YILDIZ, Ali Bekir. Large-signal analysis based on nonlinear algebraic equations for an integrated photovoltaic module–converter system. *Journal of Computational Electronics*. 2020, Jg. 19, Nr. 2, S. 866–874. ISSN 1569-8025. Abger. unter DOI: 10.1007/s10825-020-01481-x.
108. FRIESEN, G.; OSSENBRINK, H. A. Capacitance effects in high-efficiency cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 1997, Jg. 48, Nr. 1-4, S. 77–83. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/S0927-0248(97)00072-X.
109. HERMAN, Matic; JANKOVEC, Marko; TOPIČ, Marko. Optimisation of the I–V measurement scan time through dynamic modelling of solar cells. *IET Renewable Power Generation*. 2013, Jg. 7, Nr. 1, S. 63–70. ISSN 1752-1416. Abger. unter DOI: 10.1049/iet-rpg.2012.0020.
110. GAO, Qi; ZHANG, Yating; YU, Youlin; MENG, Fanying; LIU, Zhengxin. Effects of I–V Measurement Parameters on the Hysteresis Effect and Optimization in High-Capacitance PV Module Testing. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2018, Jg. 8,

Nr. 3, S. 710–718. ISSN 2156-3381. Abger. unter DOI:  
10.1109/JPHOTOV.2018.2810852.

111. PRAVETTONI, Mauro; POH, Daren; PRAKASH SINGH, Jai; WEI HO, Jian; NAKAYASHIKI, Kenta. The effect of capacitance on high-efficiency photovoltaic modules: a review of testing methods and related uncertainties. *Journal of Physics D: Applied Physics*. 2021, Jg. 54, Nr. 19, S. 193001. ISSN 0022-3727. Abger. unter DOI: 10.1088/1361-6463/abe574.
112. JAIN, S. C.; AGARWAL, S. K.; RAY, U. C. Determination of minority carrier lifetime and effective back surface recombination velocity in BSF silicon solar cells from transient measurements. *Electronics Letters*. 1983, Jg. 19, Nr. 10, S. 365. ISSN 00135194. Abger. unter DOI: 10.1049/el:19830253.
113. ROSE, B. H. Minority-carrier lifetime measurements on silicon solar cells using  $I_{sc}$  and  $V_{oc}$  transient decay. *IEEE Transactions on Electron Devices*. 1984, Jg. 31, Nr. 5, S. 559–565. ISSN 0018-9383. Abger. unter DOI: 10.1109/T-ED.1984.21569.
114. ULRICHS, C.; EICKHOFF, T.; WAGNER, H. Transient photocurrent spectroscopy on amorphous silicon solar cells. In: *Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1993 (Cat. No. 93CH3283-9)*. IEEE, 10-14 May 1993, S. 981–985. ISBN 0-7803-1220-1. Abger. unter DOI: 10.1109/PVSC.1993.346993.
115. STANNOWSKI, B.; CORDES, H.; BRUGGEMANN, R.; EICKHOFF, Th.; BRÖCHELER, S.; WAGNER, H. The influence of deeply-trapped charge on the transient photocurrent response of a-Si:H solar cells. *Journal of Non-Crystalline Solids*. 1998, Nr. 227–230, S. 1295–1299. ISSN 00223093.
116. SLONIM, M. A.; SLONIM, A. A. Transient processes in single crystal solar cell panels: experimental investigation. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2004. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2004.04.004.

117. DESHMUKH, M. P.; KUMAR, R. Anil; NAGARAJU, J. Measurement of solar cell ac parameters using the time domain technique. *Review of Scientific Instruments*. 2004, Jg. 75, Nr. 8, S. 2732–2735. ISSN 0034-6748. Abger. unter DOI: 10.1063/1.1777380.
118. DESHMUKH, M. P.; NAGARAJU, J. Measurement of silicon and GaAs/Ge solar cells ac parameters. *Solar Energy*. 2005, Jg. 78, Nr. 1, S. 1–4. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solener.2004.07.002.
119. LI, Sheng S. *Semiconductor Physical Electronics*. Boston, MA: Springer US, 1993. Abger. unter DOI: 10.1007/978-1-4613-0489-0.
120. SZE, S. M. *Semiconductor devices: Physics and technology*. 2. ed. New York, NY: Wiley, 2002. ISBN 0471333727.
121. WÜRFEL, Peter. *Physics of solar cells: From principles to new concepts*. Weinheim: Wiley-VCH, 2005. Physics textbook. ISBN 3-527-40428-7.
122. SZE, S. M.; NG, Kwok K. *Physics of Semiconductor Devices*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, 2006. Abger. unter DOI: 10.1002/0470068329.
123. GOETZBERGER, Adolf; KNOBLOCH, Joachim; VOSS, Bernhard. *Crystalline Silicon Solar Cells*. 2014. Abger. unter DOI: 10.1002/9781119033769.
124. WÜRFEL, Uli; CUEVAS, Andres; WÜRFEL, Peter. Charge Carrier Separation in Solar Cells. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2015, Jg. 5, Nr. 1, S. 461–469. ISSN 2156-3381. Abger. unter DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2363550.
125. FUHS, W.; NIEMANN, K.; STUKE, J. Heterojunctions of Amorphous Silicon and Silicon Single Crystals. *AIP Conference Proceedings*. 1974, Nr. 20, S. 345–350. Abger. unter DOI: 10.1063/1.2945985.
126. MARKVART, Tom; CASTAÑER, Luis. Principles of Solar Cell Operation. In: *McEvoy's Handbook of Photovoltaics*. Elsevier, 2018, S. 3–28. ISBN 9780128099216. Abger. unter DOI: 10.1016/B978-0-12-809921-6.00001-X.

127. SHOCKLEY, William. The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors. *Bell System Technical Journal*. 1949, Jg. 28, Nr. 3, S. 435–489. Abger. unter DOI: 10.1002/j.1538-7305.1949.tb03645.x.
128. SAH, Chih-tang; NOYCE, Robert; SHOCKLEY, William. Carrier Generation and Recombination in P-N Junctions and P-N Junction Characteristics. *Proceedings of the IRE*. 1957, Jg. 45, Nr. 9, S. 1228–1243. ISSN 0096-8390. Abger. unter DOI: 10.1109/JRPROC.1957.278528.
129. RICHTER, Armin; GLUNZ, Stefan W.; WERNER, Florian; SCHMIDT, Jan; CUEVAS, Andres. Improved quantitative description of Auger recombination in crystalline silicon. *Physical Review B*. 2012, Jg. 86, Nr. 16. ISSN 1098-0121. Abger. unter DOI: 10.1103/PhysRevB.86.165202.
130. ALRAHIM SHANNAN, Nahla Mohamed Abd; YAHAYA, Nor Zaihar; SINGH, Balbir. Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison. In: *2013 IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering*. IEEE, 29.11.2013 - 01.12.2013, S. 210–214. ISBN 978-1-4799-1508-8. Abger. unter DOI: 10.1109/ICCSCE.2013.6719960.
131. CHAN, D.S.H.; PHILLIPS, J. R.; PHANG, J.C.H. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. *Solid-State Electronics*. 1986, Jg. 29, Nr. 3, S. 329–337. ISSN 00381101. Abger. unter DOI: 10.1016/0038-1101(86)90212-1.
132. SCHRODER, Dieter K. *Semiconductor material and device characterization*. 3rd ed. Piscataway NJ und Hoboken N.J.: IEEE Press und Wiley, 2006. ISBN 0471739065.
133. BLACK, Lachlan E. *New Perspectives on Surface Passivation: Understanding the Si-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Interface*. Cham: Springer International Publishing, 2016. ISBN 978-3-319-32520-0. Abger. unter DOI: 10.1007/978-3-319-32521-7.
134. OSRAM OPTO SEMICONDUCTORS. *SFH 4346 Radial T1 Infrared Emitter (940 nm)*. 2019. Auch verfügbar unter: [https://dammedia.osram.info/media/resource/hires/osram-dam-5824096/SFH%204346\\_EN.pdf](https://dammedia.osram.info/media/resource/hires/osram-dam-5824096/SFH%204346_EN.pdf).

135. DEPARTMENT OF GEO INFORMATION, CITY OF HANOVER (GERMANY). *Open GEOData, Stadtmodell Hannover CityGML LoD2. Licensed under CC-BY-4.0 - Bereich Geoinformation - LH Hannover*. 2021. Auch verfügbar unter: <https://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Verwaltungen-Kommunen/Die-Verwaltung-der%20-%20Landeshauptstadt%20-%20Hannover%20/%20Dezernate%20-%20und%20-%20Fachbereiche%20-%20der%20-%20LHH%20/%20Stadtentwicklung%20-%20und%20-Bauen/Fachbereich-Planen-und-Stadtentwicklung/Geoinformation/Open-GeoData>.
136. THORSTEN HOFFMANN. *Suncalc*. 2021. Auch verfügbar unter: <https://www.suncalc.org/#/52.3723,9.7382,11/2020.06.24/13:04/1/3..>
137. INSTITUT FÜR METEOROLOGIE UND KLIMATOLOGIE LEIBNIZ UNIVERSITÄT HANNOVER. [o. D.]. Auch verfügbar unter: <https://www.muk.uni-hannover.de/258.html>.
138. NYQUIST, H. Certain Topics in Telegraph Transmission Theory. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*. 1928, Jg. 47, Nr. 2, S. 617–644. ISSN 0096-3860. Abger. unter DOI: 10.1109/T-AIEE.1928.5055024.
139. SHANNON, C. E. Communication in the Presence of Noise. *Proceedings of the IRE*. 1949, Jg. 37, Nr. 1, S. 10–21. ISSN 0096-8390. Abger. unter DOI: 10.1109/JRPROC.1949.232969.
140. STOICA, Petre G.; MOSES, Randolph. *Spectral analysis of signals*. Upper Saddle River, NJ: Pearson Prentice Hall, 2005. ISBN 0-13-113956-8.
141. GUO, Siyu; WALSH, Timothy Michael; ABERLE, Armin G.; PETERS, Marius. Analysing partial shading of PV modules by circuit modelling. *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2012, S. 002957–002960. Abger. unter DOI: 10.1109/PVSC.2012.6318205.

142. ZHENG, Kangen. *Simulation der Strom-Spannungs-Charakteristik von Solarzellen unter transientser Beleuchtung*. Hannover: Institut für Materialien und Bauelemente der Elektronik, 10.12.2020. Masterarbeit. Leibniz Universität Hannover.
143. BRENDDEL, Rolf; PEIBST, Robby. Contact Selectivity and Efficiency in Crystalline Silicon Photovoltaics. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2016, Jg. 6, Nr. 6, S. 1413–1420. ISSN 2156-3381. Abger. unter DOI: 10.1109/JPHOTOV.2016.2598267.
144. PEIBST, R.; RÖMER, U.; LARIONOVA, Y.; RIENÄCKER, M.; MERKLE, A.; FOLCHERT, N.; REITER, S.; TURCU, M.; MIN, B.; KRÜGENER, J.; TETZLAFF, D.; BUGIEL, E.; WIETLER, T.; BRENDDEL, R. Working principle of carrier selective poly-Si/c-Si junctions: Is tunnelling the whole story? *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2016, Jg. 158, S. 60–67. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2016.05.045.
145. HAASE, Felix; MIN, Byungsul; HOLLEMANN, Christina; KRÜGENER, Jan; BRENDDEL, Rolf; PEIBST, Robby. Fully screen-printed silicon solar cells with local Al-p + and n-type POLO interdigitated back contacts with a VOC of 716 mV and an efficiency of 23%. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2021, Jg. 29, Nr. 5, S. 516–523. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.3399.
146. WOLF, Stefaan de; DESCOEUDRES, Antoine; HOLMAN, Zachary C.; BALLIF, Christophe. High-efficiency Silicon Heterojunction Solar Cells: A Review. *Green*. 2012, Jg. 2, Nr. 1, S. 7–24. ISSN 1869-876X. Abger. unter DOI: 10.1515/green-2011-0018.
147. STANGL, R.; KRIEGEL, M.; SCHMIDT, M. AFORS-HET, Version 2.2, a Numerical Computer Program for Simulation of Heterojunction Solar Cells and Measurements. In: *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*. IEEE, 07.05.2006 - 12.05.2006, S. 1350–1353. ISBN 1-4244-0016-3. Abger. unter DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279681.

148. GUEYMARD, C. A.; MYERS, D.; EMERY, K. Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing. *Solar Energy*. 2002, Jg. 73, Nr. 6, S. 443–467. ISSN 0038092X. Abger. unter DOI: 10.1016/S0038-092X(03)00005-7.
149. GREEN, Martin A.; KEEVERS, Mark J. Optical properties of intrinsic silicon at 300 K. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 1995, Jg. 3, Nr. 3, S. 189–192. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.4670030303.
150. GREEN, Martin A. Self-consistent optical parameters of intrinsic silicon at 300K including temperature coefficients. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2008, Jg. 92, Nr. 11, S. 1305–1310. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2008.06.009.
151. GREEN, Martin A. Improved silicon optical parameters at 25Å°C, 295 K and 300 K including temperature coefficients. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2021. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/pip.3474.
152. SALOMON, Leon. *Untersuchung wechselnder Sonneneinstrahlung in verschiedenen Fahrsituationen für VIPV*. Hannover: Institut für Materialien und Bauelemente der Elektronik, 03.07.2020. Bachelorarbeit. Leibniz Universität Hannover.
153. ZEKRY, A.; AL-MAZROO, A. Y. A distributed SPICE-model of a solar cell. *IEEE Transactions on Electron Devices*. 1996, Jg. 43, Nr. 5, S. 691–700. ISSN 0018-9383. Abger. unter DOI: 10.1109/16.491244.
154. LUQUE, A.; TOBÍAS, I. Perimeter recombination in planar solar cells. *Journal of Applied Physics*. 1993, Jg. 73, Nr. 8, S. 4042–4047. ISSN 0021-8979. Abger. unter DOI: 10.1063/1.352872.
155. ALTERMATT, Pietro P.; HEISER, Gernot; GREEN, Martin A. Numerical quantification and minimization of perimeter losses in high-efficiency silicon solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 1996, Jg. 4, Nr. 5, S. 355–367. ISSN 1062-7995. Abger. unter DOI: 10.1002/(SICI)1099-159X(199609/10)4:5{ }3C355::AID-PIP145{ }3E3.0.CO;2-X.



156. SCHÄFER, S.; HAASE, F.; HOLLEMANN, C.; HENSEN, J.; KRÜGENER, J.; BRENDEL, R.; PEIBST, R. 26%-efficient and 2 cm narrow interdigitated back contact silicon solar cells with passivated slits on two edges. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2019, Jg. 200, S. 110021. ISSN 09270248. Abger. unter DOI: 10.1016/j.solmat.2019.110021.
157. WIRTH, Harry. *Photovoltaic module technology*. Berlin und Boston: De Gruyter, 2020. De Gruyter STEM. ISBN 3110677105. Abger. unter DOI: 10.1515/9783110677010.
158. SATPATHY, Rabindra. *Solar PV power: Design, manufacturing and applications from sand to systems*. London: Academic Press, 2021. ISBN 012817627X.
159. KOPECEK, Radovan; LIBAL, Joris. Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges. *Energies*. 2021, Jg. 14, Nr. 8, S. 2076. Abger. unter DOI: 10.3390/en14082076.
160. WITTECK, Robert. *Analysis of cell to module losses and UV radiation hardness for passivated emitter and rear cells and modules*. Hannover, 2018. Dissertation. Leibniz Universität Hannover.

# Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

$A$	Zellfläche
$C_S$	Serienkapazität
$C_p$	Parallelkapazität
$C_{diff}$	Diffusionskapazität
$C_{dep}$	Verarmungskapazität
$d$	Zelldicke
$E_{Fn}$	Quasiferminiveau der Elektronen
$E_{Fp}$	Quasiferminiveau der Löcher
$E_e$	Einstrahlungsintensität
$FF$	Füllfaktor
FFT	Fast Fourier Transform - schnelle Fouriertransformation
$f$	Frequenz
IBC	Interdigitated Back Contact

$I_{Ph}$	Photostrom
$I_{MPP}$	Strom am MPP
$I_{SC}$	Kurzschlussstrom
$I_0 (I_{01}, I_{02})$	Sperrsättigungsstrom (von Diode 1, Diode 2)
$J_0(J_{01}, J_{02})$	Sperrsättigungsstromdichte (von Diode 1, Diode 2)
$k_B$	Boltzmannkonstante
MPP	Maximum Power Point - Punkt maximaler Leistung
MPPT	Maximum Power Point Tracker
$n$	Konzentration freier Elektronen
$n_0$	Konzentration freier Elektronen im thermischen Gleichgewicht
$n_i$	intrinsische Ladungsträgerkonzentration
$n_1, n_2$	Idealitätsfaktor von Diode 1, Diode 2
$N_A$	Akzeptorkonzentration
$N_D$	Donatorkonzentration
$p$	Konzentration freier Löcher
$p_0$	Konzentration freier Löcher
POLO	Polysilicon-on-Oxide
$q$	Elementarladung

## Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

$R$	Realteil der Impedanz
$R_P$	Parallelwiderstand
$R_s$	Serienwiderstand
$R_{Sh}$	Shuntwiderstand
$R_L$	Lastwiderstand
$R_{MPP}$	Widerstand am MPP
SHJ	Silizium-Heterojunction
$T$	Temperatur
$V_{OC}$	Spannung bei offenen Klemmen, Leerlaufspannung
$V_{MPP}$	Spannung am MPP
$W$	Raumladungszonenweite
$X$	Imaginärteil der Impedanz
$\underline{Z}$	Impedanz
$\Delta n$	Überschussladungsträgerkonzentration
$\eta$	Effizienz
$\tau$	Ladungsträgerlebensdauer
$\omega$	Kreisfrequenz

# Danksagung

An diese Stelle möchte ich mich bei allen bedanken die mich während der Entstehung dieser Arbeit unterstützt haben: Prof. Robby Peibst danke ich für die Ermöglichung und Betreuung dieser Arbeit, für die fachliche Unterstützung und Übernahme des Erstgutachtens und für den unermüdlichen Einsatz bei der Leitung des Projekts Street, auch unter widrigsten Umständen. Prof. Bernhard Wicht danke ich für die Übernahme des Koreferats und die interessanten fachlichen Anregungen. Beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bedanke ich mich für die Finanzierung des Projekts Street, in dessen Rahmen diese Arbeit entstanden ist. Bei Dr. Jan Krügener bedanke ich mich für die viele fachliche und organisatorische Unterstützung und die ausgezeichnete Zusammenarbeit im Projekt Street. Hartmut Schwarz möchte ich für die Bereitstellung und das Fahren des Testfahrzeugs, sowie für die Hilfe bei der Konstruktion des Messaufbaus danken. Bernd Koch und Detlef Zech danke ich für die Unterstützung bei der Konstruktion der Messaufbauten und für die Hilfe bei verschiedenen elektrischen und mechanischen Schwierigkeiten. Bei Andrea Lissel bedanke ich mich für das Sägen der Solarzelle. Bedanken möchte ich mich auch bei Kangen Zheng der mit seiner Masterarbeit wichtige Vorarbeiten für diese Arbeit geleistet hat und insbesondere bei Leon Salomon der mit seiner Bachelorarbeit sowie als HiWi eine enorme Hilfe bei der Entstehung dieser Arbeit geleistet hat. Bei Sabine Galle und Rabia Aksoy für die Unterstützung in der Verwaltung. Ich danke Leonardo Mörlein für die Beratung in Sachen Signalverarbeitung sowie David Sylla und Agnes Merkle für die LOANA-Messungen. Ebenso danke ich Felix Haase und Christina Hollemann für die gute Zusammenarbeit im Projekt Street und das Zurverfügungstellen der POLO-IBC-Solarzellen sowie Bernd Stannowski und Stefan Janke für das Zurverfügungstellen der SHJ-Solarzellen. Weiterhin möchte ich mich bei Jan Schmidt, Philipp Gribisch, Yvo Barnscheidt und Hannah Genath sowie bei allen Kollegen am MBE für die netten und interessanten Gespräche im Büro und vielen kleinen und größeren Gefallen bedanken. Außerdem möchte ich

## *Danksagung*

mich bei meinen Eltern Christel Wetzel und Werner Lottmann für die Korrektur meiner sprachlichen Fehler und ihre Unterstützung während der Bearbeitung dieser Arbeit bedanken. Zu guter Letzt möchte ich mich noch bei meinen Freunden für ihre Unterstützung bedanken.

# Lebenslauf

Name	Gustav Wetzel
Geburtsdatum	07.07.1987
Geburtsort	Frankfurt am Main
1994 - 2004	Erweiterter Realschulabschluss an der Glockseeschule Hannover
2004 - 2007	Abitur an der IGS Linden Hannover
2007 - 2008	Zivildienst an der Gustav Brandtsche Stiftung
2008 - 2012	Bachelorstudium in Nanotechnologie an der Leibniz Universität Hannover Bachelorarbeit: Epitaxie von Selten-Erden-Oxiden auf verschiedenen Halbleiteroberächen Bachelorarbeit Gustav
2012 - 2014	Masterstudium in Nanotechnologie an der Leibniz Universität Hannover Masterarbeit: Untersuchung der Ladungsträgerbeweglichkeit von epitaktischen Schichten auf Silizium
2014 - 2018	Lehrkraft für besondere Aufgaben am Institut für Materialien und Bauelemente der Elektronik der Leibniz Universität Hannover
2018 - 2021	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Materialien und Bauelemente der Elektronik der Leibniz Universität Hannover

# Publikationsliste

## Im Rahmen dieser Arbeit entstandene Veröffentlichungen

### Artikel in Fachzeitschriften

- G. Wetzel, L. Salomon, J. Krügener, D. Bredemeier, R. Peibst (2021):  
„High time resolution measurement of solar irradiance onto driving car body for vehicle integrated photovoltaics“, in Progress in Photovoltaics 2021 DOI: 10.1002/pip.3526
- R. Peibst, H. Fischer, M. Brunner, A. Schießl, S. Wöhe, R. Wecker, F. Haase, H. Schulte-Huxel, S. Blankemeyer, M. Köntges, C. Hollemann, R. Brendel, G. Wetzel, J. Krügener, H. Nonnenmacher, H. Mehlich, A. Salavei, K. Ding, A. Lambertz, B. Pieters, S. Janke, B. Stannowski, L. Korte (2021):  
„Demonstration of feeding VIPV-converted energy into the high-voltage on-board network of practical light commercial vehicles for range extension“, Solar RRL (2021) 2100516 DOI: 10.1002/solr.202100516

### Konferenzbeiträge

- G. Wetzel, S. Salomon, J. Krügener, R. Peibst (2020):  
„Specifications for maximum power point tracking in vehicle-integrated photovoltaics based on high-resolution transient irradiance measurements“, presented at IEEE PVSC-47 Virtual Conference
- G. Wetzel, J. Krügener, R. Peibst (2020):  
„For VIPV Applications: Investigation of Transient Shading with High Time Resolution under Different Environmental Conditions“, presented at PVSEC-30 Virtual Conference



- G. Wetzel, J. Krügener, B. Stannowski, S. Janke, R. Peibst (2021):  
„Transient Electrical Characteristics of Hetero Junction Solar Cells under Fast Transient Illumination“, 11th International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics (11th SiliconPV), online event, 19. - 23.04.2021
- G. Wetzel, J. Krügener, R. Peibst (2021):  
„From basic studies of transient shading effects to test drives with a PV-equipped light commercial vehicle“, 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (38th EUPVSEC), online event, 06. - 10.09.2021
- R. Peibst, H. Fischer, M. Brunner, A. Schiessel, S. Wöhe, R. Wecker, F. Haase, H. Schulte-Huxel, S. Blankemeyer, M. Köntges, C. Hollemann, R. Brendel, G. Wetzel, J. Krügener, H. Nonnenmacher, H. Mehlich, A. Salavei, K. Ding, A. Lambertz, B. Pieters, S. Janke, B. Stannowski, L. Korte (2021):  
„Demonstration of feeding VIPV converted energy into the high voltage on board network of practical light commercial vehicles for range extension“, 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (38th EUPVSEC), online event, 06. - 10.09.2021

### **Über diese Arbeit hinaus entstandene Veröffentlichungen**

- G. Wetzel, J. Krügener, R. Peibst, A. Dietrich, B. Nacke, H. J. Osten (2019):  
“Simulation of solar cell performance based on in the field measured ambience parameters”, 9th International Conference on Silicon Photovoltaics (9th SiliconPV), Leuven, Belgium, 08. - 10.04.2019
- Y. Barnscheidt, J. Schmidt, G. Wetzel, D. Tetzlaff, T.F. Wietler, H.J. Osten (2018):  
“Highly boron-doped germanium layers on Si(001) grown by carbon-mediated epitaxy”, Semiconductor Science and Technology 33 (2018) 104006 DOI: 10.1088/1361-6641/aade69
- L. Shi, I. Babushkin, A. Husakou, O. Melchert, B. Frank, J. Yi, G. Wetzel, A. Demirçan, C. Lienau, H. Giessen, M. Ivanov, U. Morgner, M. Kovacev (2021):

„Femtosecond Field-Driven On-Chip Unidirectional Electronic Currents in Nonadiabatic Tunneling Regime“, *Laser & Photonics Reviews* 2021, 15, 2000475. <https://doi.org/10.1002/lpor.202000475>